

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

**DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO EN EL
MUNICIPIO DE ERRO, NAVARRA**

Alumno/Alumna: Martin, Coto, Iñigo

Director/Directora: Herranz, Soler, Margarita Eugenia

Curso: 2018-2019

Fecha: Bilbao, 27 de junio de 2019

RESUMEN

El presente proyecto se basa en el diseño de un parque eólico ubicado en el municipio navarro de Erro. Las instalaciones estarán compuestas por 17 aerogeneradores, los cuales aportarán una potencia nominal de 58,65 MW. Antes de comenzar con el dimensionamiento del parque en cuestión, se procederá con la contextualización de la situación actual de la energía eólica y con el análisis de la tecnología que hace posible el funcionamiento de los aerogeneradores. Además, se explicará brevemente la normativa vigente aplicable a la explotación de parques eólicos. Dando comienzo al diseño de la central, en primer lugar se elegirá un lugar adecuado para instalar el parque. Con el objetivo de que el emplazamiento escogido tenga las características óptimas, habrá que establecer los factores a tener en cuenta. A continuación, se llevará a cabo un análisis del recurso eólico de la ubicación escogida. Gracias a este estudio sobre las características del viento, se podrá realizar el posterior diseño del parque. El tercer paso consistirá en elegir el modelo de aerogenerador que se implantará en el parque en cuestión. Esta elección dependerá de varios factores también, tales como la potencia nominal deseada, el espacio disponible, el recurso eólico disponible, etc. Posteriormente, y después de elegir la ubicación de los aerogeneradores, se procederá con el cálculo de la energía generada por dichos aparatos. Gracias a esto, se podrá conocer la eficiencia de las instalaciones. Para terminar con el diseño del parque, se tratarán algunos temas relacionados con la adecuada ejecución y el buen funcionamiento del parque. Dicho esto, se detallará la infraestructura civil y eléctrica necesaria en la configuración de un parque eólico, así como la obra civil necesaria para su construcción y el mantenimiento necesario para garantizar un buen funcionamiento. Además, se analizarán los requisitos medioambientales a tener en cuenta a lo largo de la vida útil de las instalaciones. Por último, se llevará a cabo el análisis gracias al cual se conocerá la viabilidad económica del proyecto. Para eso, será necesario conocer, por un lado, los gastos relacionados con la inversión inicial y con los costes de mantenimiento; y por otro lado, necesitaremos saber la entrada de dinero que habrá gracias a la venta de la energía producida.

PALABRAS CLAVE:

Parque eólico, aerogenerador, energía eólica, recurso eólico, viento, viabilidad económica.

LABURPENA

Proiektu hau Nafarroako Erro herrian kokatutako parke eoliko baten diseinuan datza. Instalazioak 17 aerosorgailuz egongo dira osatuta, guztira 58,65 MW-ko potentzia nominala eskainiz. Parkearen dimentsionamendurekin hasi aurretik, energia eolikoaren gaur egungo egoerari eta aerosorgailuen funtzionamendua posible egiten duen teknologiaren analisiari ekingo zaio. Honetaz gain, parke eolikoaren ustiapena erregulatzen duen eta indarrean dagoen araudiari buruz azalpen labur bat emango da. Zentralaren diseinuari hasiera emateko, lehenbizi parkea kokatzeko leku apropos bat aukeratu beharko da. Aukeratutako kokalekuak ezaugarri optimoak izan ditzan, kontutan hartzeko zenbait faktore ezarri beharko dira. Jarraian, aukeratutako lekuaren baliabide eolikoaren analisi bat burutuko da. Haizearen ezaugarriei buruzko ikasketa honi esker, parkearen ondorengo diseinua egin ahalko da. Hirugarren urratsa, instalatuko den aerosorgailu-modeloaren aukeraketan oinarrituko da. Aukera hau ere zenbait faktorek baldintzatuko dute; besteak beste, lortu nahi den potentzia nominala, dagoen toki erabilgarria, baliabide eoliko erabilgarria, etab. Diseinuarekin jarraituz, behin aerosorgailuen kokaleku zehatzak erabakita daudela, aparatu horiek sortutako energiaren kalkulari ekingo zaio. Honi esker, instalazioen efizientzia ezagutu ahalko da. Diseinuarekin amaitzeko, exekuzio-obren egokitasunarekin eta parkearen funtzionamendu onarekin lotutako zenbait gai jorratuko dira. Hau esanda, zentral eolikoaren konfigurazioan beharrezkoak diren azpiegitura zibila eta elektrikoa zehaztuko dira, eraikuntzarako beharrezkoa den obra zibilarekin eta funtzionamendu egokia ziurtatzeko mantentze-lanekin batera. Gainera, instalazioen bizitza erabilgarrian zehar kontutan izan beharreko ingurumen-baldintzak aztertuko dira. Amaitzeko, proiektuaren bideragarritasun ekonomikoa ezagutzeko analisia burutuko da. Hori posiblea izateko, alde batetik, hasierako inbertsioari eta mantentze-lanei lotutako gastuak ezagutu beharko dira; eta bestetik, energiaren salmentari esker emango diren diru-sarrerak.

HITZ GAKOAK:

Parke eoliko, aerosorgailu, energia eoliko, baliabide eoliko, haize, bideragarritasun ekonomikoa.

ABSTRACT

This project is based on the design of a wind farm located in the Navarrese town of Erro. The facilities will be made up of 17 wind turbines, which will contribute to a nominal power of 58,65 MW. Before starting with the design of the wind farm, we will proceed with the contextualization of the current situation of wind energy and with the analysis of the technology that makes possible the functioning of a wind generator. In addition, we will shortly explain the current regulation applicable to the operation of wind farms. Starting with the design of the power plant, first of all we will choose an appropriate place to install it. In order to get a place with the ideal features, some factors will be established. Continuing with this, a study of the wind resource of the chosen place will be carried out. Thanks to it, the following design of the plant will be possible. The third step is to choose the model of wind generator that will be installed in the wind farm. This choice will also depend on some factor; such as the wanted nominal power, the available space, the available wind resource, etc. Afterwards, once the exact location of each wind turbine is established, we will proceed with the calculation of the total energy produced by those devices. Thanks to that, it will be possible to know the efficiency of the facilities. To finish with the design of the wind farm, some issues related with the appropriate execution and the good functioning of the power plant will be considered. That said, the civil and electrical infrastructure necessary in the configuration of a wind farm will be detailed, just like the civil work needed in the construction and the maintenance required to guarantee a good functioning. Furthermore, the environmental requirements to be considered throughout the life cycle of the facilities will be analyzed. Finally, a study will be carried out in order to know the financial viability of the project. To do this, it will be necessary to know, on the one hand, the costs related with the initial investment and the maintenance; and on the other hand, the money inflow related with the sale of the produced energy.

KEYWORDS:

Wind farm, wind turbine, wind energy, wind resource, wind, financial viability.

ÍNDICE

RESUMEN	2
LABURPENA	3
ABSTRACT	4
I. MEMORIA	11
1. INTRODUCCIÓN	11
2. OBJETIVOS DEL PROYECTO	13
3. CONTEXTO	14
4. DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS	20
4.1. NORMATIVA APLICABLE	20
4.1.1. Legislación Comunitaria	20
4.1.2. Legislación Estatal	20
4.1.3. Legislación Autonómica	21
4.2. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS	22
5. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE	23
5.1. AEROGENERADORES	23
5.1.1. Componentes	23
5.1.2. Fundamentos aerodinámicos	25
5.2. TECNOLOGÍA ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO	27
6. UBICACIÓN ESCOGIDA	30
6.1. SITUACIÓN DE ERRO	30
6.2. ZONAS DE ESPECIAL IMPORTANCIA MEDIOAMBIENTAL	32
6.3. OTROS FACTORES A TENER EN CUENTA	34
6.3.1. Camino de Santiago	34
6.3.2. Patrimonio histórico y cultural	35
7. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	36
7.1. VELOCIDAD DEL VIENTO	36
7.2. PERFIL VERTICAL DE VELOCIDADES Y RUGOSIDAD	38
7.3. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DEL VIENTO	42
7.3.1. Distribución de Weibull	42
7.3.2. Distribución de Rayleigh	45
7.4. DIRECCIÓN DEL VIENTO	46

7.5. DENSIDAD DE POTENCIA DEL VIENTO.....	47
7.5.1. Densidad del aire.....	48
8. DISEÑO DEL PARQUE.....	49
8.1. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.....	49
8.1.1. Curva de Potencia.....	53
8.1.2. Coeficiente de Potencia. Límite de Betz.....	54
8.2. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL PARQUE.....	56
8.2.1. Abrigo del viento.....	56
8.2.2. Efecto de la estela.....	58
8.2.3. Efecto del parque.....	59
8.2.4. Efecto túnel.....	59
8.2.5. Efecto de la colina.....	60
8.3. UBICACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	60
8.4. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.....	63
9. OBRA E INFRAESTRUCTURA CIVIL.....	68
9.1. VIALES DE ACCESO.....	68
9.2. PLATAFORMAS DE MONTAJE.....	71
9.3. CIMENTACIONES.....	71
9.4. CANALIZACIONES.....	72
9.5. EDIFICACIONES ANEJAS.....	74
10. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	75
11. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES.....	77
12. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.....	78
12.1. IMPACTO EN EL SISTEMA HIDROLÓGICO.....	78
12.2. IMPACTO EN EL SUELO.....	78
12.3. IMPACTO EN EL PATRIMONIO.....	78
12.4. IMPACTO EN LA FLORA Y FAUNA LOCAL.....	79
12.5. GESTIÓN DE RESIDUOS.....	79
12.6. IMPACTO ATMOSFÉRICO.....	79
12.7. IMPACTO ACÚSTICO.....	79
12.8. IMPACTO VISUAL O PAISAJÍSTICO.....	80
13. VIABILIDAD ECÓNOMICA DEL PROYECTO.....	82
13.1. PRESUPUESTO.....	82

13.2. CASH FLOW	84
13.3. ANÁLISIS FINANCIERO	84
14. ETAPAS NECESARIAS PARA LA EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO	86
II. METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL DESARROLLO DEL TFG	88
1. DESCRIPCIÓN DE FASES, TAREAS Y PROCEDIMIENTOS	88
2. DIAGRAMA DE GANTT	90
3. ASPECTOS ECONÓMICOS	91
III. CONCLUSIONES.....	93
IV. BIBLIOGRAFÍA.....	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Potencia eólica instalada total y añadida, 2007-2018.	14
Figura 2. Países con la mayor potencia eólica instalada y la potencia añadida en 2017.	15
Figura 3. Potencia eólica instalada en España, 1998-2018.	16
Figura 4. Cuota de mercado por generación en 2018 (%).	17
Figura 5. Cobertura de la demanda eléctrica por eólica por CCAA en 2018 (%).	18
Figura 6. Ubicación de los parques eólicos de Navarra.	19
Figura 7. Componentes de un aerogenerador.	23
Figura 8. Torre tubular y de celosía, respectivamente.	24
Figura 9. Perfil aerodinámico de una pala.	26
Figura 10. Comparación de tamaños de algunas edificaciones emblemáticas y del Haliade-X.	29
Figura 11. Ejemplo de un parque eólico offshore.	29
Figura 12. Ubicación de Erro dentro de Navarra.	30
Figura 13. Ubicación de Aincioa dentro de Erro.	31
Figura 14. Representación de los viales que conectan y atraviesan Erro y Aincioa.	31
Figura 15. Red Natura 2000 y Espacios Naturales Protegidos en Navarra, respectivamente.	33
Figura 16. ZECs en Erro.	33
Figura 17. Enclave Natural en Erro.	34
Figura 18. Camino de Santiago a su paso por Erro.	35
Figura 19. Histograma de velocidades del viento.	37
Figura 20. Perfil vertical de velocidades. Método exponencial.	41
Figura 21. Perfil vertical de velocidades. Método logarítmico.	41
Figura 22. Función de distribución de probabilidad o probabilidad acumulada de Weibull para distintos valores del parámetro de forma K	42
Figura 23. Función de densidad de probabilidad de Weibull para distintos valores del parámetro de forma K	43
Figura 24. Regresión lineal de la función de distribución de Weibull.	44
Figura 25. Distribución de Weibull junto al histograma de velocidades.	44
Figura 26. Distribución de Rayleigh junto al histograma de velocidades.	46
Figura 27. Rosa del viento en Aincioa (10 m).	47
Figura 28. Curva de potencia del modelo elegido.	54
Figura 29. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor.	55
Figura 30. Coeficiente de potencia del modelo elegido.	55

Figura 31. Velocidad del viento en porcentaje de la velocidad sin obstáculo.	56
Figura 32. Abrigo del viento, representado mediante la velocidad del viento en porcentaje de la velocidad del viento sin obstáculos, cuando el obstáculo está situado a 20 m y 500 m del aerogenerador, respectivamente	57
Figura 33. Abrigo del viento, representado mediante la energía del viento en porcentaje de la energía del viento sin obstáculos, cuando el obstáculo está situado a 20 m y 500 m del aerogenerador, respectivamente.	58
Figura 34. Efecto de la estela de una turbina.....	59
Figura 35. A13 situado en el paso entre dos colinas.....	62
Figura 36. A4 situado en lo más alto de una colina.	62
Figura 37. Emplazamiento de cada uno de los aerogeneradores y las distancias entre ellos.	63
Figura 38. Viales necesarios para acceder a los aerogeneradores.	70
Figura 39. Plataforma de montaje de un aerogenerador.	71
Figura 40. Esquema de canalización enterrada: medidas y materiales.	73
Figura 41. Ubicación del edificio donde se encuentra la subestación colectora y centro de control, en naranja	74
Figura 42. Niveles de ruido causados por la turbina V117-3.45 MW.....	80
Figura 43. Diagrama de Gantt de las etapas presentes en la ejecución del parque eólico.	87
Figura 44. Diagrama de Gantt de las fases del desarrollo del TFG.....	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2018.....	16
Tabla 2. Frecuencia registrada de cada velocidad del viento.	37
Tabla 3. Clasificación IEC 61400.	38
Tabla 4. Clasificación de la rugosidad de Davenport, posteriormente revisada por Wieringa...	39
Tabla 5. Modelos de la Plataforma 4 MW de Vestas y algunas de sus características.	50
Tabla 6. Características del modelo V117-3.45 MW.	51
Tabla 7. Características de los emplazamientos de los aerogeneradores.	60
Tabla 8. Energía producida por A4 en un año.	64
Tabla 9. EEP, H_{eq} y F_c de cada aerogenerador.....	66
Tabla 10. Energía producida por el parque eólico.	67
Tabla 11. Anchura mínima de los viales en las curvas.	68
Tabla 12. Presupuesto de la construcción del parque eólico.....	82

Diseño de un parque eólico en el municipio de Erro, Navarra

Tabla 13. Duración de las distintas etapas.....	86
Tabla 14. Planificación de las fases.	90
Tabla 15. Horas internas.	91
Tabla 16. Amortizaciones.	91
Tabla 17. Gastos.	92
Tabla 18. Presupuesto del proyecto.....	92

I. MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años se está apreciando una mayor concienciación sobre la problemática del cambio climático. Cada vez es más común ver como gobiernos y organizaciones toman acción en la conservación y protección del medioambiente. Esto se debe en gran medida a que, en contra de lo que muchos quieren hacernos creer, ya se están dando múltiples fenómenos a consecuencia del calentamiento global. Un claro ejemplo de ello son, entre otros, los cada vez más frecuentes desastres naturales, la gran cantidad de especies animales y vegetales que están en peligro o que ya se han extinguido, los cada vez más habituales problemas de salud relacionados con la desmedida contaminación presente en las grandes ciudades, etc.

Teniendo en cuenta que actualmente se trata posiblemente del factor que más emisiones de gases de efecto invernadero provoca, muchos se han dado cuenta de que el desarrollo de nuevos métodos en la obtención de energía es un paso clave para combatir el cambio climático. Es por ello que últimamente se ha podido observar un gran impulso en la explotación de las fuentes de energía renovable.

Dentro del campo de las energías renovables, una de las que mayor desarrollo y viabilidad ha logrado es la energía eólica. Se trata de una fuente de energía global que ha conseguido una gran aprobación de la opinión pública en los últimos años. Incluso los actores más reacios a una transición energética más respetuosa con el medioambiente han visto su gran potencial.

El origen de esta energía es el movimiento de grandes masas de aire ocurrido en la atmósfera, al cual se le conoce como viento. Estos movimientos se dan debido a las diferencias de presión presentes en la atmósfera, y aunque hay zonas que tienen un mayor potencial eólico que otras, se trata de un recurso presente en prácticamente toda la superficie terrestre. Como ocurre con casi todas las fuentes de energía del planeta, su origen es la energía proveniente del sol. Se calcula que entre el 1% y el 2% de toda la radiación solar que llega a la Tierra se convierte en energía eólica. Es evidente, por lo tanto, que su potencial es inmenso.

Desde hace milenios, los humanos han sido conscientes de ese gran potencial energético que poseía el viento. Los primeros indicios encontrados sobre la explotación de esta energía sugieren que hace más de 5000 años ya se aprovechaba la potencia del viento para impulsar pequeños barcos a vela. Más adelante, se dieron cuenta de que, al igual que ocurría con la fuerza del agua, el viento podía ser utilizado para realizar numerosos trabajos mecánicos gracias a ruedas que obtenían parte de su energía. No fue hasta la Edad Media, hacia el siglo VII, cuando se empezaron a usar los primeros molinos de viento. Sus principales funciones eran bombear agua y moler granos, y fueron utilizados por primera vez en Oriente Medio. Pronto se extendieron a Asia Central, India, China, y finalmente llegaron a Europa, sobre el siglo XII.

Sin embargo, pasaron siglos hasta que se empezó a generar electricidad a partir del viento. El primer aerogenerador fue creado a finales del siglo XIX, por un ingeniero escocés. A pesar de que en los próximos 100 años se extendió el uso de estos aparatos por numerosos lugares, consistían en turbinas de poca potencia que difícilmente podían competir con otras fuentes de energía muy extendidas, como por ejemplo los combustibles fósiles. No fue hasta la crisis del petróleo de 1973 cuando realmente hubo un boom en la explotación de la energía eólica. El encarecimiento del petróleo obligó a potencias como Estados Unidos a investigar y desarrollar nuevas tecnologías para que algunas fuentes de energía alternativa pudiesen competir con las más arraigadas. Gracias a esto, las tecnologías usadas en la obtención de la energía eólica han sufrido un desarrollo tan grande en las últimas décadas, logrando situarla como una de las fuentes renovables más económicas y viables.

Finalmente, la concienciación medioambiental que llegó junto al siglo XXI propició un apoyo masivo a este tipo de fuentes de energía, denominadas comúnmente como energías verdes. Esto es debido a que además de ser una fuente inagotable con presencia global, su explotación no causa ningún tipo de emisión contaminante a la atmósfera. Si bien es cierto que para implantar los aerogeneradores es inevitable transformar el entorno donde se ubicarán, se trata de una de las industrias que menos efectos dañinos causan a su entorno.

Grandes inversiones tanto públicas como privadas han facilitado el abaratamiento del coste de esta energía, posibilitando una mayor implantación. A pesar de ello, se siguen buscando continuamente formas de lograr una mayor producción energética a un precio más bajo.

Por lo tanto, el objetivo inmediato de la industria eólica es seguir invirtiendo dinero en la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para así poder lograr una mayor eficiencia energética. Conseguir cada vez un menor impacto en la instalación de parques eólicos es un reto que también se va a tener muy en cuenta los próximos años.

2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Como sugiere el título presente en la portada, el objetivo principal de este proyecto es llevar a cabo el dimensionamiento y diseño de un parque eólico ubicado en un lugar escogido por el autor. Son muchos los factores a tener en cuenta en el diseño de unas instalaciones de estas características; por lo tanto, dicho objetivo se irá cumpliendo en distintas etapas, las cuales marcarán el procedimiento a seguir. Se considerará que el objetivo mencionado estará cumplido una vez que se conozca la energía generada por los aerogeneradores y la eficiencia lograda en su funcionamiento.

Otro objetivo secundario que se perseguirá será el de la comprobación de la viabilidad económica del proyecto. Gracias a este análisis será posible saber si todas las decisiones tomadas a lo largo del diseño han sido apropiadas.

En cierto modo, se buscará lograr otros objetivos considerados menos relevantes en este proyecto. Un ejemplo de ello será el análisis del impacto medioambiental causado por la ejecución y explotación de las instalaciones. Si bien es cierto que se hará un breve análisis sobre los posibles efectos perjudiciales que se deberían tener en cuenta, no se realizará un estudio en profundidad sobre el impacto medioambiental del parque eólico en cuestión. Lo mismo ocurre con los apartados sobre las obras y la infraestructura necesarias para la ejecución del proyecto, así como con el mantenimiento necesario para asegurar un buen funcionamiento.

3. CONTEXTO

Se va a utilizar este apartado para analizar la situación actual de la energía eólica, desde la potencia instalada hasta la electricidad generada, tanto a nivel global como estatal. A la hora de analizar la situación global, se ha hecho uso de los datos ofrecidos por *Enerdata* [1], *Global Wind Report 2018* [2] y *Global Wind Report 2017* [3].

En la actualidad, la energía eólica supone una parte importante del suministro global de energía. Además, se trata de una de las fuentes de energía con mayor crecimiento. En 2017 se produjeron 25.591 TWh de energía eléctrica, de los cuales el 25% provenía de algún tipo de fuente renovable y el 5% del viento. Como dato adicional, es remarcable el hecho de que el 30% de la energía adicional producida en 2017 era de origen eólico. [1]

En la Figura 1 mostrada a continuación se indica la potencia eólica instalada a nivel global en los últimos 12 años y la potencia añadida cada año:

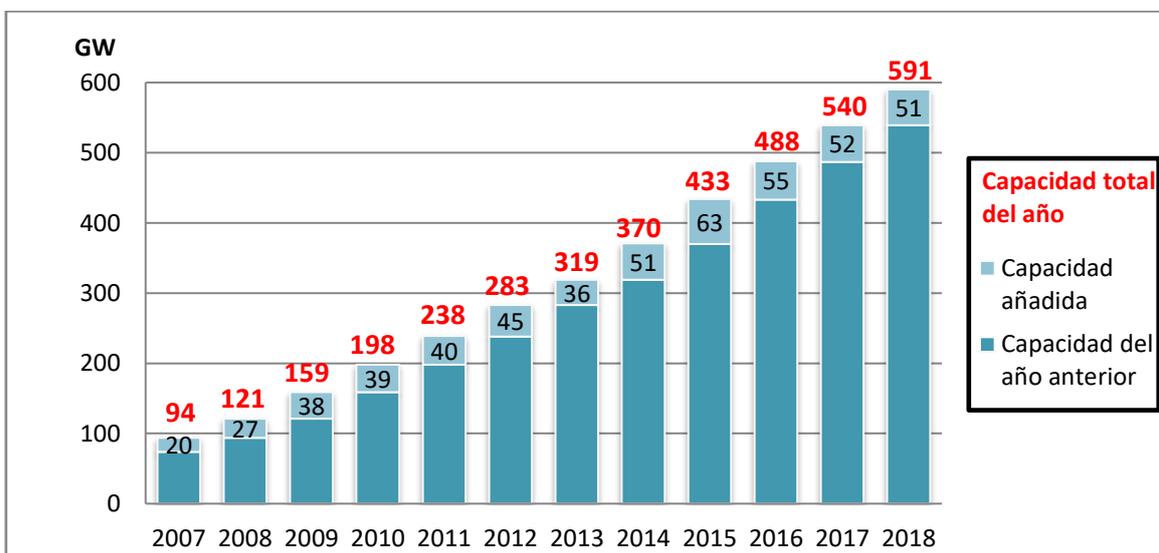


Figura 1. Potencia eólica instalada total y añadida, 2007-2018.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [2]

Como se puede observar en la Figura 1, a finales del año 2018 la potencia eólica global instalada era de 591 GW, de los cuales 51 GW fueron añadidos ese mismo año. A pesar de que en los últimos 4 años se aprecia un leve descenso en la capacidad añadida, la tendencia de instalar alrededor de 50 GW cada año se mantiene. [2]

En cuanto a la situación de cada país se refiere, los 10 países con la mayor potencia instalada a fecha de 2017 son los siguientes:

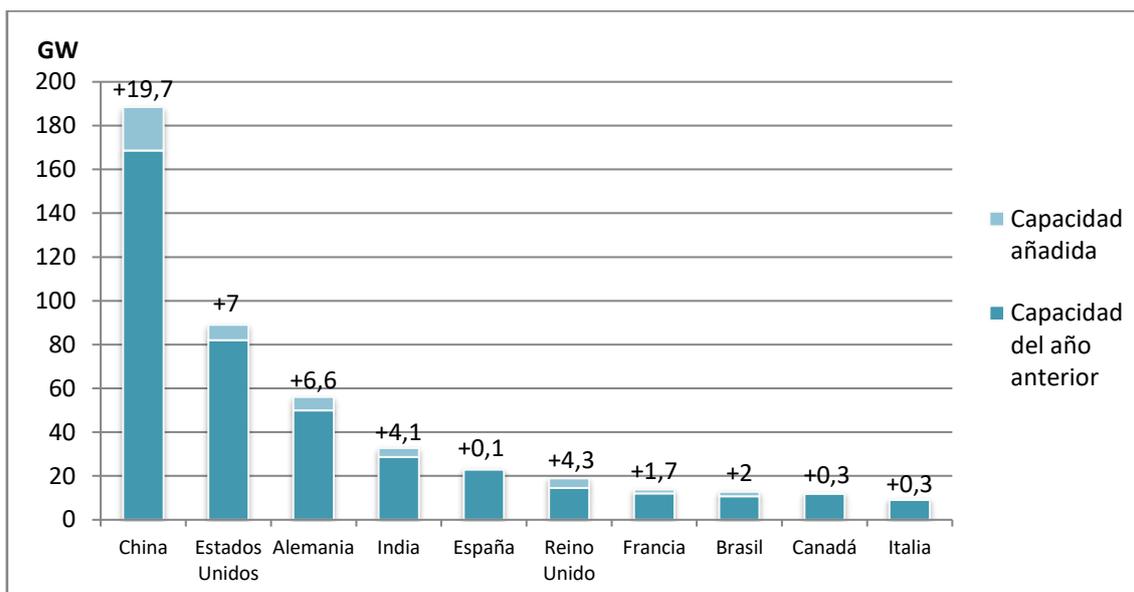


Figura 2. Países con la mayor potencia eólica instalada y la potencia añadida en 2017.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [3]

Tal y cómo indica la Figura 2, China es el líder indiscutible en cuanto a potencia eólica instalada se refiere, comprendiendo prácticamente un tercio del total. Completan el podio, a una distancia significativa, Estados Unidos y Alemania. [3]

Para encontrar a España tendríamos que ir hasta el quinto puesto a nivel mundial, tan solo por detrás de los tres países mencionados anteriormente y de India. Esto coloca a España como una gran potencia productora de energía eólica. Sin embargo, si nos fijamos en la Figura 3 podemos observar que la nueva potencia instalada ha sido prácticamente nula desde el año 2013. Esto es una causa directa de la Reforma Energética aprobada por el gobierno central en ese mismo año, según la cual el marco normativo cambió y adoptó un nuevo sistema retributivo que permitía modificar las condiciones económicas cada 6 años. Esta reforma creó una gran incertidumbre entre los promotores, provocando que muchos proyectos ya adjudicados fuesen cancelados.

Esto ha provocado que en los últimos años las empresas españolas que fabrican aerogeneradores hayan fijado su expansión en el extranjero y que hayan exportado prácticamente el 100% de su producción.

También se puede apreciar en la Figura 3 que tras 5 años sin instalarse prácticamente potencia nueva, en 2018 se han instalado 392 MW, lo cual nos lleva a una capacidad total de 24.484 GW. Todos los datos mencionados desde aquí hasta la próxima referencia se han obtenido de la página web de AEE (*Asociación Empresarial Eólica*).[4]

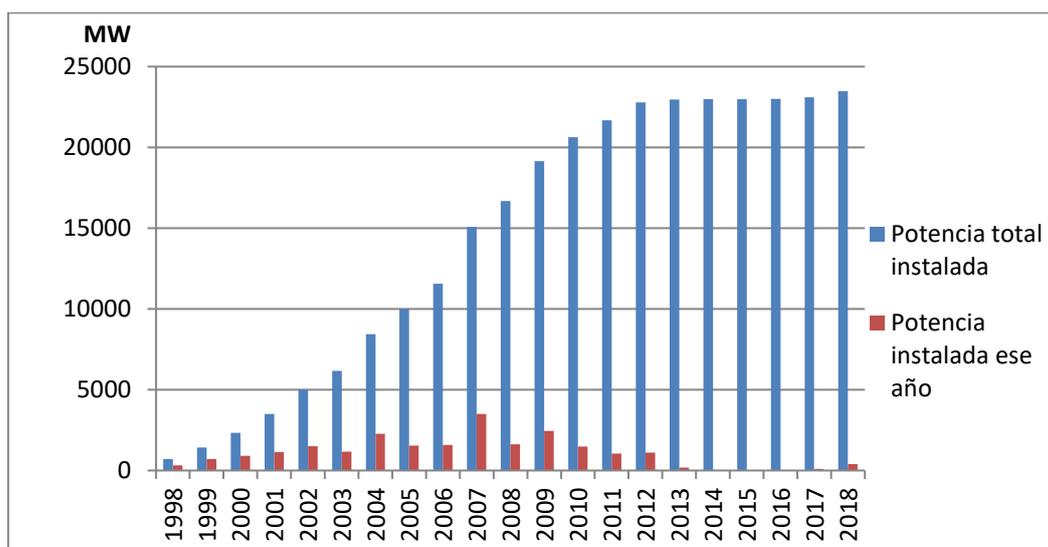


Figura 3. Potencia eólica instalada en España, 1998-2018.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [4]

A continuación, en la Tabla 1 se muestra la distribución de la potencia instalada por comunidades autónomas en 2018. Ahí podemos apreciar como las dos Castillas y Galicia ocupan los 3 primeros puestos en este ranking. Llama la atención que casi la mitad de la potencia nueva instalada corresponda a Canarias.

Navarra, la comunidad en la cual se va a situar el parque eólico diseñado en este proyecto, ocupa el octavo puesto en ese ranking, con una potencia instalada de alrededor de 1 GW.

COMUNIDADES AUTÓNOMAS	POTENCIA INSTALADA EN 2018 (MW)	POTENCIA ACUMULADA A 31/12/2018 (MW)	PORCENTAJE SOBRE EL TOTAL (%)	Nº DE PARQUES
Castilla y León		5595	23,82	244
Castilla-La Mancha	10,37	3817	16,26	144
Galicia	68	3422	14,57	161
Andalucía	30	3331	14,18	154
Aragón	90,9	2002	8,52	93
Cataluña	2,35	1271	5,41	47
Comunidad Valenciana		1189	5,06	38
Navarra		1004	4,27	49
Asturias		518	2,21	23
La Rioja		447	1,9	14
Canarias	190,165	431	1,84	85
Murcia		262	1,12	14
País Vasco		153	0,65	7
Cantabria		38	0,16	4
Baleares		4	0,02	46

Tabla 1. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2018.

(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [4]

Si tenemos en cuenta los promotores que instalan estos parques en España, algo más de la mitad de la capacidad total ha sido instalada por 3 empresas: *Iberdrola* (23,75%), *Acciona Energía* (18,3%) y *EDP Renováveis* (10,23%).

Si reparamos en los aerogeneradores instalados en estos parques, la gran mayoría han sido fabricados por *Siemens Gamesa* (55,12%), *Vestas* (17,95%) y *GE* (13,47%).

Dejando a un lado la potencia instalada, si tenemos en cuenta la electricidad producida en el año 2018 veremos que la electricidad obtenida de la energía eólica en España supone el 19% de la total. Si además la comparamos con la electricidad generada por el resto de fuentes de energía, tal y como se expresa visualmente en la Figura 4, comprobaremos que se trata de la segunda más importante tan solo por detrás de la nuclear.

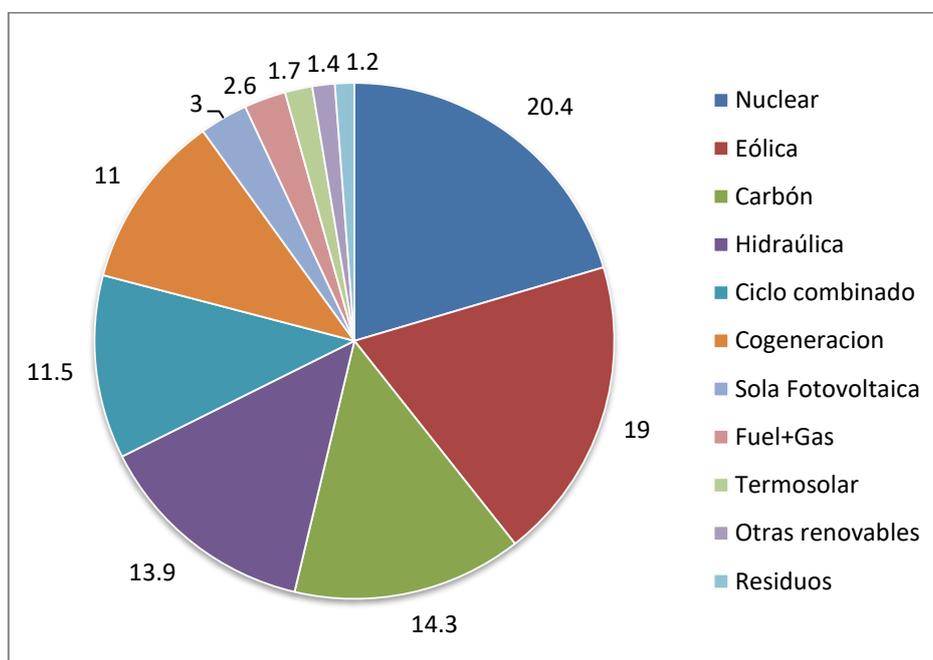


Figura 4. Cuota de mercado por generación en 2018 (%).
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [4]

Es importante saber que ese 19% corresponde a la media nacional, y que en cada comunidad autónoma la situación es muy distinta. Eso es precisamente lo que se puede apreciar en la Figura 5. Mientras que en Castilla y León prácticamente toda la demanda eléctrica es abastecida mediante energía eólica, en Madrid y Extremadura ni un solo vatio proviene del viento.

También es indicativo remarcar que en la Comunidad Foral de Navarra la energía eólica cubre casi la mitad de la demanda eléctrica, lo cual la sitúa en cuarto lugar entre las comunidades autónomas con una mayor cobertura.

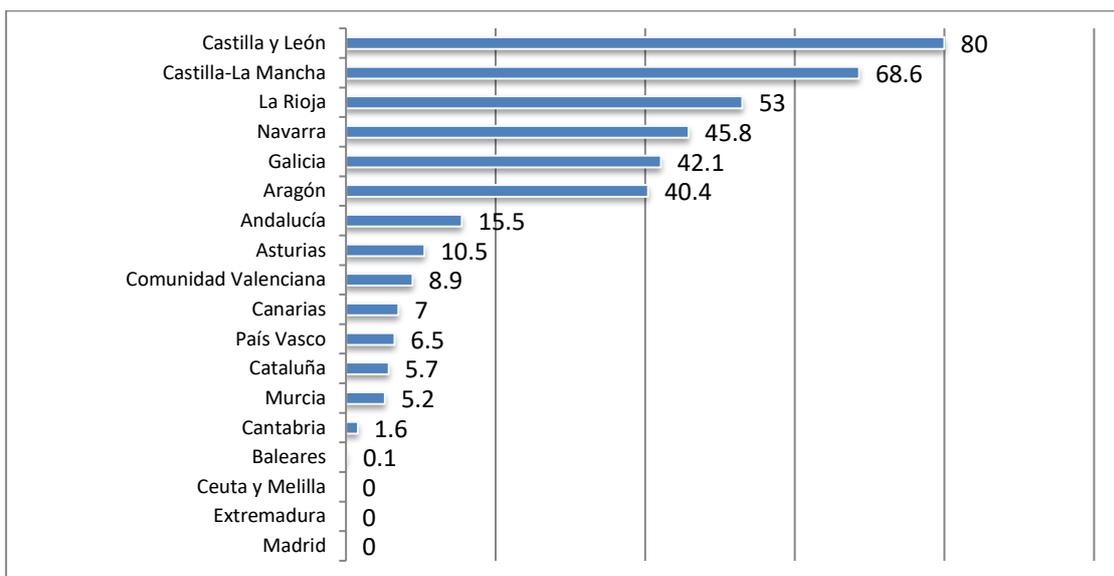


Figura 5. Cobertura de la demanda eléctrica por eólica por CCAA en 2018 (%).
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [4]

Por último, se procederá con un breve análisis del panorama eólico en Navarra. La situación en esta comunidad autónoma es bastante parecida a la del resto de España. A pesar de que la potencia instalada en esta comunidad es bastante grande, ya que supone un 4% del total, no ha sufrido apenas ningún desarrollo en los últimos años. Un claro indicativo es que ha pasado de poseer el 2,22% de la potencia instalada en la Unión Europea en 2006, a tener tan solo un 0,5% en el 2018.

Según el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*, la Comunidad Foral de Navarra tiene un potencial eólico de 14,4 GW, considerando una altura de 80 m y una velocidad media mínima del viento de 6 m/s. Hay que tener en cuenta que este dato incluye zonas protegidas por su importancia medioambiental, centros urbanos, etc. Estos espacios no son aptos para edificar parques eólicos. Aún así es evidente el gran potencial de este territorio. [5]

En esta comunidad podemos encontrar 49 parques eólicos, los cuales aparecen representados en la Figura 6. Se puede apreciar la gran concentración de ellos que hay en la mitad sur del territorio, sobre todo en las zonas cercanas a Pamplona.

Diseño de un parque eólico en el municipio de Erro, Navarra

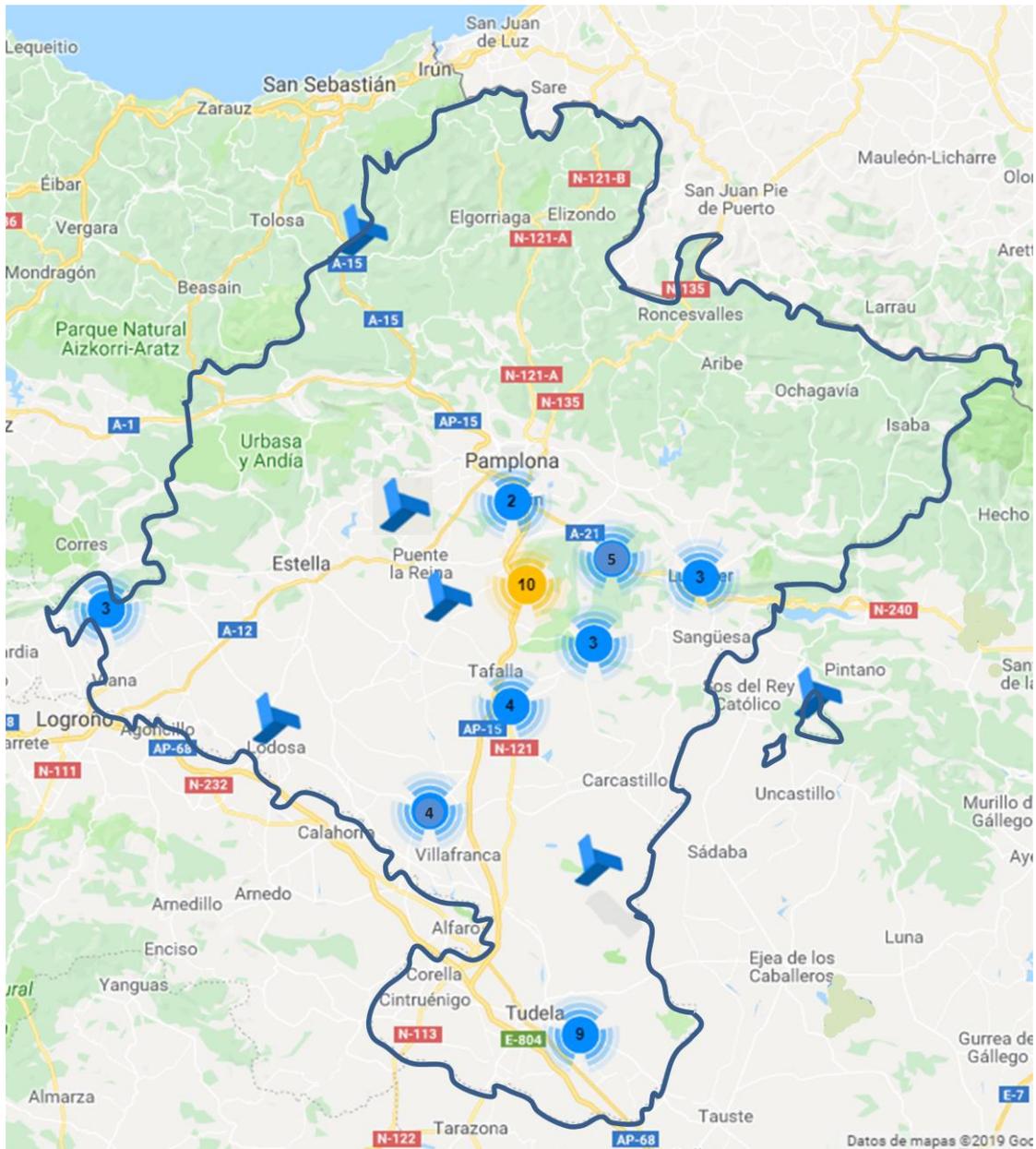


Figura 6. Ubicación de los parques eólicos de Navarra.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [4]

4. DESCRIPCIÓN DE REQUERIMIENTOS

4.1. NORMATIVA APLICABLE

En este apartado se mencionará y explicará brevemente la normativa más relevante relacionada con la explotación de la energía eólica y de los parques eólicos, tanto a nivel europeo, estatal y autonómico. Para llevar a cabo una breve explicación de las leyes expuestas a continuación, se ha hecho uso de tres portales online: *EUR-Lex* [6], *BOE* [7] y *Lexnavarra* [8]

4.1.1. Legislación Comunitaria

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Esta enmienda establece un conjunto común de normas para el uso de energías renovables en la UE con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover un transporte más limpio. Establece objetivos nacionales vinculantes para todos los países de la UE con el propósito general de lograr que las fuentes de energía renovable representen para 2020 el 20 % de la energía de la Unión Europea. Cada país deberá elaborar un plan de acción nacional para 2020 en el que se exponga cómo alcanzar el objetivo nacional de energías renovables en el consumo final bruto de energía. [6]

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

Pretende establecer normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad. Concretamente en materia de generación, establece que los países de la UE deben fijar los criterios para la construcción de instalaciones generadoras en su territorio tomando en consideración el cumplimiento de los objetivos «20-20-20» de la Comisión; según los cuales para el año 2020 las emisiones de gases de efecto invernadero se reducirán en un 20%, un 20% de la energía será renovable y se conseguirá un 20% de mejora en la eficiencia energética. [6]

4.1.2. Legislación Estatal

- Real Decreto 413/2014 , de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este RD establece los derechos y obligaciones de dichas instalaciones de producción de energía eléctrica y especifica los parámetros del régimen retributivo específico, entre otras cosas. [7]
- Orden IET /1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. [7]

4.1.3 Legislación Autonómica

- Decreto Foral 125/1996, de 26 de febrero, por el que se regula la implantación de los parques eólicos.

Es objeto de este Decreto Foral la regulación de la implantación, en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra, de las instalaciones para la obtención de energía mediante el viento, denominadas en lo sucesivo parques eólicos, con una potencia instalada superior a cinco megavatios, así como las condiciones urbanísticas y medioambientales para su implantación en el suelo no urbanizable.

En cuanto a emplazamientos adecuados el Decreto Foral establece:

1. La Administración de la Comunidad Foral de Navarra sólo podrá autorizar la implantación de parques eólicos en suelo no urbanizable en las categorías de forestal, mediana productividad agrícola o ganadera y genérico.
2. En ningún caso podrán establecerse parques eólicos:
 - i) En suelos categorizados como Espacios Naturales, con excepción de los Parques Naturales, en que se estará a lo dispuesto en sus respectivos Planes de Ordenación de los Recursos Naturales; alta productividad agrícola, aguas protegidas, infraestructuras existentes o previstas no eólicas, entorno de núcleos de población, entorno de bienes inmuebles de interés cultural, cañadas y zonas de protección de el Camino de Santiago o de otros itinerarios de interés.
 - ii) En Zonas declaradas de Especial Protección de Aves, en Áreas de Protección de la Fauna Silvestre o en Áreas Forestales a Conservar sin Actuación Humana en los Montes de utilidad pública.
 - iii) En terrenos que, por sus valores medioambientales, hubieran sido descartados previamente como emplazamientos en la tramitación y aprobación de alguno de los instrumentos de ordenación a que se refiere el artículo 3. de este Decreto Foral.
 - iv) A menos de cincuenta metros de bienes inmuebles de interés cultural o de edificios de interés que participen de valores históricos, culturales o ambientales. El planeamiento urbanístico podrá establecer justificadamente otras distancias, mayores o inferiores, siempre que continúe garantizándose la preservación del entorno inmediato de esta clase de bienes de interés cultural.
 - v) En general, en aquellos lugares que, por exigencias del interés público, estén afectados por prohibiciones o limitaciones o por servidumbres públicas establecidas expresamente mediante disposiciones legales o reglamentarias.
3. La implantación de parques eólicos en los ámbitos territoriales de Urbasa-Andía, Bardenas Reales, Pirineos y Aralar quedará supeditada en todo caso a lo que establezcan sus respectivos y previos Planes de Ordenación de los Recursos Naturales.

4. El régimen urbanístico de usos y actividades referidas a los accesos al parque eólico y a las líneas eléctricas de conexión a la red, será el general previsto en la Ley Foral 10/1994, de 4 de julio, de Ordenación del Territorio y Urbanismo . No obstante, el procedimiento de autorización de estas instalaciones será el mismo que el del parque eólico, conjuntamente con éste.

Además, este decreto establece todos los tramites y permisos necesarios para recibir la autorización necesaria para la construcción de un parque eólico. [8]

4.2. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

Son muchos los requerimientos técnicos a seguir en todo el proceso vital de un parque eólico. Tal y como se ha podido ver, algunos de ellos vienen recogidos en la normativa correspondiente a este tipo de instalaciones. Sin embargo, existen muchos otros requisitos imprescindibles, tanto para el correcto desarrollo de las obras de construcción como para el buen funcionamiento del parque eólico.

Los principales requerimientos técnicos a tener en cuenta son los relativos a la ubicación y accesibilidad del parque, a su montaje, y a la infraestructura civil y eléctrica necesarios para su buen funcionamiento y al logro de un mínimo impacto medioambiental, entre otros. Todos ellos serán desarrollados más adelante, en sus apartados correspondientes.

5. ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

Se entiende como estado del arte la investigación documental que permite el estudio del conocimiento dentro de un área específica. En este caso consistiría en analizar todo lo relacionado con la tecnología actual utilizada en la explotación de la energía eólica.

Es por ello que en este apartado se llevará a cabo un análisis del funcionamiento de los aerogeneradores, haciendo hincapié en la función de cada uno de sus componentes principales y en los fundamentos científicos que hacen posible esta tecnología. Para ahondar aún más en la situación actual, se estudiarán los últimos avances disponibles.

5.1. AEROGENERADORES

El objetivo de estos dispositivos es la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica mediante las palas, e inmediatamente después en energía eléctrica a través de un generador.

5.1.1. Componentes

Son tres los componentes principales de un aerogenerador, y que al mismo tiempo son visibles a simple vista: la torre, el rotor y la góndola. En el interior de esta última se encuentran los mecanismos responsables de la generación eléctrica.

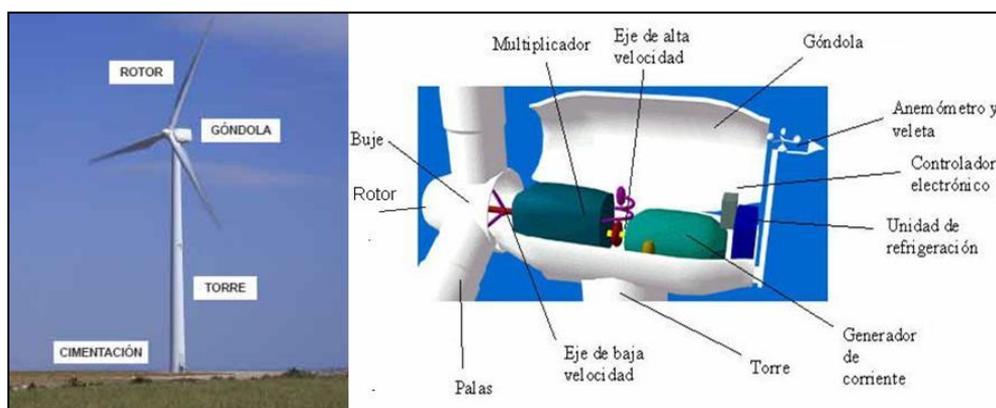


Figura 7. Componentes de un aerogenerador.
(obtenida de internet)

A continuación se analizarán detalladamente cada uno de los componentes y sus funciones:

- **Torre:**
Se trata del soporte principal de la estructura, ya que sostiene el peso del rotor y de la góndola. Se sustenta en el suelo mediante una zapata de cimentación.
En cuanto al diseño, se pueden encontrar torres de tubulares y de celosía, tal y como muestra la Figura 8.



Figura 8. Torre tubular y de celosía, respectivamente.
(obtenida de internet)

- **Rotor:**

Es el conjunto de elementos que giran a causa de la acción del viento y que se encuentran fuera de la góndola. Se compone por los siguientes elementos:

 - **Álabes:** también conocidos como palas o aspas, son un componente imprescindible en el funcionamiento del molino. Convierten la energía cinética del viento en energía mecánica, mediante su rotación. El poliéster y la resina epóxica reforzada con fibra de vidrio o de carbón son los materiales más usados en su elaboración, dado su reducido peso y su gran resistencia.
 - **Buje:** se trata del elemento que une las aspas con el sistema de rotación y constituye el centro del rotor. Se encarga de transmitir la energía del rotor al generador. Suele estar fabricado de hierro o de acero fundido.
 - **Mecanismo de orientación de las palas:** este es un componente que solo se puede encontrar en algunos dispositivos. Gracias a él, el controlador es capaz de regular la potencia captada del viento, gracias al cambio de ángulo de los álabes.
- **Góndola:**

Esta carcasa aloja en su interior los componentes responsables de la generación eléctrica, además de otros elementos auxiliares de gran importancia:

 - **Eje primario o de baja velocidad:** es el encargado de transmitir la energía del buje al multiplicador. Como bien indica su nombre, este rotará a una velocidad no muy alta, la cual rondará las 30 rpm. Esta velocidad será igual a la de las aspas.
 - **Multiplicador o caja de engranajes:** su cometido es amplificar la velocidad de rotación proveniente de las palas. De este modo, la velocidad transmitida al siguiente eje será de unas 1500 rpm; es decir, 50 veces mayor. Generalmente está compuesto por engranajes helicoidales o planetarios.

- Eje secundario o de alta velocidad: se encarga de transmitir la rotación de alta velocidad recibida del multiplicador al generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico, el cual es utilizado cuando el frenado aerodinámico falla o en las labores de mantenimiento.
- Generador eléctrico: es el responsable de convertir la energía mecánica recibida en energía eléctrica, para luego transmitirla a la red eléctrica. Normalmente suele tratarse de un generador asíncrono de inducción. Al contrario de lo que ocurre con los generadores síncronos, los asíncronos admiten pequeñas variaciones en la velocidad causadas por el par cambiante. Además son muy robustos y necesitan un menor mantenimiento.
- Mecanismo de orientación del aerogenerador: su cometido es hacer rotar toda la parte superior del aerogenerador para poder colocar siempre el rotor mirando hacia el lado del cual proviene el viento.
- Anemómetro y veleta: estos instrumentos son utilizados para medir la velocidad y la dirección del viento, respectivamente. La información recogida es enviada al control electrónico. Ambos se sitúan en la parte exterior de la góndola.
- Control electrónico: su función es utilizar los datos recibidos del anemómetro y de la veleta para poder controlar los mecanismos de orientación. También utiliza los datos sobre la velocidad del viento para poner en funcionamiento o parar el aerogenerador.
- Unidad de refrigeración: contiene un ventilador encargado de refrigerar el generador, aunque algunos aerogeneradores utilizan agua para cumplir esta función. También posee una unidad refrigerante encargada de enfriar el aceite del multiplicador.
- Sistema hidráulico: de ser necesario, proporciona potencia hidráulica para la rotación de las palas.

5.1.2. Fundamentos aerodinámicos

El principio aerodinámico en el cual se basa el funcionamiento de las turbinas eólicas es similar al que hace que funcionen los aviones. Según este principio, el viento fluye por las dos caras de un perfil inclinado. El hecho de que cada cara tenga una forma y longitud distintas crea una diferencia de presión entre ambas superficies. Esto es precisamente lo que crea la fuerza resultante (F) que actúa sobre el perfil.

Descomponiendo la fuerza resultante en dos direcciones obtenemos:

- Fuerza de sustentación (F_L): perpendicular a la velocidad relativa del viento y proporcional al módulo de dicha velocidad.
- Fuerza de arrastre (F_D): paralela a la dirección del viento.

Dependiendo de la posición de las palas respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza resultante será predominantemente de sustentación o de arrastre.

Salvo en los molinos de eje vertical, hoy en día en todos los aerogeneradores la fuerza predominante es la de sustentación, ya que permite obtener mayores potencias por unidad de área de rotor con un menor peso y coste.

Si tenemos en cuenta que los álabes del molino están girando con una velocidad ω , la velocidad relativa del viento que incide sobre la pala (v_r) estará compuesta por la velocidad real del viento sobre el plano del rotor (v_v) y por la velocidad debida al giro de la pala ($v_u = \omega \cdot r$).

En la Figura 9 se representa el triángulo de velocidades ya mencionado, así como la fuerza resultante y sus componentes actuando sobre el perfil de una pala arbitraria girando con una ω y un radio r . Nótese que el perfil del rotor está representado en horizontal, cuando en un aerogenerador de eje horizontal realmente sería vertical. En la ilustración sujeta a análisis, la velocidad de rotación ω tendría una dirección perpendicular al perfil del rotor.

Continuando con el análisis, a α se le conoce como ángulo de ataque y representa el ángulo entre la cuerda del perfil de la pala y la velocidad relativa del viento. β es el ángulo entre el perfil del rotor y la cuerda del perfil de la pala; y por último, $\delta = \alpha + \beta$ se trata del ángulo entre el perfil del rotor y v_r .

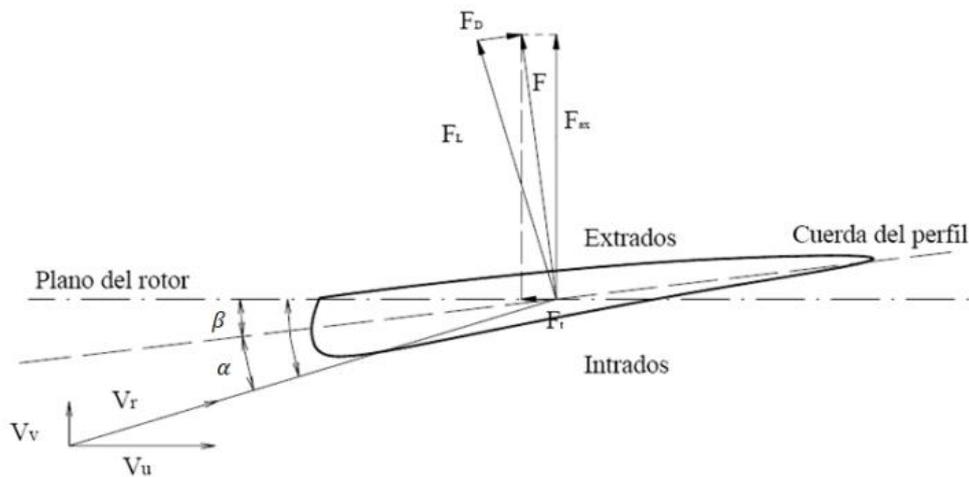


Figura 9. Perfil aerodinámico de una pala.

Volviendo a las fuerzas que actúan sobre el perfil de la pala, obtendríamos las siguientes relaciones de mecánica de fluidos:

(Ecuación 1)

$$F_L = \frac{1}{2} \rho A v_r^2 C_L$$

(Ecuación 2)

$$F_D = \frac{1}{2} \rho A v_r^2 C_D$$

ρ corresponde la densidad del fluido, que en este caso es el aire; A es la superficie característica de la pala, la cual representa la proyección del área normal a la dirección del flujo. Como ya se ha mencionado previamente, v_r es la velocidad relativa del aire; y por último, C_L y C_D son los coeficientes de sustentación y de arrastre, respectivamente. Los citados coeficientes dependen de la geometría del cuerpo, del ángulo de ataque (α) y de la velocidad relativa entre el cuerpo y el fluido (v_r), mediante el número de Reynolds. Estos coeficientes se obtienen de forma experimental.

A continuación se procederá una vez más a la descomposición de F , pero esta vez utilizando otros ejes. En la dirección del eje del rotor se definirá F_{ax} , la cual es responsable de la resistencia aerodinámica de los álabes; y en la dirección del perfil del rotor F_t , gracias a la cual la turbina recibe un par.

Por último definiremos estos componentes de F utilizando la trigonometría:

(Ecuación 3)

$$F_{ax} = \frac{1}{2} \rho A v_r^2 (C_L \cos \delta + C_D \sin \delta)$$

(Ecuación 4)

$$F_t = \frac{1}{2} \rho A v_r^2 (C_L \sin \delta + C_D \cos \delta)$$

5.2. TECNOLOGÍA ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO

Es bien sabido que el uso y explotación de la energía eólica lleva aumentando exponencialmente los últimos 30 años. Por ejemplo, entre los años 1990 y 2010 la potencia instalada a nivel global se ha multiplicado por 50. Esto se debe mayormente a una razón de gran importancia: la bajada en el coste de obtención de esta energía. Hay una evidente relación entre la bajada de costes de explotación y el aumento de potencia instalada en cada país y a nivel global. A mayor potencia instalada menor precio de la energía producida, lo cual incentiva la construcción de nuevas instalaciones, y así un factor retroalimenta al otro. Muchos países y territorios han sido capaces de aumentar su capacidad eólica exponencialmente debido a dos factores: unas políticas públicas que han incentivado su uso (sobre todo en los países más industrializados) y unos avances sustanciales en la tecnología de fabricación de los aerogeneradores.

El tamaño de los aerogeneradores es un factor muy importante a la hora de obtener más energía y de forma más eficiente. Es por ello que en los últimos años estamos viendo una apuesta clara por la construcción de aerogeneradores cada vez mayores. Una de las técnicas

más usadas consiste en aumentar la longitud de las palas, aumentando así el área de barrido y por lo tanto, la energía obtenida del viento. Existe otra técnica que trata de elevar lo máximo posible el rotor, debido a la mayor velocidad del viento a grandes alturas y a la menor influencia del suelo.

El hecho de que cada vez se quieran construir dispositivos más grandes ha supuesto grandes retos técnicos, los cuales hasta ahora han sido solventados. Uno de los retos principales era conseguir que todos los componentes fueran más grandes y de mayor potencia. En lo que se refiere a las máquinas transformadoras y generadoras, por ejemplo, no supuso un gran problema diseñarlas de mayor capacidad. Esto se debe a que en otros campos de la industria ya estaban siendo utilizados aparatos mucho más potentes.

Algo que sí supuso un reto importante fue el desarrollo de palas más flexibles y resistentes, capaces de soportar sus propias dimensiones sumado al mayor estrés generado por los vientos más fuertes a mayor altura. Es importante incidir en que, si bien es importante aportar flexibilidad a las palas, demasiada flexibilidad supondría un mayor peligro de choque de las mismas con la torre.

Para hacernos una idea de los tamaños, hoy en día muchos aerogeneradores poseen unas palas con una longitud superior a los 60-70 m. Esto supone un reto no solo a la hora de su diseño y fabricación, sino también en su transporte. Hay muchos lugares a los que es prácticamente imposible acceder con componentes de semejante envergadura, a pesar de su gran potencial eólico. Y esta es la razón principal de la otra gran apuesta de los últimos años de los grandes fabricantes y de algunos países: los aerogeneradores ubicados en alta mar (offshore).

Según muchos expertos, el desarrollo de los aerogeneradores instalados en tierra firme (onshore) está llegando a su límite en cuanto a tamaño se refiere. Para hacernos una idea, los aerogeneradores onshore más grandes poseen unos rotores y unas torres que rondan los 130 m de longitud en ambos casos. Esto les puede llegar a aportar una potencia instalada de hasta 8 MW, aunque lo normal es que no pasen de los 5 MW. Además, es posible observar que este techo no se ha movido prácticamente en los últimos años.

En cambio, si nos fijamos en los aerogeneradores instalados en alta mar (offshore), la historia cambia completamente. Gracias a la inmensa inversión que ha habido en los últimos años, el desarrollo de la tecnología de este tipo de aerogeneradores no ha parado de aumentar; y con ello, el tamaño de sus componentes. Es cierto que de momento suponen una porción pequeña de la potencia eólica instalada a nivel mundial, pero constituyen una de las áreas con mayor proyección de futuro. Para hacernos una idea, hoy en día ostentaría todos los records el modelo Haliade-X de General Electric. En cuanto a sus dimensiones, estaríamos hablando de un rotor de 220 m de diámetro, colocado sobre una torre de 260 m de altitud. Además, su potencia instalada sería de 12 MW. En la Figura 10 podemos ver una comparación del tamaño de este modelo con edificaciones emblemáticas de gran altura. Se esperan construir parques eólicos con esta turbina que alcancen una potencia instalada de hasta 750 MW, lo cual podría abastecer a un millón de familias europeas.

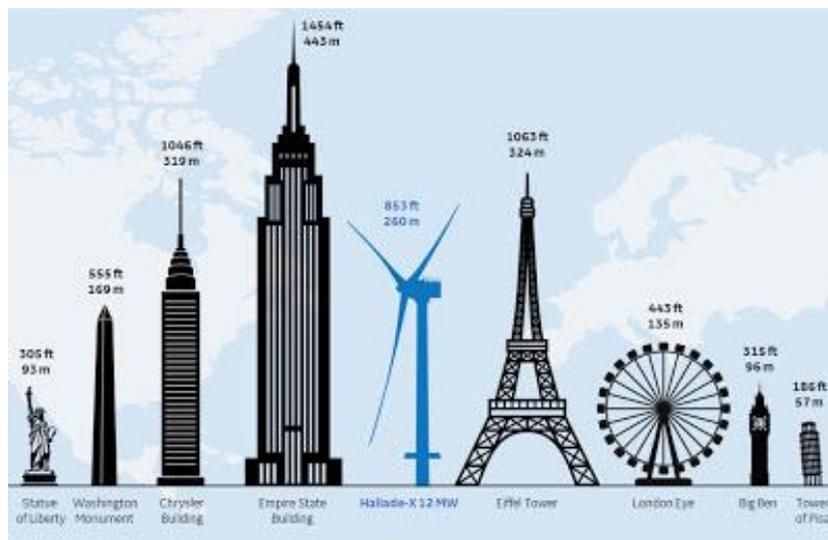


Figura 10. Comparación de tamaños de algunas edificaciones emblemáticas y del Haliade-X.
(obtenida de internet)

Es cierto que esta tecnología relativamente nueva tiene muchos retos y dificultades que superar, pero está claro que su potencial es enorme. Prueba de ello es la gran apuesta que están haciendo los grandes fabricantes de aerogeneradores en el desarrollo e implantación de esta tecnología. Por eso, es solo cuestión de tiempo que se abaraten los costes de fabricación, montaje y mantenimiento y que ocurra un aumento exponencial en su implantación, tal y como ha ocurrido con los aerogeneradores terrestres.



Figura 11. Ejemplo de un parque eólico offshore.
(obtenida de internet)

6. UBICACIÓN ESCOGIDA

En este punto se analizará el lugar escogido para ubicar el parque eólico, así como los factores que han propiciado la elección de dicho lugar.

6.1. SITUACIÓN DE ERRO

Como ya se ha mencionado anteriormente, el lugar escogido para instalar el parque es Erro, un municipio de la Comunidad Foral de Navarra, situado en la merindad de Sangüesa y en la comarca de Auñamendi. Se trata de un municipio cercano a los Pirineos y que hace frontera con Francia. Posee una extensión de 143 km², lo cual lo convierte en el sexto municipio por superficie de Navarra. Su población consta de 789 habitantes según datos del *INE (Instituto Nacional de Estadística)* a 1 de enero de 2018, la cual está repartida por los distintos concejos y pequeños núcleos urbanos del municipio. [9]



Figura 12. Ubicación de Erro dentro de Navarra.
(edición propia de una imagen obtenida de internet)

La ubicación elegida para situar los aerogeneradores es el concejo de Aincioa, situado al sur del municipio. Se trata de un concejo de 8 km², con una población de tan solo 19 habitantes a 1 de enero de 2018, agrupada en un pequeño núcleo de población. Se trata del centro urbano situado a mayor elevación sobre el nivel del mar dentro de Erro, y del segundo de Navarra, con una altitud media de 965 m. Esto es debido a que se sitúa sobre la Sierra de Labia, lo cual le aporta un potencial eólico importante. Concretando aún más, se pretende erigir el parque en los alrededores de la Peña de Aincioa, una especie de meseta a gran altitud perteneciente a la

misma sierra y próxima al núcleo poblacional de Aincioa. A partir de aquí se va a hacer uso de una herramienta online ofrecida por el Gobierno de Navarra, tanto para la obtención de información como de imágenes: *SITNA (Sistema de Información Territorial de Navarra)* [10]



Figura 13. Ubicación de Aincioa dentro de Erro.
(edición propia de una imagen obtenida de internet) [10]

El principal vial de acceso es la carretera nacional N-135, también conocida como Carretera de Francia. Como su nombre indica, es la encargada de unir Pamplona y Francia, pasando por distintos núcleos urbanos de Erro. Como se puede apreciar en la Figura 14, las encargadas de unir las poblaciones de Erro y Aincioa son, por un lado la carretera local NA-2330, la cual se trifurca y da paso a la siguiente vía: la NA-2332. Las demás localizaciones del concejo están conectadas por caminos de tierra sin asfaltar.

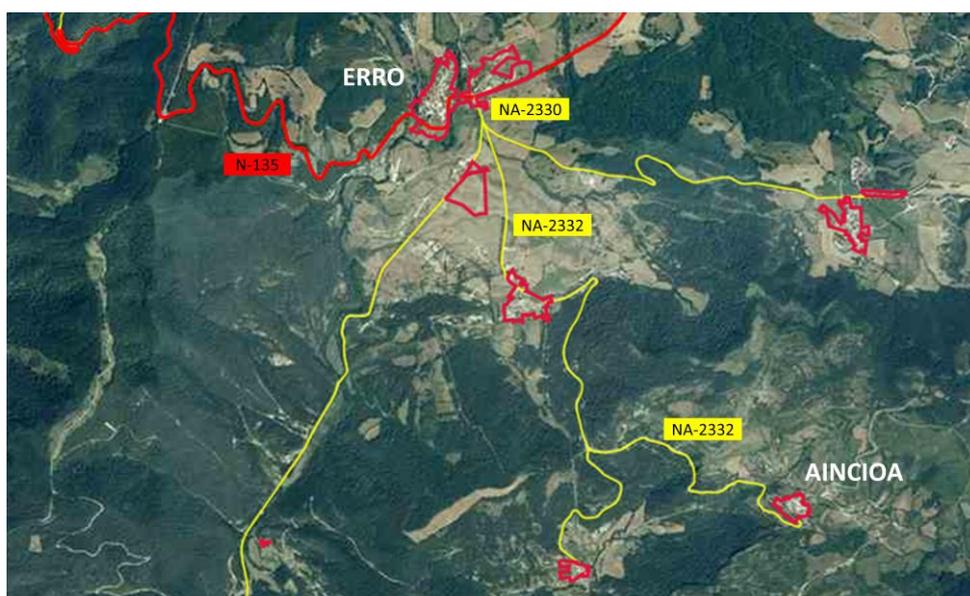


Figura 14. Representación de los viales que conectan y atraviesan Erro y Aincioa.
(edición propia de una imagen obtenida de internet)

Teniendo en cuenta todo lo mencionado, los principales factores para elegir esta ubicación han sido los siguientes:

- El gran potencial eólico que posee, debido a la elevada velocidad del viento y a su frecuente aparición
- Las relativamente buenas vías de acceso a la zona
- La proximidad a la red eléctrica
- El menor impacto medioambiental causado

Este último factor será analizado en el siguiente apartado y en el punto 12 en mayor profundidad.

6.2. ZONAS DE ESPECIAL IMPORTANCIA MEDIOAMBIENTAL

Navarra es una tierra con una biodiversidad y una diversidad paisajística enormes. Es por ello que existen numerosos espacios protegidos, en los que las leyes son muy restrictivas a la hora de construir instalaciones eólicas; o directamente, está prohibido. Por esta razón, se evitará colocar el parque en ninguno de estos espacios.

Si ubicamos en un mapa de Navarra todos los espacios naturales con algún grado de protección debido a su importancia medioambiental, veremos que son muchos y que se encuentran por todo el territorio. Es importante subrayar que estos lugares se clasifican en dos grandes grupos: Espacios Naturales Protegidos y Red Natura 2000.

Dentro del grupo Espacios Naturales Protegidos encontramos categorías como Áreas Naturales Recreativas, Parques Naturales, Reservas Integrales, Enclaves Naturales, Reservas Naturales y Paisajes Protegidos. En el caso de Red Natura 2000 solo existen dos clases de espacios: las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y las Zonas Especiales de Conservación (ZEC).

Todos estos lugares reciben sus títulos dependiendo del grado de importancia medioambiental que tengan. Por esa razón, la legislación aplicada en cada uno de ellos varía en cuanto a restricciones y protección se refiere. Es importante señalar que algunos territorios poseen más de un título ambiental, como es posible observar en la Figura 15.

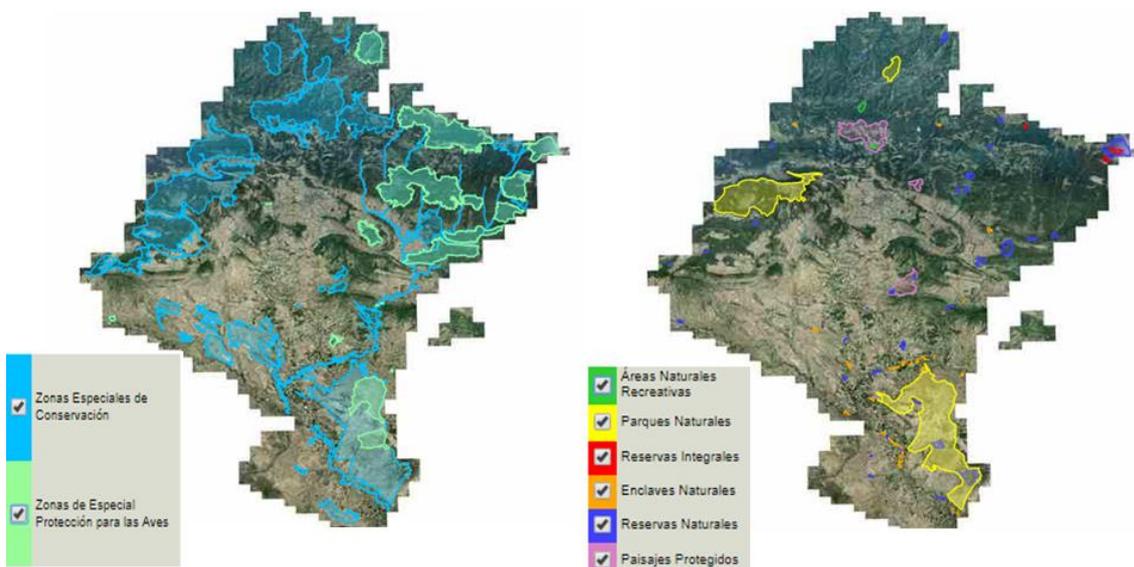


Figura 15. Red Natura 2000 y Espacios Naturales Protegidos en Navarra, respectivamente.
(edición propia de una imagen obtenida de internet) [10]

En el municipio de Erro podemos encontrar tres enclaves protegidos:

- Monte Alduide: según el DF 105/2005 de 22 de agosto de 2005, este lugar fue declarado Zona Especial de Conservación (ZEC). Este espacio ocupa todo el territorio norte del municipio.
- Sistema fluvial de los ríos Irati, Urrobi y Erro: según el DF 54/2014 de 2 de julio de 2014, este lugar también fue declarado ZEC. La parte de este enclave situado dentro del municipio de Erro es el correspondiente al sistema fluvial del río Erro. Se encuentra en la parte suroeste del municipio.

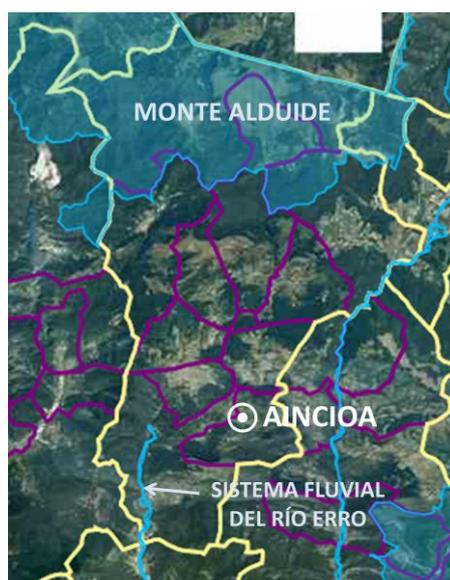


Figura 16. ZECs en Erro.
(edición propia de una imagen obtenida de internet) [10]

- Hayedo de Odiá: según el DF 72/1989 de 16 de marzo de 1989, este lugar está clasificado como Enclave Natural. Se encuentra en la zona norte de Erro, precisamente dentro del espacio también protegido Monte Alduide.



Figura 17. Enclave Natural en Erro.
(edición propia de una imagen obtenida de internet) [10]

Como se puede apreciar en las Figuras 16 y 17, ninguno de los espacios de especial relevancia medioambiental se encuentra en el concejo de Aincioa. Por lo tanto, por lo que a esto respecta, no existe ningún impedimento para proceder con la construcción del parque.

6.3. OTROS FACTORES A TENER EN CUENTA

Tal y como se comenta en el apartado dedicado a la normativa relativa a la construcción de parques eólicos, hay otros factores determinantes a la hora de elegir la ubicación.

6.3.1. Camino de Santiago

Siguiendo las directrices del DF 125/1996, en ningún caso podrán establecerse parques eólicos cerca de las cañadas y zonas de protección especial del Camino de Santiago. Es posible observar en la Figura 18 que el Camino de Santiago no transcurre en ningún momento por el concejo de Aincioa.



Figura 18. Camino de Santiago a su paso por Erro.
(edición propia de una imagen obtenida de internet) [10]

6.3.2. Patrimonio histórico y cultural

Según el mismo decreto mencionado en el punto anterior, no se podrán construir parques eólicos a menos de 50 m de bienes inmuebles de interés cultural o de edificios de interés que participen de valores históricos, culturales o ambientales.

En el concejo de Aincioa podemos encontrar la iglesia de San Esteban, una pequeña edificación del siglo XIII de notable valor histórico y cultural. Será por lo tanto necesario colocar cualquier instalación del parque eólico a más de 50 m de esta iglesia.

7. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

En este apartado se llevará a cabo un análisis de las características y la medición del viento en el lugar escogido para ubicar el parque eólico.

7.1. VELOCIDAD DEL VIENTO

El análisis de la velocidad del viento de un lugar es indispensable a la hora de elegir un emplazamiento adecuado para un parque eólico. Para lograr la mayor eficiencia posible de un aerogenerador, es importante que la velocidad media del viento sea similar o superior a la velocidad nominal del aerogenerador.

El viento es una fuerza de la naturaleza con una variabilidad tanto espacial como temporal enorme. Si bien es verdad que a escala macroscópica suele seguir patrones bien definidos, a escala pequeña las variaciones del viento son de naturaleza aleatoria. Por esa misma razón suele ser necesario un análisis estadístico. Los datos recogidos deben abarcar por lo menos un mínimo de 5 años para que las estadísticas tengan cierta fiabilidad.

En un caso ideal, una estación meteorológica estaría situada en el lugar deseado para la construcción del parque y llevaría años tomando datos del viento. Como estas estaciones suelen ser escasas y suelen estar a gran distancia las unas de las otras, existen grandes extensiones de tierra de las cuales no tenemos ningún dato eólico. Por eso mismo, la utilización de modelos matemáticos se vuelve necesaria.

Aquí es cuando entran en juego los atlas eólicos. Son herramientas informáticas al alcance de todos que utilizan los datos recogidos por las estaciones meteorológicas y crean modelos matemáticos en base a muchos factores. Gracias a estos modelos, podemos obtener un valor aproximado de las características del viento en una región relativamente pequeña, dependiendo de la precisión de cada uno.

El más recomendado de todos, gracias a su gran precisión y variedad de datos, sería el que ofrece el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*. Dichos datos se ofrecen en secciones rectangulares de 100 m². Sin embargo, en el momento de la realización de este trabajo la herramienta mencionada no ha estado disponible, por lo que su uso no ha sido posible.

En su lugar, se ha hecho uso del atlas ofrecido por *Enair*, una empresa dedicada a diseñar y fabricar aerogeneradores de baja y media potencia. A pesar de no ser tan preciso como el ofrecido por IDAE, se ha considerado válido para la obtención de los datos necesarios. Los datos obtenidos se han calculado a 10 m del suelo.

Para hacer más fácil la visualización de los siguientes apartados mediante gráficos y tablas, se ha escogido un punto específico de la zona donde se situarán las instalaciones eólicas. Concretamente, se ha elegido un lugar en la Peña de Aincioa, en el cual se situará uno de los aerogeneradores, como se verá más adelante. La velocidad media del viento en dicho lugar es de 6,57 m/s. [11]

Además de la velocidad media del viento, esta herramienta online ofrece el histograma de velocidades del viento: una representación gráfica de la frecuencia con la que se han registrado las distintas velocidades del viento en el lugar deseado. A continuación aparece representado el histograma del mismo lugar en el que se ha registrado la velocidad media anteriormente mencionada:

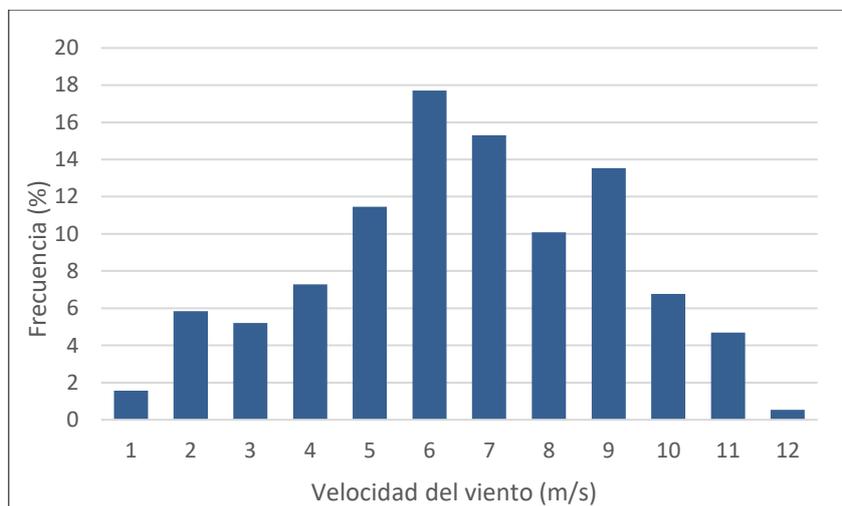


Figura 19. Histograma de velocidades del viento.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [11]

A continuación se muestra una tabla con los datos representados en la Figura 19. En primer lugar, la frecuencia viene representada por el número de horas en las que se ha registrado cada velocidad, de un total de 8760 horas anuales. En la siguiente tabla, dicha frecuencia está representada en porcentajes.

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia (h)	Frecuencia (%)
1	137	1,56
2	512	5,84
3	456	5,21
4	639	7,29
5	1004	11,46
6	1551	17,71
7	1341	15,31
8	884	10,09
9	1186	13,54
10	593	6,77
11	411	4,69
12	46	0,53

Tabla 2. Frecuencia registrada de cada velocidad del viento.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [11]

Para terminar con este punto, se va a mostrar un método para clasificar los aerogeneradores según la velocidad media del viento a la altura de sus rotores. A este método se le conoce como IEC 61400, y además de las velocidades medias tiene en cuenta otros factores como las turbulencias y otras velocidades decisivas.

Clase de aerogenerador	V _{med} (m/s)	V _{ref} (m/s)	V _{50,raf} (m/s)	I _{ref}		
				A	B	C
I	10	50	70	0,16	0,14	0,12
II	8,5	42,5	59,5			
III	7,5	37,5	52,5			
S	DEFINIDO POR EL USUARIO					

Tabla 3. Clasificación IEC 61400.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [12]

Las siguientes aclaraciones son necesarias para entender la Tabla 3:

1. V_{med} es la velocidad media del viento en un año a la altura del buje; V_{ref} es la máxima velocidad registrada en los últimos 50 años durante más de 10 minutos; V_{50,raf} es la máxima ráfaga registrada en los últimos 50 años durante más de 3 segundos.
2. I_{ref} es la intensidad media de las turbulencias a 15 m/s.
3. A, B y C son las categorías de intensidad de turbulencias altas, medias y pequeñas, respectivamente.

7.2. PERFIL VERTICAL DE VELOCIDADES Y RUGOSIDAD

Existe una capa inferior de la atmosfera donde hay una gran interacción de flujo de calor, humedad y momento entre la atmósfera y la superficie, ya sea suelo, agua o hielo. Se trata de la capa atmosférica superficial, y suele comprender los primeros 100 m desde la superficie. En esta capa, los modelos de perfil vertical del viento tienen su validez y son estudio de la microclimatología y micrometeorología.

Es bien sabido desde hace mucho tiempo que la superficie ejerce una fuerza de fricción o ralentización sobre el viento, y debido a este hecho la velocidad del viento se ve incrementada a medida que se asciende. Esto es, precisamente, lo que intentan representar los complejos modelos matemáticos mediante fórmulas empíricas. En este apartado se expondrán los modelos exponencial y logarítmico usados para crear el ya mencionado perfil vertical del viento. Estos modelos empiezan a perder precisión en la predicción de velocidades cuando se sobrepasan los 100 m de altura.

Como dato adicional, es destacable el hecho que a alturas superiores a 1000 m, la superficie deja de tener efecto alguno sobre la velocidad del viento. Estos vientos son denominados vientos geostróficos, y debido a la nula fricción existente entre la superficie y el aire, estos fluyen paralelos a las isobaras y a gran velocidad.

Como no podría ser de otra forma, la rugosidad del terreno es el factor más influyente en la citada fricción. Dicha rugosidad suele ser representada por el concepto de altura de rugosidad, habitualmente representada como Z_0 . Ésta representa la altura desde el suelo en la que la velocidad del viento es teóricamente nula. A continuación, en la Tabla 4 se presenta la clasificación de la rugosidad de Davenport, posteriormente revisada por Wieringa:

Clases	Rugosidad, Z_0 (m)	Rasgos del paisaje
Superficies acuáticas	0,0002	Aguas abiertas (mar, lago, embalse), nieve sobre terreno plano, etc. Varios km sin obstáculos desde el lugar de medición del viento.
Suave	0,005	Superficie sin obstáculos notables y sin vegetación: campos nevados, playas, desiertos, etc.
Abierto	0,03	Terreno abierto y llano con muy poca vegetación, como hierba. Obstáculos aislados (de altura H). La separación entre dichos obstáculos debe ser de al menos 50H.
Aprox. abierto	0,1	Área cultivada o natural con cobertura vegetal baja. Obstáculos ocasionales (edificaciones, árboles, etc.) con una separación mínima de 20H.
Rugoso	0,25	Área natural o cultivada con cultivos altos y con obstáculos escasos con una separación entre ellos de 12-15H
Muy rugoso	0,5	Zonas de cultivo con obstáculos en grupo (granjas), bosques jóvenes, frutales, zonas urbanas de baja altura, etc. Separación mínima entre obstáculos de 8H.
Skimming	1	Lugares con obstáculos altos, como bosques adultos y zonas urbanas densas, con separaciones similares a su altura.
Caótico	2	Centro de ciudades con edificaciones de alturas diversas, bosques de altura irregular con claros o zonas deforestadas.

Tabla 4. Clasificación de la rugosidad de Davenport, posteriormente revisada por Wieringa.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [13]

Se utilizará *Global Wind Atlas*, otro atlas eólico disponible en internet, para conseguir los valores de la rugosidad del lugar. Dichos valores oscilarán entre 0,4-1 m en el lugar escogido para albergar el parque eólico. Esto es debido al bosque de pequeña altura que cubre la zona y a las colinas con suelo rocoso irregular que podemos encontrar. Cogemos como valor medio 0,5 m, ya que es la cifra que es posible encontrar con mayor frecuencia. Este valor corresponde a la categoría de “muy rugoso”, siguiendo los parámetros de la Tabla 4. Hay que tener en cuenta que se trata de un valor aproximado, ya que la rugosidad es un parámetro con una variabilidad muy grande. [14]

Una vez obtenido el valor medio de la rugosidad, se procederá al desarrollo de los modelos matemáticos mencionados con anterioridad.

El primero de ellos es el método exponencial del perfil vertical del viento. La fórmula utilizada en dicho método es la siguiente:

(Ecuación 5)

$$V_z = V_{z_{ref}} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha$$

Donde:

- V_z : velocidad del viento a estimar a una altura Z sobre el nivel del suelo.
- $V_{z_{ref}}$: velocidad de referencia conocida y observada a una altura Z_{ref} .
- α : exponente de rugosidad.

Se necesitará otra fórmula para calcular el valor del exponente de rugosidad, el cual suele variar entre 0 y 0,4:

(Ecuación 6)

$$\alpha = \frac{1}{\ln \left(\frac{z_{ref}}{z_0} \right)}$$

Como se puede observar, este coeficiente es únicamente dependiente de la rugosidad y de la altura de referencia.

A continuación se llevará a cabo el cálculo del perfil vertical del viento en el mismo lugar mencionado en el apartado 7.1, con el objetivo de visualizar la explicación teórica del cambio de velocidades mediante un gráfico. Para ello se utilizará la velocidad media obtenida en dicho lugar a 10 m de altura, que no es otra que 6,57 m/s.

Antes de nada calcularemos el coeficiente de rugosidad (α), siendo $Z_{ref} = 10$ m y $Z_0 = 0,5$ m. Resolviendo la Ecuación 6 se obtiene que $\alpha = 0,334$.

A continuación se procederá al cálculo de la velocidad del viento a diferentes alturas, y se representará en la Figura 20:

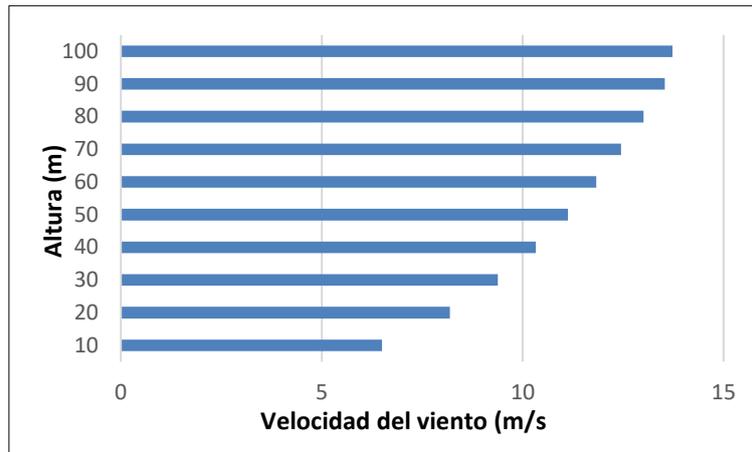


Figura 20. Perfil vertical de velocidades. Método exponencial.
(elaboración propia)

El siguiente método a explicar es el método logarítmico del perfil vertical del viento. La fórmula utilizada en este método es la siguiente:

(Ecuación 7)

$$V_Z = V_{Z_{ref}} \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_0}\right)}$$

Como es posible apreciar, utiliza los mismos componentes que el método exponencial. Se procederá al cálculo de las velocidades del viento a diferentes alturas; y como ha ocurrido con el método anterior, se representarán gráficamente:

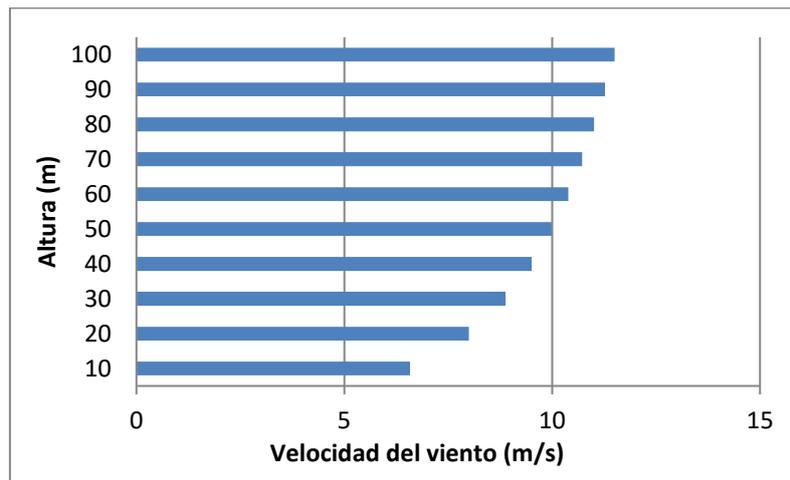


Figura 21. Perfil vertical de velocidades. Método logarítmico.
(elaboración propia)

Se puede apreciar fácilmente que ambos métodos ofrecen resultados bastante dispares, sobre todo a medida que la altura va en aumento. Esto es debido a que dependen de la rugosidad del terreno, un parámetro muy irregular y del cual es muy complicado obtener datos precisos.

Además, la orografía del lugar jugará un papel importante en la velocidad del viento, y no se ha tenido en cuenta en ninguno de los métodos. Es por ello que serán utilizados para tener una idea general sobre el perfil vertical del viento, y no para obtener datos precisos a ciertas alturas.

7.3. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DEL VIENTO

Una forma común de caracterizar la velocidad del viento en un lugar concreto es utilizar una distribución de probabilidad, siendo las más comunes las de Weibull y Rayleigh. Estas funciones se utilizan para describir la distribución de las velocidades del viento durante un periodo de tiempo prolongado.

7.3.1. Distribución de Weibull

Se trata de una distribución continua. En el ámbito de la energía eólica, su función es darle forma a la distribución de la velocidad del viento; es decir, la frecuencia con la que aparecen las diferentes velocidades del viento. La función de Weibull se representa del siguiente modo:

(Ecuación 8)

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K}$$

En dicha función, $C > 0$ es el parámetro de escala, el cual guarda una estrecha relación con la velocidad media de la distribución. $K > 0$ es el conocido como parámetro de forma y caracteriza la simetría de la función. La Ecuación 8 representa la probabilidad acumulada para las distintas velocidades del viento. Es posible observar esto en la Figura 22, donde se puede ver como varía la distribución de Weibull dependiendo del valor de K (en este caso λ es C):

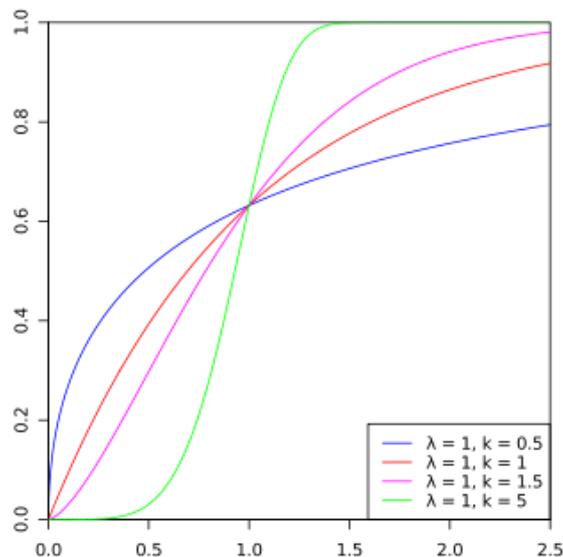


Figura 22. Función de distribución de probabilidad o probabilidad acumulada de Weibull para distintos valores del parámetro de forma K. (obtenida de internet)

Transformando la Ecuación 8 mediante la derivación se consigue la función de densidad de probabilidad de Weibull:

(Ecuación 9)

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K}$$

Gracias a esta ecuación es posible conseguir la probabilidad de aparición de cada una de las velocidades del viento. A continuación se muestran algunas de las formas que puede adquirir la función de densidad de probabilidad en función del parámetro K :

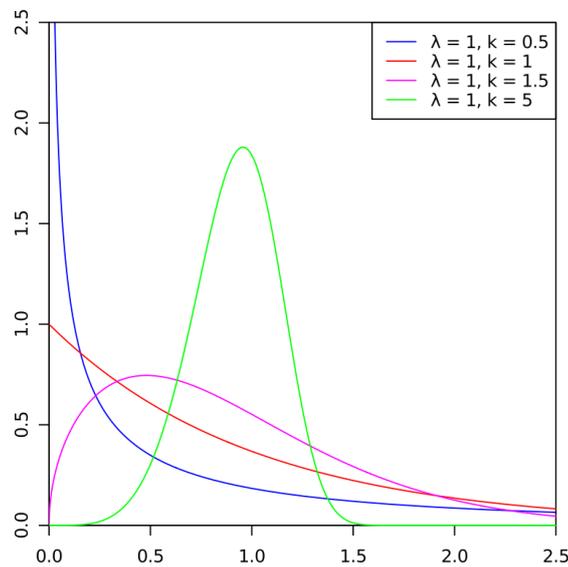


Figura 23. Función de densidad de probabilidad de Weibull para distintos valores del parámetro de forma K .
(obtenida de internet)

Un paso primordial en la obtención de la distribución de Weibull es el cálculo de los parámetros de escala y forma. Para ello, será necesario realizar una regresión lineal de la Ecuación 8. Reordenando la ecuación y con el objetivo de hacer desaparecer los exponenciales, se consigue lo siguiente:

(Ecuación 10)

$$\ln[-\ln(1 - F(V))] = K \cdot \ln(V) - K \cdot \ln(C)$$

Esta ecuación es una representación de una función lineal, de forma $y = ax + b$.

En este caso: $y = \ln[-\ln(1 - F(V))]$ (eje vertical), $x = \ln(V)$ (eje horizontal), $a = K$ (pendiente) y $b = -K \cdot \ln(C)$ (intersección).

Utilizando los datos recogidos en la Tabla 2 como ejemplo, se procederá a la representación gráfica de cada uno de los puntos correspondientes a las diferentes velocidades del viento.

Además, se creará una línea de tendencia que represente la regresión lineal previamente mencionada.

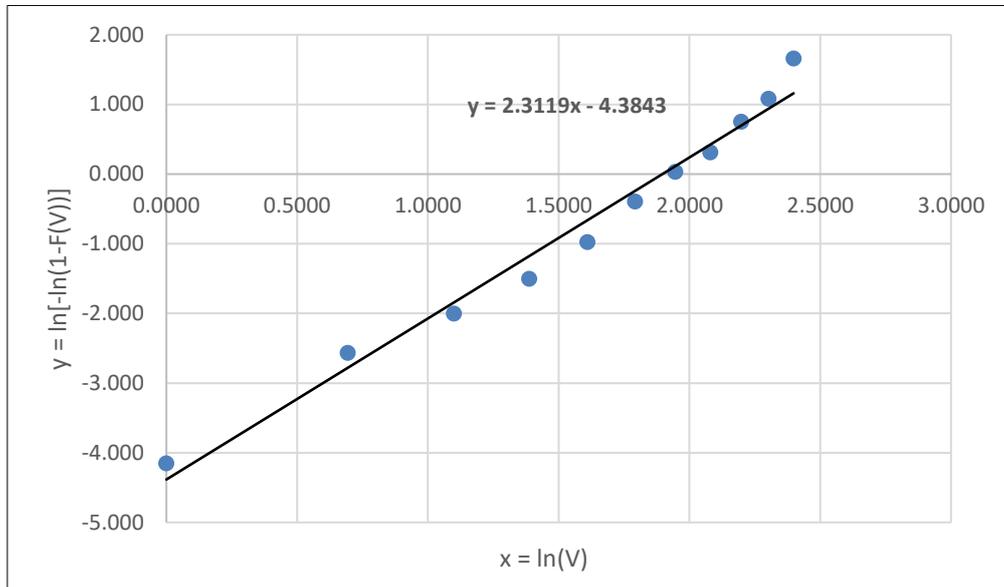


Figura 24. Regresión lineal de la función de distribución de Weibull.
(elaboración propia)

Tal y como se puede observar en el gráfico, la regresión lineal corresponde a la función $y = 2,3119x - 4,3843$. De esa función se puede obtener fácilmente que $K = 2,3119$ y $C = 6,6619$ m/s.

A continuación aparece representada la función de densidad de probabilidad de Weibull junto al histograma de velocidades del viento:

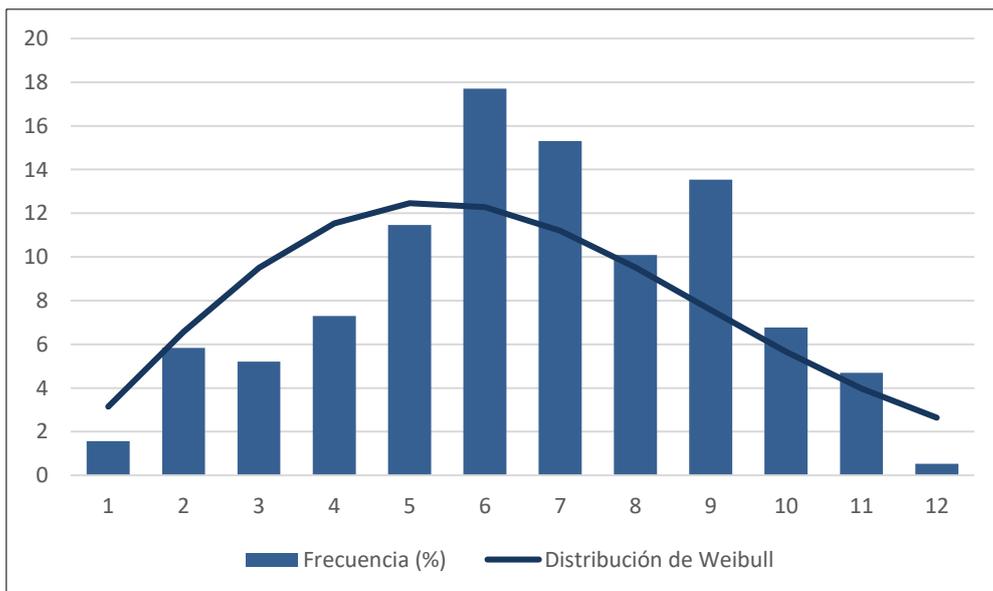


Figura 25. Distribución de Weibull junto al histograma de velocidades.
(elaboración propia)

Por último, hay que tener en cuenta que si bien los datos recogidos de las velocidades del viento son a 10 m sobre el suelo, para el posterior cálculo de la energía generada los datos de interés son los de las velocidades a la altura del buje. Para conseguirlos, existen unas formulas mediante las cuales se pueden transportar los parámetros de Weibull:

(Ecuación 11)

$$C(z) = C_a \left(\frac{z}{z_a} \right)^\alpha$$

(Ecuación 12)

$$K(z) = K_a \frac{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z_a}{10} \right)}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}$$

Donde:

- z_a : altura de referencia (10 m)
- C_a : parámetro de escala a z_a .
- K_a : parámetro de forma a z_a .

Finalmente, el coeficiente α se calcula del siguiente modo:

(Ecuación 13)

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln C_a}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{z_a}{10} \right)}$$

7.3.2. Distribución de Rayleigh

Otra función muy utilizada es la de la distribución continua de Rayleigh. En el caso de Weibull era necesario determinar los parámetros C y K , por lo que era necesario recoger los datos de la velocidad del viento en pequeños intervalos de tiempo. En el caso de solo tener la velocidad media del viento en un largo periodo de tiempo, es más recomendable usar Rayleigh.

La función de distribución acumulativa de Rayleigh viene dada por la siguiente ecuación:

(Ecuación 14)

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right]}$$

Siendo \bar{V} la velocidad media del viento. Como ya se ha hecho en los puntos anteriores, se utilizará $\bar{V} = 6,57$ m/s para llevar a cabo un ejemplo práctico.

Tal y como ocurre con Weibull, derivando la Ecuación 14 respecto a V se consigue la función de densidad de probabilidad de Rayleigh:

(Ecuación 15)

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{\pi}{2} \left(\frac{V}{\bar{V}^2} \right) e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right]}$$

La Figura 26 muestra la representación de la distribución de Rayleigh en un caso particular analizado anteriormente:

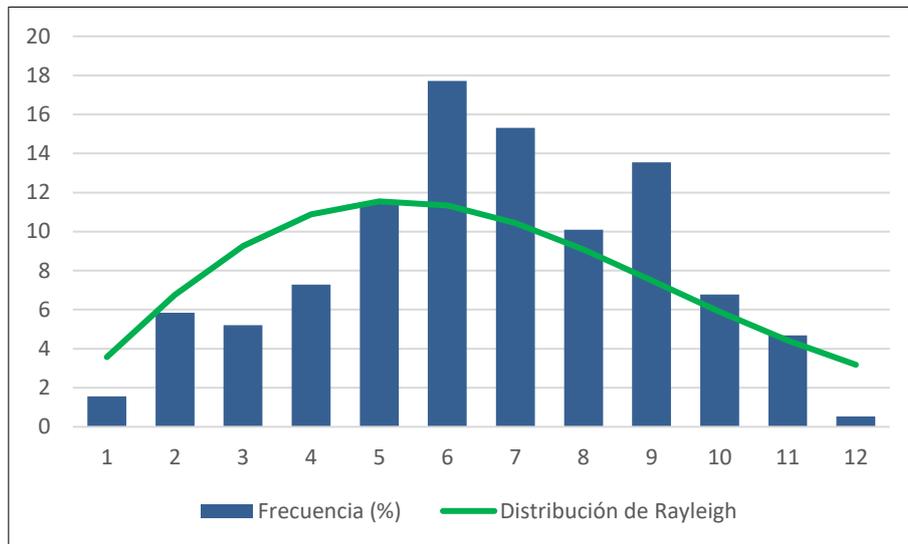


Figura 26. Distribución de Rayleigh junto al histograma de velocidades.
(elaboración propia)

Se puede apreciar que tanto Weibull como Rayleigh aportan distribuciones muy similares de la velocidad del viento. Sin embargo, como es habitual, se utilizará la distribución de Weibull a la hora de calcular la potencia generada en el parque eólica que se está diseñando.

7.4. DIRECCIÓN DEL VIENTO

El viento viene definido por dos parámetros esenciales que son su velocidad y su dirección. La variación de la dirección del viento suele ser representada mediante las conocidas como rosas del viento. Mediante instrumentos de medición, como la veleta, se recogen datos de la dirección del viento durante un largo periodo de tiempo. A continuación, se calcula con qué frecuencia ha llegado el viento de cada uno de los puntos cardinales en ese periodo de tiempo. Finalmente, esa variación de la dirección es representada en un tipo especial de gráfico denominado rosa del viento, como ya se ha comentado.

Si las mediciones mencionadas se realizan durante un periodo lo suficientemente largo, la distribución del viento obtenida podrá ser tratada como probabilidad. De este modo, será posible orientar el rotor de tal forma que la potencia generada sea la mayor posible. Además, también será importante conocer la dirección predominante del viento a la hora de configurar la posición de los aerogeneradores, como se explicará más adelante.

A continuación, es posible observar la rosa del viento de Aincioa, el lugar escogido para situar el parque eólico en cuestión:

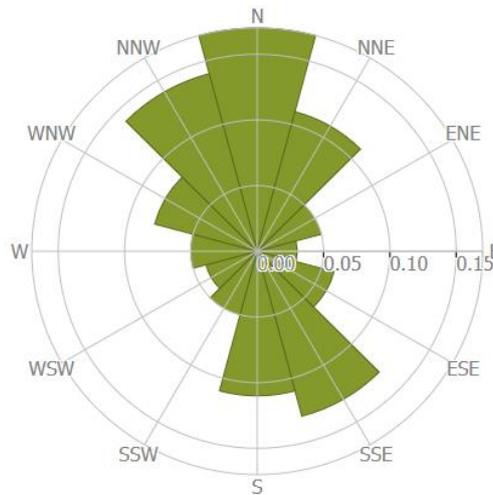


Figura 27. Rosa del viento en Aincioa (10 m).
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [11]

Como se puede apreciar en la Figura 27, la circunferencia representada está dividida en 12 sectores de 30°. Cada uno de esos sectores representa un punto cardinal, y las franjas de color verde representan la frecuencia con la que el viento ha soplado desde esa dirección. Cuanto mayor sea dicha franja, mayor será la frecuencia. Por lo tanto, es evidente que en la localización elegida predomina el viento proveniente del norte y del noroeste, seguido del sureste.

7.5. DENSIDAD DE POTENCIA DEL VIENTO

Antes de calcular la densidad de potencia del viento, es necesario mostrar el procedimiento para calcular la potencia eólica. Hay que tener en cuenta que lo que pretendemos aprovechar con el aerogenerador es la energía cinética del viento. Dicha energía se puede calcular mediante la siguiente expresión:

(Ecuación 16)

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2$$

Donde m es la masa de aire que fluye a través de las aspas y v es la velocidad con la que lo hace.

Al mismo tiempo, la masa del aire depende de la densidad y del volumen del aire que está fluyendo. Y además, dicho volumen depende del área de barrido del rotor, de la velocidad del viento y del tiempo que necesita el aire para atravesar las aspas. Por lo tanto, puede confirmarse la siguiente ecuación:

(Ecuación 17)

$$m = \rho V = \rho A v t$$

Sustituyendo esta última expresión en la Ecuación 16 obtenemos:

(Ecuación 18)

$$E_c = \frac{1}{2} \rho A v^3 t$$

Como se puede apreciar en esta última ecuación, la velocidad del viento tiene un gran peso en la energía que el viento pueda tener, ya que aparece elevada al cubo.

A continuación, y con el objetivo de lograr la potencia eólica, se procederá a derivar la expresión de la energía cinética en función del tiempo:

(Ecuación 19)

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Como último paso, si se divide la potencia por el área de barrido, se consigue la expresión de la densidad de potencia:

(Ecuación 20)

$$DENSIDAD DE POTENCIA = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3$$

Gracias a esta ecuación es fácil entender que la densidad de potencia eólica representa la cantidad de potencia disponible por metro cuadrado. Este parámetro permite conocer la cantidad de energía que es posible convertir en energía mecánica, y más tarde, en energía eléctrica.

7.5.1. Densidad del aire

Como es evidente, la densidad del aire juega un papel muy importante en el cálculo de la potencia eólica. Dicha densidad varía con la temperatura y con la altura sobre el nivel del mar del siguiente modo:

(Ecuación 21)

$$\rho = 1,225 \left(\frac{288}{T + 273} \right) e^{\left(-\frac{h}{8485} \right)}$$

8. DISEÑO DEL PARQUE

8.1. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

A la hora de elegir el aerogenerador deseado son muchos los factores a tener en cuenta. Uno de los más importantes es la compañía fabricante, la cual es una pieza clave en el diseño, construcción y mantenimiento de los aparatos.

En este proyecto, la empresa elegida ha sido *Vestas*, una compañía centenaria cuya sede se encuentra en Dinamarca. Se trata del primer fabricante a nivel mundial en cuanto a potencia nueva y potencia total instalada se refiere, con un 20% y un 17% del mercado global, respectivamente. Dicho de otro modo, desde que comenzara a producir turbinas eólicas hasta hoy en día ha instalado más de 66.000 turbinas en más de 80 países, lo cual equivale a más de 100 GW de potencia instalada. Además, *Vestas* está compuesta por una plantilla de más de 24.000 trabajadores y posee instalaciones de fabricación repartidas por 12 países, entre los que se encuentran potencias eólicas como Estados Unidos, China y España. El hecho de que haya instalaciones de esta empresa tan cerca de Navarra ha sido determinante en su elección, ya que esto supone un menor coste en el transporte y un mejor servicio. Otro aspecto que se ha tenido en cuenta en la elección en cuestión ha sido la excelente calidad de los productos de esta empresa, consecuencia directa de sus 40 años de experiencia en la construcción de aerogeneradores y de su apuesta firme por la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes. Por último, se ha tenido en cuenta el gran servicio ofertado por la multinacional, ya sea en el asesoramiento para un diseño más eficiente del parque eólico como en el mantenimiento y control del mismo. [15]

Otro factor decisivo a la hora de elegir el modelo de aerogenerador es la potencia que se pretende instalar. Esto dependerá en gran medida del potencial eólico del lugar y de la superficie disponible. Si bien es cierto que la potencia del viento es bastante grande en la localización escogida para albergar las instalaciones eólicas, el terreno disponible no es muy extenso. Por esa razón se ha contemplado la elección de modelos de gran potencia, ya que hay espacio suficiente para tan solo 15-20 aerogeneradores y se pretende que la potencia total instalada del parque supere, al menos, los 40 MW.

Con el objetivo de conseguir la potencia deseada, se va a analizar la Plataforma 4 MW del catálogo de aerogeneradores de *Vestas*. Se trata de una plataforma compuesta por 8 modelos de similar potencia instalada pero que ofrecen una amplia variedad de características. Esta es la razón por la cual existen en la actualidad más de 24 GW instalados de este grupo de aerogeneradores. Dentro de esta plataforma, analizaremos los 5 modelos que tienen una potencia nominal de 3,45 MW, ya que son los que más se ajustan a los planes y de los cuales hay más información disponible. A continuación se ofrecerán algunas características importantes de dichos modelos, las cuales serán claves en la decisión del modelo definitivo. Si se observan los nombres de los aerogeneradores en la Tabla 5, la primera cifra hace referencia al diámetro del rotor y la segunda, a la potencia nominal de la turbina. [16]

Modelo de Aerogenerador	Clasificación IEC	Velocidad nominal del viento (m/s)	Altura de la torre (m)
V105-3.45 MW	IEC IA	13,5	72,5
V112-3.45 MW	IEC IA	13	69/94
V117-3.45 MW	IEC IB/IEC IIA	12	80/91,5/116,5 (IEC IB) 116,5 (IEC IIA)
V126-3.45 MW	IEC IIA/IEC IIB	11,5	87/117
V136-3.45 MW	IEC IIB/IEC IIIA	10,5	82/112/132 (IEC IIB) 82/105/112/132/142 (IEC IIIA)

Tabla 5. Modelos de la Plataforma 4 MW de Vestas y algunas de sus características.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [16]

Empezando por la segunda columna, y recordando lo expuesto en el punto 7 sobre la velocidad del viento, es posible darse cuenta de que los dos aerogeneradores con un menor diámetro de rotor están diseñados para vientos de grandes velocidades y turbulencias. A medida que el diámetro va aumentando, la tolerancia a los grandes vientos va disminuyendo.

En cuanto a la velocidad nominal del viento, no hay una gran diferencia entre los distintos modelos, si bien los que poseen un menor rotor la tienen ligeramente superior. Como es lógico, los modelos con un mayor rotor necesitan una mayor altura de la torre, aunque todos ofrecen unas alturas mínimas similares.

Dado que Aincioa y sus alrededores poseen un potencial eólico y una rugosidad importantes, el modelo de aerogenerador elegido debería ser del tipo IEC IA o IB, tal y como se muestra en la Tabla 3 del apartado 7.1 sobre la velocidad del viento. Por lo tanto, habría que elegir entre los tres modelos que poseen esta propiedad.

Teniendo en cuenta las otras dos características mostradas en la Tabla 5 y reparando en las figuras del apartado 7.2 sobre el perfil vertical de velocidades del viento, habrá que elegir el modelo más adecuado. Tal y como se ha dicho en ese apartado, los métodos para el cálculo del perfil vertical de la velocidad del viento no ofrecen resultados de gran precisión; por lo tanto, se utilizarán para tener una idea aproximada. Si se toma como referencia una altura del buje de unos 100 m, según los métodos exponencial y logarítmico la velocidad media del viento rondará los 11-14 m/s.

Siendo prudentes, se ha considerado que la mejor opción es el modelo V117-3.45 MW. Esto es debido a que entre los tres modelos preseleccionados es el que tiene la velocidad del funcionamiento óptimo más baja; y teniendo en cuenta que tienen la misma potencia nominal, la generación de energía será mayor. Además, ofrece una amplia variedad de alturas para la torre.

A continuación se mostrarán todas las propiedades del modelo escogido:

CARACTERÍSTICAS DEL V117/3.45 MW

REGULACIÓN DE POTENCIA "Pitch control" y velocidad variable

DATOS DEL FUNCIONAMIENTO

Potencia nominal	3,45 MW
Velocidad de conexión (cut-in)	3 m/s
Velocidad nominal del viento	12 m/s
Velocidad de corte (cut-out)	25 m/s
Clasificación IEC	IEC IB/IEC IIA
Temperatura operativa	-20°C/45°C

POTENCIA SONORA 106,8 dB

ROTOR

Diámetro	117 m
Número de palas	3
Dirección rotacional	En el sentido de las agujas del reloj
Orientación	Barlovento
Área de barrido	10751 m ²
Frenado	Frenado aerodinámico (Pitch control)

ASPAS

Longitud	57,2 m
Material	Fibra de vidrio reforzada con epoxi, fibras de carbono y SMT
Alerón	Perfil hipersustentador

SISTEMA "PITCH CONTROL"

Tipo	Hidráulico
Número	1 por pala
Rango	De -9° a 90°

BUJE

Tipo	Carcasa esférica
Material	Fundición de hierro

EJE PRIMARIO

Tipo	Rodamiento de rodillos esféricos
Lubricación	Automático, mediante grasa
Altura	3,8 m
Largura	5,5 m

Diseño de un parque eólico en el municipio de Erro, Navarra

Anchura 3,8 m

MULTIPLICADOR/CAJA DE ENGRANAJES

Tipo 2 niveles planetarios y 1 helicoidal

Lubricación Aceite a presión

SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Velocidad de rotación (50 Hz) 0,46°/s

Tipo de engranaje De múltiples niveles

TORRE

Altura 80/91,5 m (IEC IB), 116,5 m (IEC IB/ IIA)

Tipo Tubular de forma tronco-cónica

GÓNDOLA

Altura 6,9 m

Largura 12,8 m

Anchura 4,2 m

GRÚA (SOBRE GÓNDOLA)

Capacidad 800 kg máximo

GENERADOR

Tipo Asíncrono

Potencia nominal (P_N) 3650 kW

Frecuencia (f_N) 0-100 Hz

Velocidad de rotación nominal 1450-1550 rpm

Velocidad límite 2400 rpm

Tensión del estator (U_{NS}) 3x750 V (a la velocidad nominal)

Clase de aislamiento F/H

CONVERTIDOR

Potencia aparente nominal (S_N) 4000 kVA

Tensión nominal de la red 650 V

Tensión nominal del generador 750 V

Corriente nominal del generador 3286 A

TRANSFORMADOR

Tipo Transformador seco de alta tensión

Material Fundición de resina (ecodiseño)

Potencia nominal 3750 kVA

Frecuencia

50/60 Hz

PROPIEDADES ADICIONALES

- Optimización de Potencia hasta 3,6 MW
 - Modos de Optimización de Carga hasta 3 MW
 - Ascensor para el personal
 - Detector de hielo
 - Funcionamiento a muy bajas temperaturas (30 °C)
 - Extinción de fuegos
 - Luces para la aviación
-

Tabla 6. Características del modelo V117-3.45 MW.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [16]

Es importante remarcar que la altura de la torre elegida será 116,5 m, con el propósito de evitar el máximo posible de pérdidas y para lograr captar una mayor potencia eólica. Además, todos los aparatos electrónicos del aerogenerador funcionarán con una frecuencia de 50 Hz, ya que el parque se encuentra en un país europeo.

8.1.1. Curva de Potencia

La curva de potencia teórica del modelo elegido ha sido obtenida de una página web que se llama *wind-turbine-models.com*, la cual ofrece toda clase de datos sobre numerosos modelos de aerogeneradores. La Figura 28 muestra precisamente dicha curva, de la cual se puede extraer la potencia eólica que el aparato es capaz de obtener para cada una de las velocidades del viento. Se pueden distinguir claramente las velocidades “cut-in” y “cut-out”, las cuales limitan el intervalo de funcionamiento del aerogenerador. También es posible saber cuál es la velocidad del viento nominal, buscando el punto a partir del cual la curva de potencia es totalmente lineal.



Figura 28. Curva de potencia del modelo elegido.
(elaboración propia a partir de fuentes de internet) [17]

8.1.2. Coeficiente de Potencia. Límite de Betz

Como ya se ha visto previamente en el apartado sobre el recurso eólico, la potencia eólica disponible para cada aerogenerador es la siguiente:

(Ecuación 22)

$$Potencia\ eólica\ disponible = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Sin embargo, los aerogeneradores no son capaces de extraer toda la potencia disponible en el viento. Por ello es necesario definir el coeficiente de potencia C_p , el cual representa la fracción de la energía del viento que una turbina convierte en la práctica en energía mecánica de rotación. Dicho coeficiente se define del siguiente modo:

(Ecuación 23)

$$C_p = \frac{Potencia\ de\ entrada\ útil}{Potencia\ disponible} = \frac{Potencia\ de\ entrada\ útil}{\frac{1}{2} \rho A v^3}$$

Según la ley de Betz, el valor máximo teórico de este coeficiente es 59,26%, al cual se le denomina límite de Betz. Lo cierto es que ese es el valor ideal, ya que nunca se ha logrado extraer más del 50% de la potencia eólica disponible, y el valor habitual para este tipo de aerogeneradores suele rondar un 40 %. Es posible observar esto último en la Figura 29:

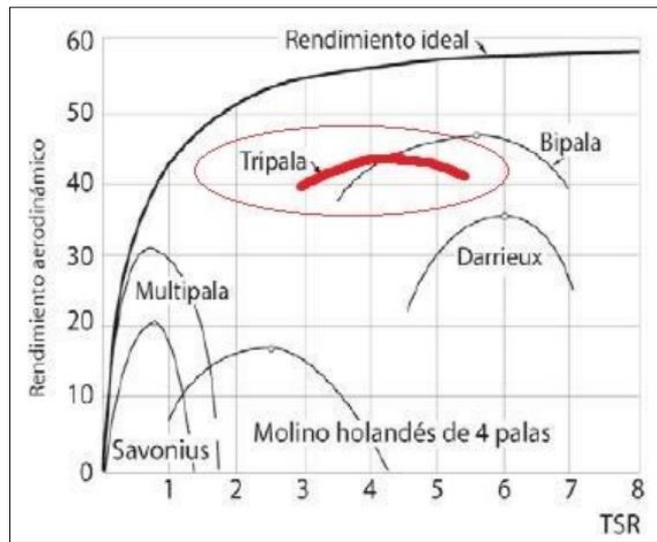


Figura 29. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor. (imagen obtenida de internet)

Teniendo la curva de potencia del aerogenerador es muy sencillo obtener el coeficiente de potencia para cada una de las velocidades a las que puede funcionar. De dicha curva obtenemos la potencia de entrada útil, y podemos dividirla por la potencia disponible, tal y como se muestra en la Ecuación 23. La figura que se encuentra a continuación se ha obtenido mediante la representación de los valores de C_p para cada velocidad:

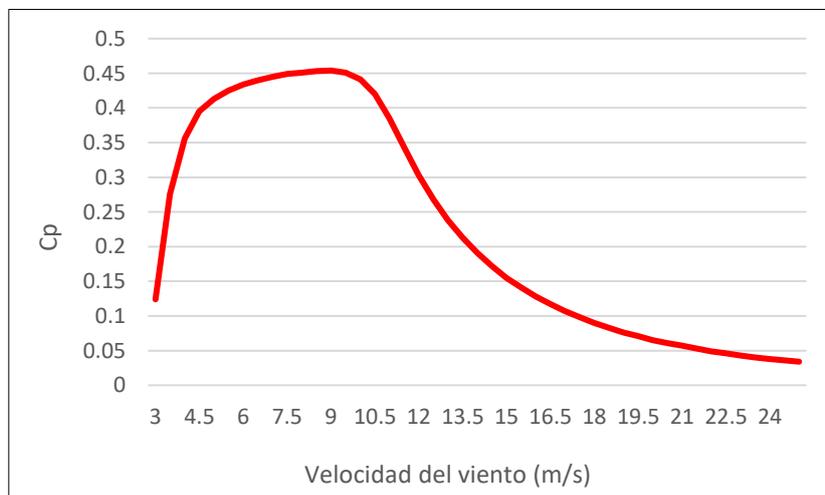


Figura 30. Coeficiente de potencia del modelo elegido. (elaboración propia a partir de fuentes de internet) [17]

Es significativo el hecho de que a partir de la velocidad nominal más o menos, el coeficiente de potencia disminuye rápidamente a medida que la velocidad del viento aumenta. Esto es debido a que, a pesar de que la potencia eólica disponible sigue aumentando, la potencia de entrada útil se mantiene constante hasta el punto "cut-off".

Además del coeficiente de potencia, los rendimientos del generador eléctrico y del multiplicador también afectan a la potencia final extraída por el aerogenerador. Por lo tanto, la potencia extraída se define de la siguiente manera:

(Ecuación 24)

$$Potencia\ extraída = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \eta_{generador} \eta_{multiplicador}$$

8.2. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL PARQUE

En los parques eólicos suele haber grandes fluctuaciones en la velocidad del viento debido, generalmente, a diversos obstáculos.

8.2.1. Abrigo del viento

Se trata de un efecto causado por cualquier obstáculo como; es decir, que no es aerodinámico. Una vez atravesados estos obstáculos, el viento que se encuentra detrás de ellos sufrirá una pérdida de velocidad. La magnitud de este efecto dependerá de factores como las dimensiones del obstáculo, su porosidad, la rugosidad del suelo, la distancia a la que se encuentra del aerogenerador o la altura a la que se encuentra el rotor. Como se ha podido comprobar previamente, esa pérdida de velocidad causará una pérdida aún mayor de potencia (ver la Ecuación 19).

A continuación se mostrará un claro ejemplo de abrigo de viento para poder visualizarlo fácilmente. Se utilizará un hipotético edificio de 20 m de altura y 60 m de anchura. Además se considerará que el aerogenerador está a 300 m de distancia y el buje a 50 m de altura (se trata de un aerogenerador cualquiera, no uno de nuestro parque).

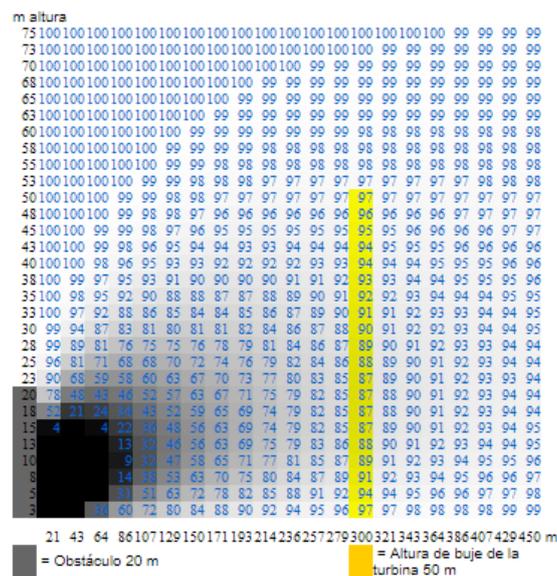


Figura 31. Velocidad del viento en porcentaje de la velocidad sin obstáculo.
(obtenida de internet) [18]

El abrigo del viento puede verse representado en distintos tonos de gris en la Figura 31. Los números azules representan la velocidad del viento en tanto por ciento de la velocidad del viento sin obstáculo. Se puede observar fácilmente que en la posición del buje la velocidad del viento sería un 3% inferior a causa del obstáculo mencionado. Esto supondría una disminución aún mayor de la potencia del viento, ya que si ahora la velocidad del viento es $0,97 \cdot v$ (siendo v la velocidad sin el obstáculo), según la Ecuación 19 la potencia disponible sería $0,97^3 \cdot P$ (siendo P la potencia sin el obstáculo). Esto supondría una disminución en la potencia de un 8,73% (ya que $0,97^3 = 0,9127$).

A continuación se pretende calcular un caso real utilizando un obstáculo que se encuentre en el emplazamiento deseado. Como ya se ha mencionado en el cálculo de la rugosidad, el entorno escogido está poblado por árboles de baja altura que forman un bosque no muy denso. Por lo tanto se considerará la altura del obstáculo de 10 m (la mayoría son más pequeños) y la anchura de 300 m, representando una agrupación de árboles de ese tamaño. Teniendo en cuenta los demás parámetros ya conocidos, se calculará el abrigo del viento suponiendo que el obstáculo está a dos distancias distintas del aerogenerador.

El simulador online que se va a utilizar no permite alturas del buje mayores a 100 m. A pesar de que se ha escogido el modelo con una mayor altura, se realizará la simulación a esa altura para hacernos una idea.

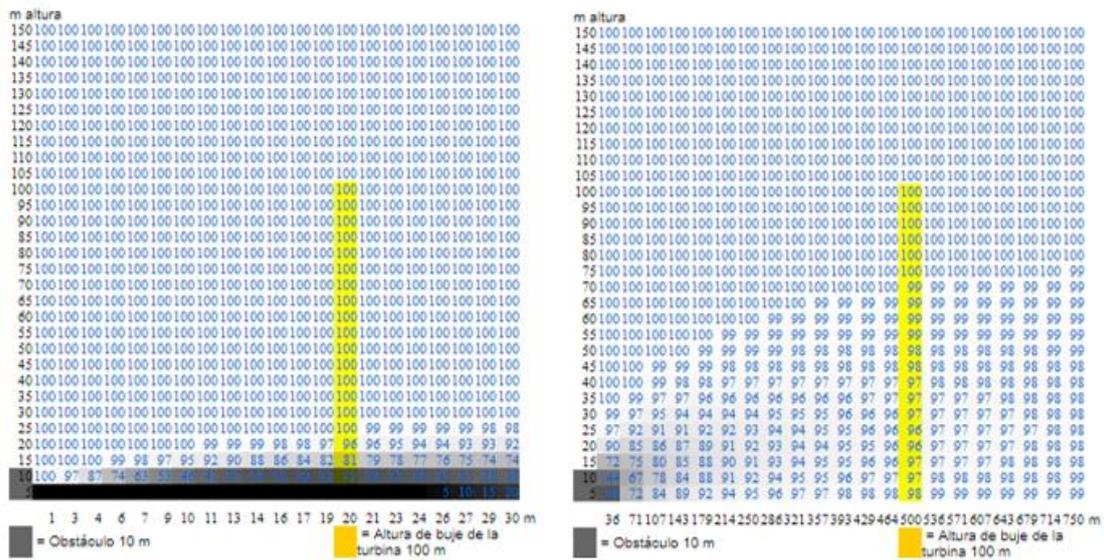


Figura 32. Abrigo del viento, representado mediante la velocidad del viento en porcentaje de la velocidad del viento sin obstáculos, cuando el obstáculo está situado a 20 m y 500 m del aerogenerador, respectivamente.
(obtenida de internet) [18]

En la Figura 32 es posible ver como un mismo objeto de las mismas características a distintas distancias causa efectos muy dispares. El obstáculo que se encuentra a 20 m de distancia causa un gran impacto en los primeros metros de la torre, pero ninguno en los superiores. Si el mismo obstáculo estuviese a 500 m, el impacto sería mucho menor pero afectaría a una mayor parte de la torre.

Si representamos la disminución de energía para estos dos casos es posible observar lo siguiente:

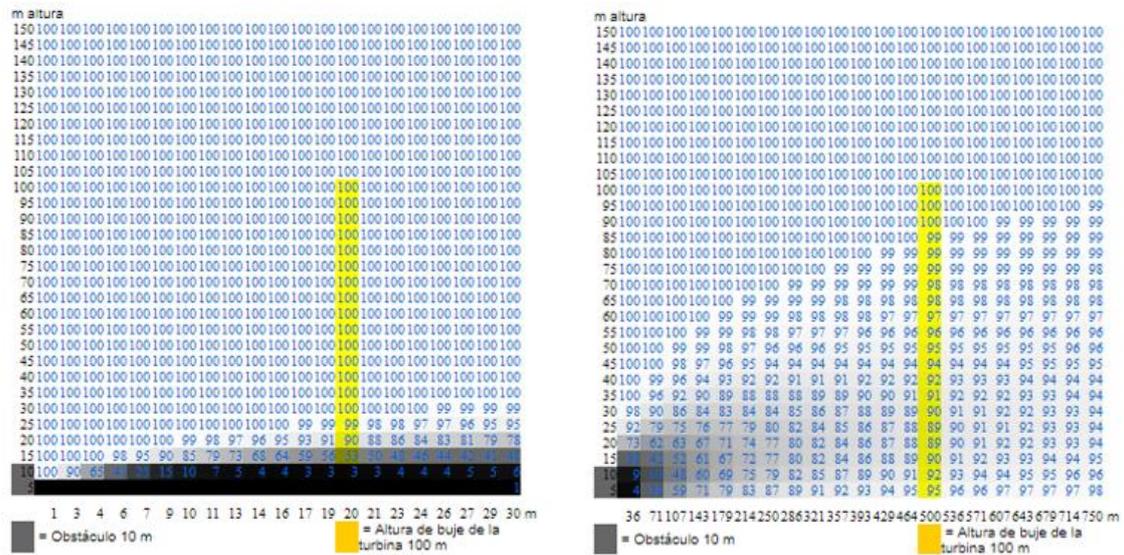


Figura 33. Abrigo del viento, representado mediante la energía del viento en porcentaje de la energía del viento sin obstáculos, cuando el obstáculo está situado a 20 m y 500 m del aerogenerador, respectivamente. (obtenida de internet) [18]

Como es posible apreciar en la Figura 33, si bien en el caso en el que el obstáculo está a 500 m de distancia las velocidades no sufren apenas variaciones a partir de los 75 m de altura, hay pérdidas de energía hasta los 90 m. Esto significa que de cambiar un poco las características del obstáculo o su posición la potencia recibida a la altura del buje sufriría cambios. Por esa misma razón habrá que tener muy en cuenta todos los obstáculos que se encuentren en la zona, de tal manera que las pérdidas causadas por el abrigo del viento sean las mínimas.

8.2.2. Efecto de la estela

Dado que el objetivo de un aerogenerador es absorber potencia del viento, una vez atravesada la turbina, el aire seguirá su curso con un contenido energético menor. Es por ello que siempre se crea un abrigo en la dirección a favor del viento. Esto provoca que el viento que deja la turbina sea más turbulento y esté ralentizado.

Si se le añade humo al aire que atraviesa la turbina es posible apreciar la estela del viento, tal y como se puede ver en la Figura 34:



Figura 34. Efecto de la estela de una turbina.
(obtenida de internet)

Evidentemente, las estelas de unos aerogeneradores pueden influir negativamente en los demás, lo cual será analizado en el siguiente punto.

8.2.3. Efecto del parque

Tal y como se ha mencionado en el apartado anterior sobre la estela del viento, cada aerogenerador ralentiza la velocidad del viento tras de sí y provoca turbulencias.

Lo ideal para evitar que esto cause una disminución en la potencia eólica recibida por los aerogeneradores que se encuentran detrás sería separarlos al máximo en la dirección predominante del viento. Sin embargo, los costes del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica no permiten que estas distancias sean demasiado grandes. Con la intención de llegar a un punto intermedio, se establecerán los siguientes parámetros: [19]

- En la dirección predominante del viento, los aerogeneradores tendrán que estar separados por una distancia 7-10 veces el diámetro de su rotor. En el parque a diseñar se utilizará una distancia $7 \cdot D$, con el propósito de aprovechar al máximo el terreno.
- En la dirección perpendicular a los vientos predominantes, los aerogeneradores se colocarán a 3-5 veces el diámetro de su rotor. En este proyecto se utilizará una distancia $4 \cdot D$.

De este modo, se configurarán las posiciones de los aerogeneradores de tal manera que las pérdidas por el efecto del parque sean lo más pequeñas posibles. Estas pérdidas suelen rondar el 5% de la producción total del parque normalmente.

8.2.4. Efecto túnel

Una manera muy sencilla de lograr una mayor velocidad del viento es colocar la turbina eólica en un paso estrecho entre montañas o entre dos edificios de gran altura, por ejemplo. De este modo, al pasar por un espacio menor del que proviene, la velocidad del viento aumenta considerablemente. De todas formas, hay que asegurarse de que los cuerpos que conforman el

paso no tengan un perfil muy accidentado, ya que esto provocaría fuertes turbulencias. En este caso, la ventaja que supondría la mayor velocidad del viento se vería totalmente anulada por el desgaste causado por las turbulencias.

En los alrededores de Aincioa hay algún paso entre colinas de pequeñas dimensiones, y se utilizarán para lograr un mayor beneficio.

8.2.5. Efecto de la colina

Es habitual localizar los aerogeneradores en las cimas de altas colinas y montañas. Las principales ventajas de situarlos en esos lugares son la gran potencia eólica disponible y la falta de obstáculos que alteren el transcurso del aire. Partiendo de que a mayor altura la velocidad del viento suele ser mayor, en el caso de las colinas el viento suele ascender incluso a mayor velocidad. Esto es debido a que al chocar contra las laderas de la colina o montaña, el viento se comprime; y al llegar a la cima, se expande adquiriendo una mayor velocidad. Hay que tener en cuenta que, tal y como ocurre con el efecto túnel, el perfil de la colina puede crear fuertes turbulencias.

Si se le echa un vistazo al lugar donde se situará el parque, es posible observar que todo el emplazamiento es una especie de meseta elevada a más de 1000 m. Si esto ya de por sí le dota de un cierto efecto de la colina, hay que añadirle las pequeñas colinas que es posible encontrar sobre la misma meseta. Por ello, se procurará situar los aerogeneradores sobre estas pequeñas colinas, en la medida en que esto sea posible.

8.3. UBICACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Teniendo en cuenta todos los factores que causan variaciones en la velocidad del viento en un parque eólico, se procederá a la elección de la ubicación exacta de cada aerogenerador. En la tablada presentada a continuación se muestran los principales detalles de la localización de cada aerogenerador:

Aerogeneradores	Coordenadas UTM (m)		Altitud sobre el nivel del mar (m)	V _{med} del viento a 10 m (m/s)
	X	Y		
A1	629.707	4.751.374	1256	6,21
A2	629.243	4.751.352	1217	6,08
A3	628.784	4.751.335	1175	5,81
A4	630.790	4.752.126	1206	6,57
A5	630.346	4.752.180	1160	5,92
A6	629.899	4.752.126	1167	6,33
A7	629.430	4.752.132	1107	5,82
A8	628.955	4.752.131	1051	5,66
A9	628.492	4.752.124	1026	5,51
A10	628.017	4.752.082	1002	5,32

A11	630.654	4.752.822	1129	6,49
A12	630.156	4.752.976	1048	6,13
A13	629.690	4.752.950	1078	6,28
A14	629.200	4.752.957	983	5,47
A15	629.791	4.753.643	1125	6,48
A16	629.337	4.753.634	1105	6,04
A17	628.905	4.753.853	1068	5,7

Tabla 7. Características de los emplazamientos de los aerogeneradores.
(elaboración propia)

Tal y como se puede apreciar en la Tabla 7, finalmente se ha decidido instalar 17 aerogeneradores. La decisión se ha tomado teniendo en cuenta el espacio disponible y buscando los lugares con un mayor potencial eólico.

Comenzando con el análisis de la tabla, hay que resaltar que a cada aerogenerador se le ha asignado un número, y a partir de ahora para referirse a un aparato en concreto se utilizará dicho número precedido por un "A".

Siguiendo con el análisis, es posible observar que en la Tabla 7 aparecen las coordenadas UTM y la altitud sobre el nivel del mar de todas las localizaciones escogidas, lo cual permite ubicar con gran exactitud cada uno de los aerogeneradores.

A continuación, se muestran las velocidades medias del viento a 10 m de altura, obtenidas del atlas eólico previamente mencionado. Estas velocidades sirven para hacerse una idea del potencial eólico de cada emplazamiento, aunque lo que realmente condicionará la producción de energía será la distribución de frecuencias presente en el histograma de velocidades. Observando estas velocidades se puede apreciar que los lugares con una mayor velocidad media del viento son en los que se sitúan A4, A6, A11, A13 y A15. Esto es debido a que, siguiendo las recomendaciones expuestas en el punto anterior, se han aprovechado lugares como cimas de colinas y pequeños pasos entre colinas. Dicho esto, A6 y A13 se sitúan en el paso entre dos colinas, y A4, A11 y a A15 en lo más alto de otras colinas. En las dos imágenes expuestas a continuación es posible visualizar dos de estos casos, gracias al programa *Google Earth*:

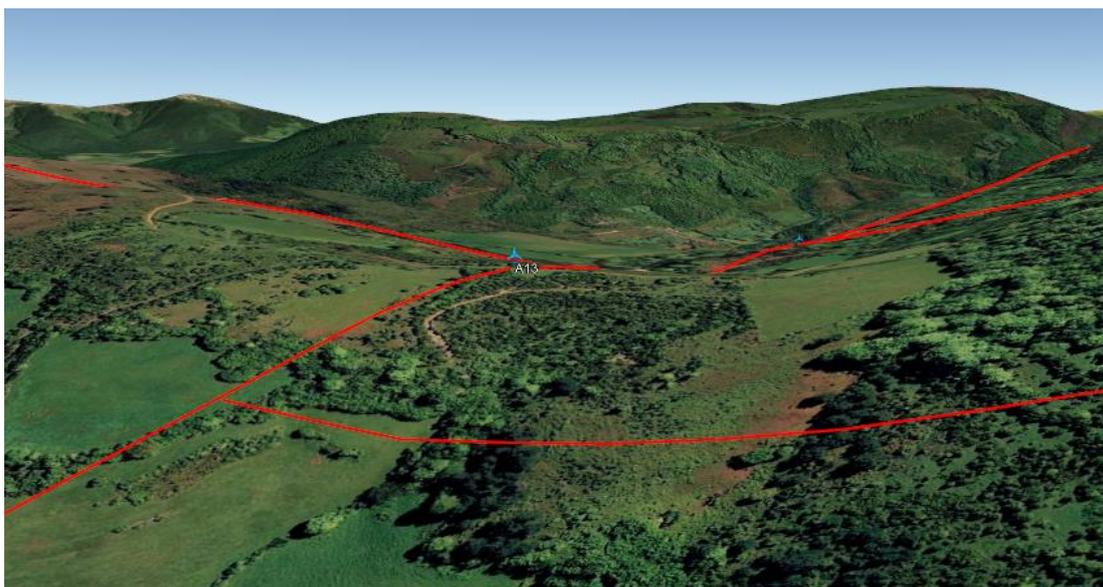


Figura 35. A13 situado en el paso entre dos colinas.
(edición propia de imagen obtenida de Google Earth)



Figura 36. A4 situado en lo más alto de una colina.
(edición propia de imagen obtenida de Google Earth)

Haciendo caso también a lo expuesto sobre el efecto del parque, se ha hecho lo posible para mantener las distancias mínimas entre los aerogeneradores. En el caso de la dirección predominante del viento (de norte a sur), se ha considerado adecuado dejar una distancia de 7 veces el diámetro del rotor. Esto equivaldría a 819 m, lo cual solo se incumple por una distancia significativa entre la fila de A15 y la de A16, tal y como se puede ver en la Figura 37. Precisamente, A15 y A16 se han colocado unos metros más cerca con el objetivo de coincidir con dos cimas. Lo mismo ocurre con A1 y A11, aunque en este caso no hay tanta diferencia con la distancia mínima establecida.

En cuanto a la dirección perpendicular al viento predominante se refiere, se ha considerado una distancia mínima de separación de 4 veces el diámetro del rotor. Esto equivale a 468 m, lo cual se ha cumplido con bastante exactitud.



Figura 37. Emplazamiento de cada uno de los aerogeneradores y las distancias entre ellos.
(edición propia de imagen obtenida de Google Earth)

En la Figura 37 es posible visualizar la configuración final de los aerogeneradores del parque eólico. Además, es posible localizar el pueblo de Aincioa en la misma imagen.

A pesar de no estar indicado, el núcleo urbano se encuentra a unos 480 m del aerogenerador más cercano (en este caso A14). Es importante saber esto para realizar el análisis del impacto acústico, tal y como se hará más adelante.

8.4. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Para llevar a cabo una estimación de la energía producida en el parque será necesario conocer dos funciones que ya han sido previamente analizadas: la curva de potencia del modelo de aerogenerador escogido y la función de densidad de probabilidad de Weibull. Esta última habrá que calcularla en cada ubicación elegida para emplazar los aerogeneradores. Primero, se calculará la distribución de Weibull a 10 m de altura sobre el suelo, utilizando los datos ofrecidos por el atlas eólico. Después, se procederá con el cálculo de esa misma función en los mismos emplazamientos pero a la altura del buje, utilizando las Ecuaciones 11, 12 y 13 del

apartado 7. Gracias a estas formulas, es posible transportar los parámetros de Weibull de la altura de medición (10 m) a la altura del buje (116,5 m).

Por lo tanto, para lograr la potencia generada, habrá que llevar a cabo el sumatorio de la potencia generada a cada velocidad del viento que se haya dado. Para ello, simplemente habrá que multiplicar los datos ofrecidos por la curva de potencia y la distribución de Weibull para cada velocidad. Por último, para conseguir la EEP (Energía Eléctrica Producida) habrá que multiplicar la potencia generada por 8760 horas, las cuales componen un año entero.

Con el fin de hacerlo más visual, tal y como se ha hecho en apartados previos, se va a utilizar el caso del aparato A4 como ejemplo. En la Tabla 8 expuesta a continuación se muestra la energía producida por este aerogenerador, desglosada en las múltiples velocidades del viento a las que funciona el aerogenerador seleccionado:

Velocidad del viento (m/s)	Curva de potencia (kW)	Distribución de Weibull (h/año)	EEP (MWh/año)
1	0	22,09	0,00
2	0	84,81	0,00
3	22	184,1	4,05
4	150	313,25	46,99
5	340	461,47	156,90
6	617	613,74	378,68
7	1006	752,14	756,65
8	1522	858,24	1306,24
9	2178	916,67	1996,51
10	2905	918,56	2668,42
11	3374	863,97	2915,03
12	3450	762,18	2629,52
13	3450	629,7	2172,47
14	3450	486,19	1677,36
15	3450	349,95	1207,33
16	3450	234,16	807,85
17	3450	145,22	501,01
18	3450	83,2	287,04
19	3450	43,9	151,46
20	3450	21,26	73,35
21	3450	9,41	32,46
22	3450	3,8	13,11
23	3450	1,39	4,80
24	3450	0,46	1,59
25	3450	0,14	0,48

Tabla 8. Energía producida por A4 en un año.
(elaboración propia)

Se puede apreciar en la Tabla 8 que la distribución de Weibull viene dada en horas. Esto es debido a que se ha representado como el producto de la probabilidad calculada mediante Weibull y las horas que conforman un año.

Observando la cuarta columna de la tabla, es posible ver que las velocidades a las que se va a generar la mayor parte de la energía se encuentran en el tramo que va de 9 m/s a 13 m/s. Teniendo en cuenta que la velocidad nominal se encuentra en ese tramo de velocidades, se prevé un buen aprovechamiento del aerogenerador.

Precisamente, para calcular el aprovechamiento de un parque eólico, se suele hacer uso de dos términos. El primero de ellos es el de las horas equivalentes (H_{eq}), el cual define las horas a las que debería trabajar un aerogenerador a potencia nominal para generar la energía producida en un año. Se define de la siguiente manera:

(Ecuación 25)

$$H_{eq} = \frac{EEP (kWh)}{P_n (kW)}$$

Normalmente, se considera que a partir de 2000-2200 horas equivalentes el desarrollo del parque eólico será rentable. Para el caso concreto del aerogenerador A4 da un resultado de 5736 horas equivalentes, lo cual es más que suficiente.

El otro término ampliamente utilizado, y que indica prácticamente lo mismo, es el factor de carga (F_c). Se define como la relación entre la energía generada en un periodo de tiempo y la energía que se hubiera generado trabajando a plena carga en el mismo periodo de tiempo:

(Ecuación 26)

$$F_c = \frac{EEP (kWh)}{P_n (kW) \cdot 8760 (h)} = \frac{H_{eq}}{8760}$$

Tal y como ocurre con las horas equivalentes, se considerará un factor de carga aceptable a partir de 0,2-0,25. En el caso de A4, este factor es igual a 0,65; una vez más, muy por encima del mínimo admisible.

Hay que tener en cuenta que los ejemplos expuestos son de un solo aerogenerador, y que además no se han tenido en cuenta los diferentes tipos de pérdidas que aparecen en todos los parques eólicos. Por lo tanto, los valores finales correspondientes al parque eólico serán notablemente inferiores.

A continuación se muestra la Tabla 9 con la energía producida por cada uno de los aerogeneradores, además de las horas equivalentes y el factor de carga:

Aerogeneradores	EEP (MWh/año)	H_{eq} (h)	F_c
A1	18213	5279	0,60
A2	17862	5177	0,59
A3	15958	4626	0,53
A4	19789	5736	0,65
A5	16214	4699	0,54
A6	17835	5169	0,59
A7	16057	4654	0,53
A8	15606	4524	0,52
A9	14979	4342	0,50
A10	14381	4168	0,48
A11	18216	5279	0,60
A12	17217	4991	0,57
A13	17924	5195	0,59
A14	15303	4436	0,51
A15	18636	5402	0,62
A16	17809	5162	0,59
A17	16775	4862	0,56

Tabla 9. EEP, H_{eq} y F_c de cada aerogenerador.
(elaboración propia)

Teniendo en cuenta los datos ofrecidos en la Tabla 9, la energía bruta producida en un año por el conjunto del parque eólico sería de 288,77 GWh/año.

Sin embargo, como ya se ha mencionado, habrá que contar con ciertas pérdidas para poder calcular lo que realmente se generará. Algunas pérdidas a tener en cuenta son las siguientes: [20]

- Pérdidas eléctricas: se dan a lo largo del cableado del parque, además de en los transformadores. Suponen unas pérdidas energéticas de 2-4%.
- Pérdidas por disponibilidad: tanto los aerogeneradores como la red eléctrica requieren revisiones y reparaciones periódicamente, lo cual lleva a un alto en el funcionamiento. Suelen suponer un 3% de la energía bruta producida.
- Pérdidas por altos vientos: se dan cuando la velocidad del viento supera la velocidad “cut-out”, que en el caso del modelo escogido es 25 m/s. Se considerará un 0,5% de pérdidas para este caso.

- Pérdidas debidas al efecto del parque: como ya se ha explicado, la colocación de los aerogeneradores influye en la energía generada. Se tomará un valor del 5%.
- Pérdidas por la contaminación de las palas: debido a elementos como el polvo o el hielo las palas pierden sus propiedades aerodinámicas y su rendimiento disminuye. Suponen un 1% de la energía bruta.
- Pérdidas por la garantía de la curva de potencia: normalmente, las curvas de potencia ofrecidas por los fabricantes suelen ser demasiado optimistas, lo que suele conllevar una producción 3-5% inferior a la esperada.

Teniendo todo esto en cuenta, se considerarán unas pérdidas totales de 16,5%. Para calcular la energía que realmente se va a producir (energía neta), se utilizará la siguiente expresión:

(Ecuación 27)

$$EEP_{neta} = EEP_{bruta} \left(\frac{100 - \sum Pérdidas}{100} \right)$$

Por último, para resumir todo lo relacionado con la energía producida en el parque y su rendimiento, se presenta la siguiente tabla con todos los datos necesarios:

Potencia unitaria (MW)	3,45
Nº de aerogeneradores	17
Potencia total instalada (MW)	58,65
EEP_{bruta} (MWh/año)	288772,28
Pérdidas (%)	16,5
EEP_{neta} (MWh/año)	241124,85
Horas equivalentes (h)	4111,25
Factor de carga	0,47

Tabla 10. Energía producida por el parque eólico.
(elaboración propia)

Como se ha mencionado previamente, las horas equivalentes y el factor de carga globales son notablemente inferiores que los calculados individualmente y sin tener en cuenta las pérdidas. Aún así, es posible afirmar que se ha hecho una excelente elección del aerogenerador y de sus características, tales como la altura del buje.

9. OBRA E INFRAESTRUCTURA CIVIL

En este apartado se llevará a cabo un análisis de todo lo relativo a la implantación y construcción de la infraestructura civil del parque eólico. Desde los viales de acceso hasta las canalizaciones, pasando por las plataformas de montaje, las cimentaciones y las edificaciones auxiliares. Es importante dejar claro que las obras necesarias para la instalación de los equipos se diseñarán con la intención de minimizar, en la medida de lo posible, el impacto provocado al entorno.

9.1. VIALES DE ACCESO

Con el objetivo de acceder a la zona deseada, suele ser común utilizar los viales ya existentes en el lugar. De este modo, se busca causar el mínimo impacto medioambiental y minimizar la ocupación del terreno. Sin embargo, debido al tamaño de los componentes de los aerogeneradores que hay que trasladar y al de los propios vehículos que los transportan, normalmente es necesaria la adecuación de estos accesos; y de no ser suficiente, la total reconstrucción del vial. Además, muchas localizaciones suelen ser totalmente inaccesibles por medio de viales asfaltados, por lo que la construcción de nuevos accesos resulta imprescindible.

Son numerosos los requisitos técnicos a tener en cuenta a la hora de construir o adecuar los accesos. Estos caminos deberán facilitar la viabilidad de vehículos que transportarán objetos tan grandes y pesados como secciones de torres de aerogeneradores con una longitud superior a 20 m o aspas que pueden alcanzar los 60 m. Es por ello que estos viales deben cumplir unas dimensiones y características concretas.

En cuanto al ancho de la carretera se refiere, el mínimo se establecerá en 4,5 m útiles. En cualquier caso, se añadirán 50 cm previos a la cuneta a cada lado del camino, si bien estos tramos adicionales no se considerarán aptos para el soporte de peso debido a la posible fluencia horizontal del terreno. Eso significa que los vehículos no podrán circular sobre estos laterales bajo ningún concepto.

En el caso de las curvas, se definirán los sobreeanchos necesarios hasta alcanzar las medidas necesarias en función del radio de la curva en cuestión. A continuación se muestran los sobreeanchos correspondientes a cada radio de curvatura:

Radio (m)	Sobreeancho (m)
30	4,5 + 8
40	4,5 + 6
50	4,5 + 4
60	4,5 + 2

Tabla 11. Anchura mínima de los viales en las curvas.
(elaboración propia)

Tal y como se puede observar en la Tabla 11, se ha establecido un radio de curvatura mínimo de 30 m, debido principalmente a la gran envergadura de las aspas del modelo escogido.

También se fijará un máximo de pendiente, debido a la dificultad y al peligro potencial de transportar objetos muy grandes en pendientes pronunciadas. Se considerará un 10% de pendiente el límite de lo adecuado, si bien se aceptará un 14% en casos puntuales.

Algunos de estos accesos tendrán un carácter provisional, ya que solo serán necesarios durante la fase de construcción del parque. Tras su finalización serán desmantelados para dejar el entorno lo menos alterado posible. Otros accesos, sin embargo, seguirán en servicio para hacer posible el mantenimiento y control operacional de los aerogeneradores y demás edificaciones contiguas a lo largo de la vida útil de las instalaciones.

A la hora de construir estos viales habrá que tener en cuenta ciertas operaciones necesarias. Tales como el balizamiento y restricción de la zona de trabajo; el despeje y desbroce de los alrededores; la explanación y el movimiento de tierras para la adecuación del terreno; las posibles obras de drenaje a lo largo de las obras del vial; la adecuación de superficies para el acopio de material; etc.

Si se aplican todos los requerimientos mencionados en la ubicación escogida, son muchos los tramos que necesitarán ser acondicionados, o directamente, construidos desde cero.

Como ya se ha mencionado en el apartado 6 sobre la ubicación escogida, el núcleo urbano de Aincioa está conectado gracias a la carretera nacional N-135 y a las carreteras locales NA-2330 y NA-2332. En el caso de la carretera nacional, no será necesario ningún trabajo de remodelación, ya que cumple todos los requisitos necesarios. En el caso de las carreteras locales, sin embargo, sí que hay algunos aspectos que tienen que ser mejorados.

Uno de los requerimientos que no se cumplen es el ancho de la vía: mientras que la anchura mínima exigida es de 4,5 m, a lo largo de estas dos vías la anchura no supera los 3,5-4 m. Esto quiere decir que será necesario añadir 0,5-1 m de anchura en estas vías a lo largo de 4,3 km. Otro aspecto que no se cumple es el del radio mínimo y el sobreecho de las curvas. Se han observado 4 curvas con un radio cercano a los 15 m, por lo que será necesaria su remodelación para que este alcance por lo menos 30 m y un sobreecho de 8 m. En cuanto a la pendiente, no se ha encontrado ningún tramo que supere el máximo.

A medida que nos acercamos a Aincioa, el vial NA-2332 tiene dos curvas muy cerradas antes de entrar en el núcleo poblacional. Con la intención de no causar molestias innecesarias a los habitantes se creará una nueva vía que rodeará Aincioa e irá directamente al parque eólico. A partir de aquí, todos los viales existentes son caminos de tierra, por lo que será necesario crear nuevos viales asfaltados hasta los aerogeneradores.

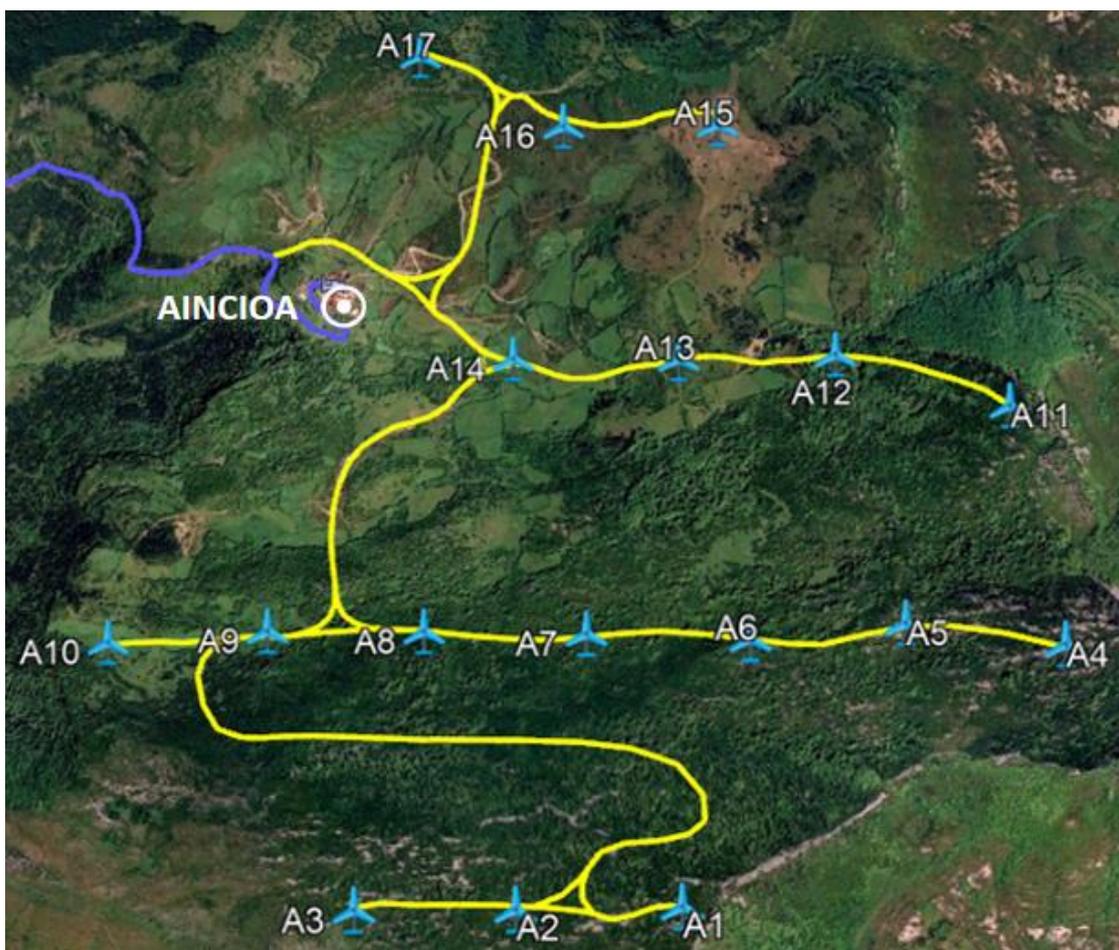


Figura 38. Viales necesarios para acceder a los aerogeneradores.
(edición propia de imagen obtenida de Google Earth)

En la Figura 38 es posible ver todos los viales nuevos que sería necesario construir, los cuales están representados en color amarillo. Al tratarse de una zona muy escarpada, el trabajo de desbroce y aplanamiento del terreno será arduo. Su diseño ha sido trazado tratando de causar el mínimo impacto e intentando conseguir unos viales con la menor pendiente posible. A pesar de que ha sido necesario reducir la pendiente en algunos tramos mediante la manipulación del terreno, el impacto ha sido mínimo y se ha logrado no sobrepasar los límites. Las demás características de los viales se han establecido siguiendo los requerimientos técnicos previamente descritos. En total, todo este trazado supondrá 12,15 km de nuevos viales.

Por último, mencionar que el trazado dibujado en color azul es la carretera local NA-2332. Tal y como se ha mencionado previamente, antes de que esta llegue a Aincioa, se ha creado un nuevo camino que rodea la población.

9.2. PLATAFORMAS DE MONTAJE

El objetivo de estas estructuras es conseguir el apoyo adecuado de la grúa que deberá elevar cada uno de los componentes del aerogenerador. Es por ello que junto a cada uno de ellos se dispondrá una zona adecuadamente acondicionada para cumplir esa función.

Las plataformas en cuestión deberán tener una capacidad portante comprendida entre 4 y 6 kg/cm², debido a las grandes cargas que tendrán que sostener. El material de relleno de las plataformas deberá ser compactado, y deberá mantener la capacidad portante mencionada hasta los 2-3 m de profundidad.

En cuanto a las dimensiones de la plataforma se refieren, deberá comprender una superficie rectangular de 25 x 40 m. Además, la pendiente lateral de la plataforma no podrá ser superior al 0,5%.

Finalmente, en todas las plataformas será necesario habilitar un espacio para el acopio de material. Esta superficie consistirá en bandas llanas de 5 m de anchura colocadas alrededor de la plataforma de montaje.

Una vez terminadas las obras, la plataforma será recubierta por tierra; a poder ser, la misma tierra extraída para facilitar su ejecución.



Figura 39. Plataforma de montaje de un aerogenerador.

Tal y como se muestra en la Figura 39, deberán ser colocadas 17 plataformas de montaje en el parque eólico en cuestión, cubriendo así una superficie de 17000 m².

9.3. CIMENTACIONES

El diseño de la cimentación de un aerogenerador suele depender principalmente de sus dimensiones y de las características geotécnicas del terreno. El concepto de cimentación más

utilizado suele ser el de una zapata, que en este caso contará con una superficie cuadrada de 20 m por cada lado y 2 m de profundidad. Dicha zapata suele estar constituida por hormigón armado, con el primordial propósito de evitar el vuelco del dispositivo.

Dos cuestiones a tener en cuenta en su diseño y construcción son las tensiones máximas, las cuales no deberán sobrepasarse tanto entre el terreno y la zapata como entre la zapata y la virola de la torre.

Una vez terminados los trabajos de construcción, la zapata se cubrirá de tierra, al igual que la plataforma.

Finalmente, es importante mencionar que en el conjunto de los aerogeneradores se van a utilizar alrededor de 13600 m³ de hormigón para construir las cimentaciones, además del acero utilizado para reforzarlas.

9.4. CANALIZACIONES

Todo el cableado eléctrico y de control del parque discurrirá por canalizaciones subterráneas. A continuación se llevará a cabo un análisis de los distintos tipos de zanjas dependiendo del elemento que vayan a contener:

- Red de Baja Tensión (BT):

El cableado de esta red suele estar colocado en canalizaciones de un tamaño aproximado de 0,8 m de profundidad y 0,6 m de anchura. Sin embargo, tal y como se mencionará en el siguiente apartado, en el parque a diseñar no serán necesarias canalizaciones para contener la red de BT. Esto es debido a que el transformador BT/MT se encuentra dentro de la góndola del aerogenerador, por lo que la red de BT se encuentra también en su interior.

- Red de Media Tensión (MT):

En este caso el cableado estará situado a una mayor profundidad, normalmente superior a 1 m. La anchura se mantendrá en 0,6 m. Se recomienda que el trazado de esta zanja sea paralelo al de los accesos a los aerogeneradores, ya que al igual que estos cables, suelen unir los molinos con la subestación.

- Circuito de control:

Además del evidente objetivo de control del sistema, este circuito ofrecerá otros servicios auxiliares. Entre ellos se encuentran la alimentación de los equipos de regulación, motores de orientación, unidad hidráulica y otras herramientas de alumbrado; así como la maniobra de la góndola y la torre. La zanja utilizada para su colocación tendrá las mismas características y dimensiones que las de la red de BT.

- Toma de tierra:

Cada aerogenerador deberá disponer de una zanja específica para ubicar la toma de tierra. Dicha zanja tendrá unas dimensiones de 1 m de profundidad por 0,4 m de anchura.

Como es posible observar en la Figura 40, las canalizaciones dispondrán de capas de distintos materiales, así como de elementos adicionales.

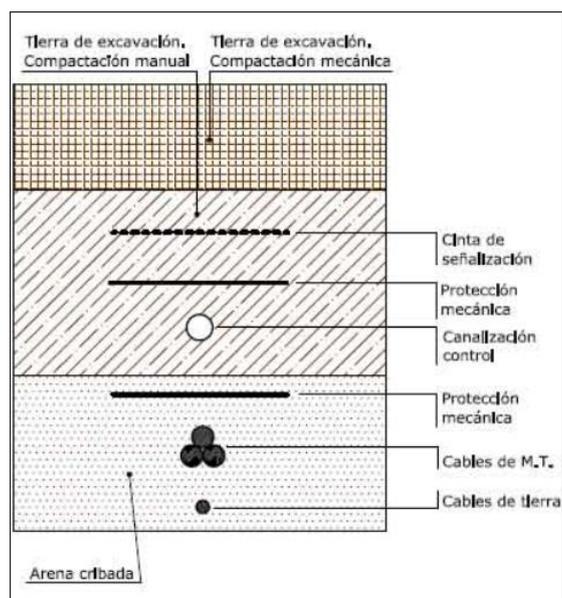


Figura 40. Esquema de canalización enterrada: medidas y materiales.
(obtenida de internet)

Todo el cableado anteriormente mencionado tendrá una primera capa compuesta por tierra de excavación, la cual será depositada mediante compactación manual.

En el caso del cableado de BT y de control, se encontrarán en una segunda capa compuesta por el mismo tipo de tierra, pero esta vez compactada mecánicamente. Además de eso, por encima de los cables se colocarán una cinta de señalización y una protección mecánica.

Por último, los cables de MT y de tierra estarán ubicados en una tercera capa compuesta por arena cribada. Es importante remarcar que dispondrán de otra protección mecánica, ya que al transferir mayores tensiones, deben estar mejor aislados.

Como se ha mencionado anteriormente, en nuestro parque solo será necesario crear canalizaciones para la red de MT, el circuito de control y las tomas de tierra. Para facilitar el trabajo, se trazarán las zanjas mencionadas paralelas a los viales que unen los aerogeneradores con la subestación colectora y el centro de control. Esto quiere decir que será necesario trazar 10.500 m de canalizaciones.

9.5. EDIFICACIONES ANEJAS

Son varias las edificaciones necesarias en el desarrollo de este proyecto. Antes de mencionar las más importantes, se enumerarán algunas de menor relevancia.

Si bien en el modelo de aerogenerador escogido el transformador BT/MT se encuentra en el interior de la góndola, en los casos en los que este se encuentra en el exterior suele ser necesaria la construcción de una edificación prefabricada para asegurar su protección. También se instalarán otras construcciones prefabricadas de manera temporal, tales como los vestuarios y los aseos de los trabajadores utilizados en las obras iniciales.

Uno de los edificios más importantes del parque será la subestación colectora. La instalación mencionada constará de unos transformadores situados en una estructura mixta; es decir, con una parte a la intemperie y otra cubierta.

Otra edificación de gran importancia será el centro de control. Este edificio suele albergar los sistemas de control y mantenimiento, el almacén y los servicios administrativos.

Se ha tomado la decisión de juntar estos dos edificios en uno solo, tal y como se hace en muchos lugares. Debido a sus grandes dimensiones, será necesario adecuar debidamente el terreno sobre el cual será edificado. Dicho edificio contará con una superficie de planta de 1500 m² (contando con la parte descubierta de la subestación) y 6 m de altura. Además deberá disponer de abastecimiento de aguas (pozo) y de saneamiento (fosa séptica).



Figura 41. Ubicación del edificio donde se encuentra la subestación colectora y centro de control, en naranja.
(edición propia de imagen obtenida de Google Earth)

Como se puede observar en la Figura 41, el edificio en el que están la subestación colectora y el centro de control ha sido ubicado entre los aerogeneradores A9 y A14, ya que se ha considerado el centro del parque eólico. Además, se trata de una zona bastante plana, lo cual la hace propicia para la construcción de un edificio.

10. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Mientras que con ciertas fuentes de energía es posible almacenar la energía en grandes cantidades, con la energía eléctrica no ocurre lo mismo. Lo demandado por los consumidores debe producirse simultáneamente en centros de generación. Es por ello que debe haber un equilibrio constante entre generación y consumo, y una red eléctrica que transporte esa demanda.

La instalación eléctrica de un parque eólico tiene como objetivo transferir toda la energía producida por los aerogeneradores a la red de la compañía eléctrica, para que esta al mismo tiempo la distribuya entre sus consumidores.

Si bien el diseño de las instalaciones de transferencia eléctrica puede variar, dependiendo de sus características y ubicación, por lo general se pueden encontrar los siguientes elementos en todas ellas:

- Red de Baja Tensión (BT):

Puede encontrarse tanto en el interior como en el exterior del aerogenerador. En el modelo de aerogenerador elegido se encuentra en el interior.

Consiste en la red que transporta la electricidad generada desde el propio generador hasta el transformador que eleva el potencial de BT a MT.

- Transformador BT/MT:

Se trata de la maquina que eleva la tensión de unos 690 V (BT) a alrededor de 20 kV (MT).

Dado que la red de BT se encuentra en el interior del molino, el transformador también se situará ahí. Este transformador será de tipo seco, ya que es más propicio para instalaciones interiores.

- Red de Media Tensión (MT):

Se trata de la red que transportará la electricidad del transformador ya mencionado hasta la subestación colectora. Esta red transcurrirá por canalizaciones subterráneas, tal y como se ha explicado en el apartado anterior.

- Subestación colectora:

Sirve para transformar los valores de MT en AT (Alta Tensión), ajustando las medidas de energía generada en el parque con las necesarias para el vertido a la red de la compañía distribuidora (eleva la tensión de 20 kV a 220 kV). La instalación mencionada constará de unos transformadores situados en una estructura prefabricada mixta, tal y como se ha mencionado previamente.

- Red de Alta Tensión (AT):

Como ya se ha mencionado, la energía producida será evacuada a la red de AT, con la intención de evitar la mayor cantidad posible de pérdidas producidas por las caídas de tensión por resistencia y reactancia.

A la hora de construir esta conexión entre el parque y la red eléctrica habrá que tener en cuenta factores como la tensión nominal y máxima de servicio, la potencia máxima de cortocircuito admisible, la capacidad de transporte de la línea, sistema de puesta a tierra, etc.

Esta red de evacuación podrá ser de tipo subterráneo o aéreo, aunque lo más común es que sea de tipo aéreo. En este caso se precisarán apoyos y crucetas para el anclaje de la línea. Los apoyos estarán constituidos por hormigón o chapa metálica, y las crucetas serán metálicas. El número de apoyos y crucetas dependerá de dos factores: las distancias máximas entre apoyos establecidas para lograr una mayor rentabilidad y las distancias mínimas entre conductores necesarias por seguridad.

En ocasiones, dependiendo de la ubicación de las instalaciones, la construcción y explotación de esta red podrá corresponder a los promotores del parque eólico. Aunque lo más normal suele ser que se trate de un proyecto independiente, tal y como ocurre en este caso.

11. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

El objetivo principal de las labores de mantenimiento de un parque eólico es la detección y solución de todos los fallos posibles que puedan llevar a un mal funcionamiento o incluso a una parada de los aerogeneradores. Suelen ser necesarias labores periódicas de seguimiento para asegurar el buen funcionamiento de las instalaciones, y para ello se establecen tareas de mantenimiento preventivo y correctivo.

- Mantenimiento preventivo: se basa en las operaciones destinadas a la conservación y al buen funcionamiento de las instalaciones mediante revisiones y trabajos de mejora. Algunas tareas a realizar serían las siguientes:
 - Inspecciones periódicas de las turbinas eólicas
 - Lubricación de los cojinetes, soportes y rodamientos
 - Recambio de aceites
 - Medición continua de valores eléctricos y temperaturas
 - Almacenamiento de recambios de elementos críticos
 - Disponibilidad ininterrumpida del personal
 - Monitorización y control de las instalaciones
 - Redacción periódica de informes detallados

- Mantenimiento correctivo: consiste en encontrar averías o defectos y corregirlos o repararlos. La principal diferencia con el mantenimiento preventivo es, como ya se ha dicho, que se lleva a cabo una vez que ha ocurrido el problema. Algunos ejemplos de mantenimiento correctivo serían:
 - Reparación de cualquier componente de la red eléctrica y de control
 - Reparación de canalizaciones subterráneas
 - Reparación y/o sustitución de cualquier componente averiado de la turbina

12. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Cuando se trata de la construcción y gestión de un parque eólico, es importante que el impacto causado al entorno sea el menor posible. Al fin y al cabo, como ocurre en muchos otros ámbitos, es importante asumir nuestro papel en la conservación y protección del medio ambiente.

Como ya se ha mencionado en otros apartados, se procurará hacer uso de toda la infraestructura disponible y apropiada que se encuentre en el lugar. Además, en el transcurso de las obras de remodelación o construcción de nueva infraestructura se intentará evitar cualquier impacto negativo en el entorno.

12.1. IMPACTO EN EL SISTEMA HIDROLÓGICO

Para asegurar la protección del sistema hidrológico habrá que considerar algunas medidas:

- No se alterará la red hidrológica en la zona de actuación. Para ello, se construirá una red de drenaje apropiada.
- Las tareas de limpieza, repostaje y cambios de aceite de maquinaria se llevarán a cabo sobre superficies impermeabilizadas, evitando así la filtración en las capas freáticas subterráneas.
- Todas las edificaciones temporales dispondrán de la adecuada evacuación de las aguas residuales, mediante su recogida y posterior vertido a la red general de saneamiento. De este modo, se evitará su vertido al sistema hidrológico.
- Se procurará no construir viales cerca de los arroyos.

12.2. IMPACTO EN EL SUELO

En lo que respecta a la protección del suelo, toda la tierra vegetal obtenida de los distintos trabajos de excavación será retirada selectivamente y utilizada posteriormente en la restauración del entorno. Además, toda la tierra estéril obtenida de esos mismos trabajos será utilizada para el relleno de viales y terraplenes, así como para el asentamiento de los edificios anejos.

12.3. IMPACTO EN EL PATRIMONIO

En el caso de que en las excavaciones a realizar en cualquier fase del proyecto apareciesen restos históricos, arqueológicos o paleontológicos en el subsuelo, se procederá a la paralización de las obras y a la notificación de lo ocurrido a las autoridades forales pertinentes.

12.4. IMPACTO EN LA FLORA Y FAUNA LOCAL

Se tendrán muy en cuenta los hábitats de la vegetación y de los animales autóctonos, sobretodo de las especies protegidas y con cierta vulnerabilidad. En el caso de la vegetación y de los animales terrestres, habrá que tener especial cuidado en el desarrollo de nuevos viales y edificaciones anejas.

Los seres vivos más afectados por la construcción de esta clase de instalaciones suelen ser las aves, debido a las colisiones con las turbinas. Sin embargo, estas colisiones son menos frecuentes de lo que se piensa, ya que en la mayoría de los casos las aves suelen ser capaces de sortear los aerogeneradores. Algunos estudios sugieren que la infraestructura eléctrica del parque supone un mayor riesgo para las aves que las propias turbinas eólicas.

Dicho todo esto, hay que tener en cuenta que normalmente, los hábitats de las especies protegidas suelen encontrarse en espacios protegidos. Se sabe que en el lugar escogido no hay ningún espacio de esas características, por lo que espera que el impacto en la flora y fauna no sea muy grande.

12.5. GESTIÓN DE RESIDUOS

En cuanto a los residuos generados en la construcción y desarrollo del parque se refiere, es indispensable su entrega a un gestor autorizado de residuos para facilitar su valorización o eliminación.

12.6. IMPACTO ATMOSFÉRICO

Además de los gases de efecto invernadero emitidos por los vehículos utilizados en la construcción y gestión del parque, el impacto atmosférico más reseñable es la generación de polvo por esos mismo vehículos. No se trata de un impacto dañino para la atmósfera, pero sí para los seres vivos que habitan la zona. Para evitar al máximo la creación de polvo, se aplicarán riegos periódicos sobre los viales, en caso de que haya escasez de lluvias. Además, se limitará la velocidad máxima de los vehículos a 20 km/h.

12.7. IMPACTO ACÚSTICO

En este apartado habrá que tener en cuenta el ruido generado en la fase de construcción por los vehículos y la maquinaria en general, y también el ruido que generarán los propios aerogeneradores en la fase de explotación. La principal fuente acústica será esta última.

El origen del ruido causado por los aerogeneradores es doble: por un lado, está el ruido aerodinámico causado por el flujo del viento a través de los álabes; y por otro lado, el ruido mecánico causado por el multiplicador, los ejes de transmisión, el generador y los ventiladores de refrigeración.

Se trata de una fuente contaminante que puede llegar a ser muy dañina para la fauna y para los humanos. Por eso, elegir una ubicación adecuada para los aerogeneradores es crucial.

Tal y como aparece recogido en la Tabla 6, el ruido generado por los aerogeneradores escogidos será de 106,8 dB. Mediante el uso de una herramienta informática, se ha calculado el impacto de este ruido a varias distancias de la turbina.

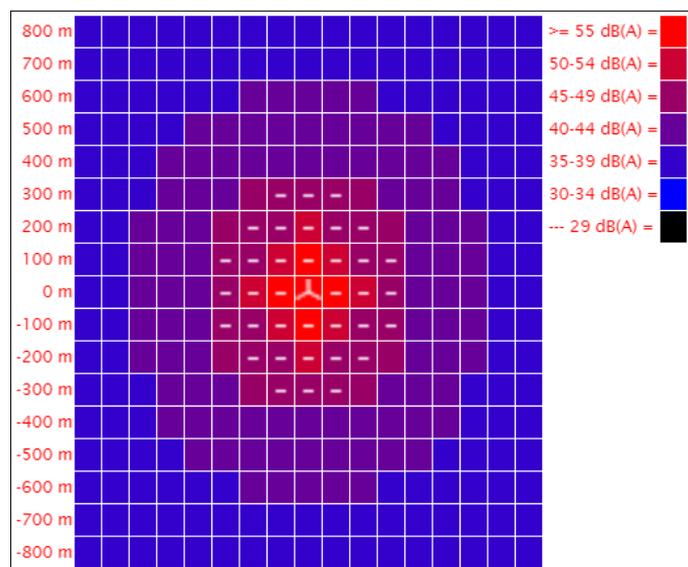


Figura 42. Niveles de ruido causados por la turbina V117-3.45 MW.
(obtenida de internet) [21]

Se puede observar fácilmente en la Figura 42 que el aerogenerador generará un impacto acústico considerable en los primeros 300 m. En el apartado sobre el diseño del parque se ha especificado que el aerogenerador más cercano a las viviendas de Aincioa se encuentra a 480 m. Según esta herramienta, eso supondría un ruido de alrededor 42 dB. Si bien durante el día no constituye ningún problema, el ruido comúnmente admitido por la noche suele ser de 30-35 dB. Por lo tanto, habrá que considerar llevar a cabo las pertinentes obras de aislamiento en el núcleo urbano de Aincioa para reducir ese ruido sobrante. Teniendo en cuenta el pequeño número de casas que lo conforman, no se espera un impacto significativo en el presupuesto del proyecto.

12.8. IMPACTO VISUAL O PAISAJÍSTICO

Además de intentar que el impacto medioambiental sea el mínimo posible, se procurará que el paisaje no sea alterado en exceso.

Para empezar, se eliminarán todos los restos de hormigón y estructuras provisionales utilizadas en la construcción del parque, así como cualquier otro residuo generado. Asimismo, toda la tierra sobrante será llevada a vertederos autorizados.

En el caso de los viales que seguirán siendo utilizados, se procurará que su capa de rodadura este compuesta por materiales que no supongan un gran contraste cromático con el terreno

del entorno, tales como la zahorra. Continuando con esta idea, el edificio que contiene la subestación colectora y el centro de control se construirá con materiales típicos de la zona y siguiendo los criterios arquitectónicos de la zona. También se tendrá en cuenta el impacto visual de los aerogeneradores, a los que se les dotará con un acabado neutro, ya sea blanco o gris mate.

Un impacto visual a tener en cuenta es el conocido como “efecto sombra” o “shadow flicker”. Como el nombre sugiere, es el causado por la sombra generada por los aerogeneradores. Al estar continuamente rotando, las aspas producen una sombra intermitente, lo cual puede llegar a ser muy molesto para las personas. Debido a la localización de Aincioa, se considera que la incidencia de este efecto será muy reducida.

13. VIABILIDAD ECÓNOMICA DEL PROYECTO

Para poder analizar si un proyecto es viable económicamente, es necesario conocer la inversión inicial. Por lo tanto, el primer punto de este apartado tratará sobre el presupuesto del proyecto.

13.1. PRESUPUESTO

A continuación se muestra el presupuesto desglosado en las diferentes fases y componentes del proyecto:

AEROGENERADORES				
Componente/tarea	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€/Ud.)	Precio total (€)
V117-3.45 MW	Aerogenerador	17	4.140.000	70.380.000
TOTAL AEROGENERADORES:				70.380.000

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA				
Componente/tarea	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€/Ud.)	Precio total (€)
Subestación colectora (equipos y materiales, obra civil, montaje)	Subestación	1	5.100.000	5.100.000
Red subterránea de MT de 20 kV (acompañada de fibra óptica)	km	10,5	272.920	2.865.660
TOTAL INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA:				7.965.660

OBRA E INFRAESTRUCTURA CIVIL				
Componente/tarea	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€/Ud.)	Precio total (€)
Movimiento de tierras	m3	73.000	5,36	391.280
Acondicionamiento de la zona (despeje y desbroce)	m2	90.000	0,82	73.800

Diseño de un parque eólico en el municipio de Erro, Navarra

Adecuación y construcción de nuevos viales (excavación, relleno y compactación)	m3	360.000	9,77	3.517.200
Cimentaciones y plataformas de montaje (excavación y suministro y vertido de hormigón)	m3	47.600	27,8	1.323.280
Canalizaciones (excavación, relleno y compactación)	m3	8.300	12,15	100.845
Aislamiento acústico de las viviendas	Vivienda	32	2.085	66.720

TOTAL OBRA E INFRAESTRUCTURA CIVIL: 5.473.125

DOCUMENTACIÓN E INGENIERÍA				
Componente/tarea	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€/Ud.)	Precio total (€)
Documentación	Ud. de	1	61.000	61.000
Estudio de Viabilidad	Ud. de	1	80.000	80.000
Estudio del Impacto Medioambiental	Ud. de	1	20.000	20.000
Estudio de Seguridad y Salud	Ud. de	1	55.000	55.000
Diseño del proyecto	Ud. de	1	500.000	500.000
Dirección de obras	Ud. de	1	300.000	300.000
TOTAL DOCUMENTACIÓN E INGENIERÍA:				1.016.000
TOTAL PRESUPUESTO			84.834.785	

Tabla 12. Presupuesto de la construcción del parque eólico.
(elaboración propia)

13.2. CASH FLOW

Este anglicismo hace referencia al flujo de caja o flujo de liquidez, lo cual se calcula teniendo en cuenta las entradas y salidas de dinero que haya en un periodo de tiempo. Para ello, es necesario conocer el dinero que se ganará al vender la electricidad producida, al igual que los costes anuales de explotación y mantenimiento, entre otros.

Para empezar con las entradas de dinero, habrá que conocer el precio al que se venderá la electricidad, el cual varía constantemente. Es por ello que se va a tomar el precio medio de la electricidad en el mercado libre español en los últimos 5 años para realizar los cálculos, el cual se ha obtenido de la página web de la empresa del sector eléctrico *OMIE*. [22]

Teniendo en cuenta que el precio medio obtenido es de 48,33 €/MWh y que la electricidad producida en un año se estima que será de 241.124,85 MWh/año, con una simple multiplicación es posible saber que el líquido entrante el primer año será de 11.653.564 €.

En cuanto a los gastos anuales se refieren, se considerará que lo necesario para hacer frente a la explotación y el mantenimiento de las instalaciones rondará un 2,5% de la inversión inicial. Por lo tanto, se va a establecer un coste anual de 2.100.000 €. [19]

Conociendo estos valores, se prevé un cash flow anual de 9.553.564 €, sin tener en cuenta los tipos de interés.

13.3. ANÁLISIS FINANCIERO

Para saber si el proyecto es viable económicamente hablando, se va hacer uso de dos métodos ampliamente utilizados.

El primero de ellos es el VAN (Valor Actual Neto). Se trata de un procedimiento que permite saber si un proyecto va a ganar o perder dinero, teniendo en cuenta los flujos de caja futuros en el valor presente y la inversión inicial. Para conseguir los cash flow futuros, será necesario saber el tipo de interés. Matemáticamente se define de la siguiente forma:

(Ecuación 28)

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

- *I*: inversión inicial
- *n*: vida útil del parque eólico
- *CF_t*: Cash Flow anual
- *k*: tipo de interés

Dándole un valor a n de 20 años útiles y a k de un 3%, el VAN obtenido da un resultado de 57.298.123 €. Por lo tanto, se puede decir que el proyecto es viable económicamente.

Otro método que se suele utilizar a menudo es el TIR (Tasa Interna de Retorno). Este valor da una medida relativa de la rentabilidad, en forma de porcentaje. De este modo, es posible comparar la rentabilidad de distintos proyectos gracias al TIR. Para lograr su valor, simplemente hay que calcular el valor de k para que el VAN sea nulo.

(Ecuación 29)

$$-I + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Para saber si el proyecto en cuestión es rentable, simplemente hay que comparar el TIR con el tipo de interés (k). Si se da que $TIR > k$, será rentable; y si $TIR < k$, no será rentable.

En este caso en particular el TIR tiene un valor de 9.38 %, lo cual significa que el proyecto es viable.

14. ETAPAS NECESARIAS PARA LA EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

A lo largo de este proyecto se ha llevado a cabo un análisis de los distintos procesos necesarios en la construcción de un parque eólico. En este apartado, van a ser detalladas las distintas etapas previas a la explotación de la central eólica.

- Prospección (Etapa A): en esta primera etapa, se llevará a cabo la búsqueda de un lugar apropiado para ubicar el parque.
- Estudios detallados (Etapa B): una vez escogido el lugar, se llevarán a cabo varios estudios muy detallados. Entre ellos, el estudio del potencial eólico o el del impacto medioambiental.
- Permisos (Etapa C): una vez llegado el momento, se pedirán los permisos necesarios a las autoridades pertinentes.
- Financiación (Etapa D): la búsqueda de financiación comenzará una vez se hayan obtenido todos los permisos. Las negociaciones con los bancos pueden llevar mucho tiempo.
- Construcción (Etapa E): una vez obtenida la financiación, se procederá con las obras de construcción.

En la Tabla 13 se puede ver una estimación de lo que pueden durar las etapas mencionadas:

FASES	Duración (meses)
Etapa A	10
Etapa B	20
Etapa C	24
Etapa D	12
Etapa E	24

Tabla 13. Duración de las distintas etapas.
(elaboración propia)

Como se puede apreciar en dicha tabla, el proceso necesario para obtener un parque eólico totalmente funcional es bastante largo. Teniendo en cuenta el tiempo adjudicado a cada etapa, la duración total de la ejecución del proyecto será de 90 meses (7,5 años). Es evidente que la fases que más tiempo requieren son la obtención de permisos y la construcción de las instalaciones. Una vez terminada esta fase de ejecución, comenzará la de explotación; que según se ha dicho en un apartado previo, durará 20 años.

A continuación, se presenta la Figura 42, en la cual se han representado las etapas mencionadas en un Diagrama de Gantt. Se puede ver como las diferentes etapas no se solapan entre sí, ya que para que una de ellas de comienzo, la anterior tiene que estar completada.

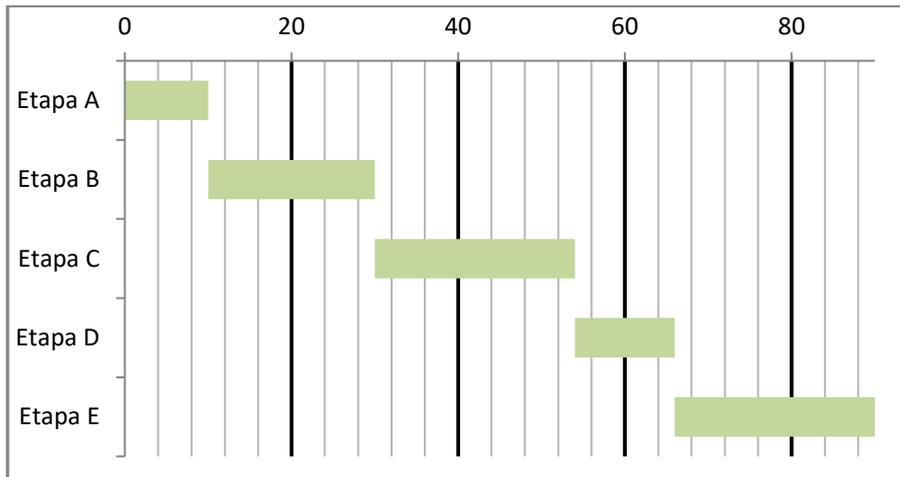


Figura 43. Diagrama de Gantt de las etapas presentes en la ejecución del parque eólico.
(elaboración propia)

II. METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL DESARROLLO DEL TFG

1. DESCRIPCIÓN DE FASES, TAREAS Y PROCEDIMIENTOS

En este apartado se va a analizar el procedimiento utilizado en cada una de las fases de la Memoria de este proyecto, desde el momento en que todo era un concepto hasta la realización del último punto. A continuación, se muestran las tareas en el orden en el que se han realizado:

- Planificación y estructuración del proyecto (Fase A): una vez otorgado el tema a tratar, comenzó la fase de investigación y búsqueda de información. Para saber cómo estructurar el trabajo, era necesario conocer todo lo que conlleva diseñar un parque eólico. Además, entender el funcionamiento de estas instalaciones era imprescindible.
- Búsqueda y contrastación de material teórico (Fase B): en este apartado se comenzó a buscar gran cantidad de información sobre la energía eólica y los métodos para obtenerla, sobre todo de fuentes online. Debido a la inmensa cantidad de información que hay en la red, se consideró necesaria la contrastación de dicha información para así poder elegir las fuentes que se consideraron más fiables.
- Primera parte de la redacción de la memoria (Fase C): en esta primera parte se hizo hincapié en el marco teórico de la energía eólica. Además de marcar el inicio del proyecto, pretendía contextualizar la situación actual de la producción de energía eólica y la tecnología utilizada en su obtención. Una vez contrastada toda la información encontrada, se procedió a escribir la idea general obtenida de todas esas fuentes. Uno de los métodos utilizados para hacer esta parte más visual fue el uso de gráficos y tablas.
- Fase previa al diseño del parque eólico (Fase D): en esta fase se llevó a cabo la búsqueda del lugar ideal para ubicar el parque, además del análisis del potencial eólico del lugar escogido. Para realizar este trabajo, se hizo uso de varias herramientas online, las cuales serán detalladas más adelante. Además, tal y como ocurrió en la fase anterior, hubo que buscar y contrastar mucha información. Esta fase del trabajo pretendía establecer las bases para el posterior diseño del parque eólico.
- Diseño del parque eólico (Fase E): esta es probablemente la parte más importante de todo el proyecto. Además de continuar con la búsqueda y contrastación de información, fue necesario tomar muchas decisiones importantes sobre el parque eólico. También se hizo uso de algunas herramientas informáticas para hacerlo todo más visual, además de los ya mencionados gráficos y tablas. El diseño del parque culminó con el cálculo de la energía producida. Si bien es cierto que los siguientes apartados no fueron analizados en profundidad, se consideran también parte importante del diseño.
- Análisis final (Fase F): para poder saber si los parámetros del parque planteado eran adecuados, se llevó a cabo un análisis para conocer la viabilidad económica del proyecto.

Para ello, fue necesario conocer todos los flujos de dinero entrantes y salientes. Fue, por lo tanto, necesario buscar los precios de mercado de numerosas cosas.

→ Conclusiones finales (Fase G): una vez terminado el diseño y analizada su viabilidad, se vio necesario redactar las conclusiones obtenidas.

Como ya se ha mencionado en las fases del proyecto, se ha hecho uso de varias herramientas informáticas, tanto de programas que necesitan licencia como simuladores online. El único equipo que se ha utilizado a lo largo del proyecto ha sido un ordenador portátil, concretamente un Sony Vaio. Algunas de las herramientas utilizadas han sido:

- Microsoft Office: es evidente que para la redacción de este proyecto ha sido necesario Microsoft Word. Pero igual de importantes han resultado Microsoft Excel y Microsoft PowerPoint. Han sido de gran ayuda a la hora de elaborar gráficos y tablas, al realizar múltiples cálculos y al editar varias ilustraciones.
- Google Earth Pro: básicamente, ha sido utilizado para medir y calcular todas las distancias y superficies del lugar escogido para ubicar el parque eólico. Además, gracias a sus métodos de edición, se ha podido llevar a cabo una simple pero visual representación de las instalaciones.
- Google: este motor de búsqueda ha sido imprescindible en el desarrollo de este trabajo. Además de ofrecer prácticamente toda la información teórica utilizada en este proyecto, también ha facilitado la obtención de otros datos más prácticos. Una de las herramientas más útiles han sido los atlas eólicos, gracias a los cuales se han obtenido gran parte de los datos eólicos necesarios. Otras herramientas muy útiles han sido los simuladores, que han facilitado la visualización de algunos efectos como el impacto del ruido de un aerogenerador o el abrigo del viento.

Es importante indicar que mientras que para conseguir la licencia de Microsoft Office hay que pagar, tanto Google Earth Pro como Google son totalmente gratuitas.

2. DIAGRAMA DE GANTT

Una vez conocidas las distintas fases del proyecto, se va a realizar un cronograma en el cual se va a indicar su duración y fecha de inicio y fin.

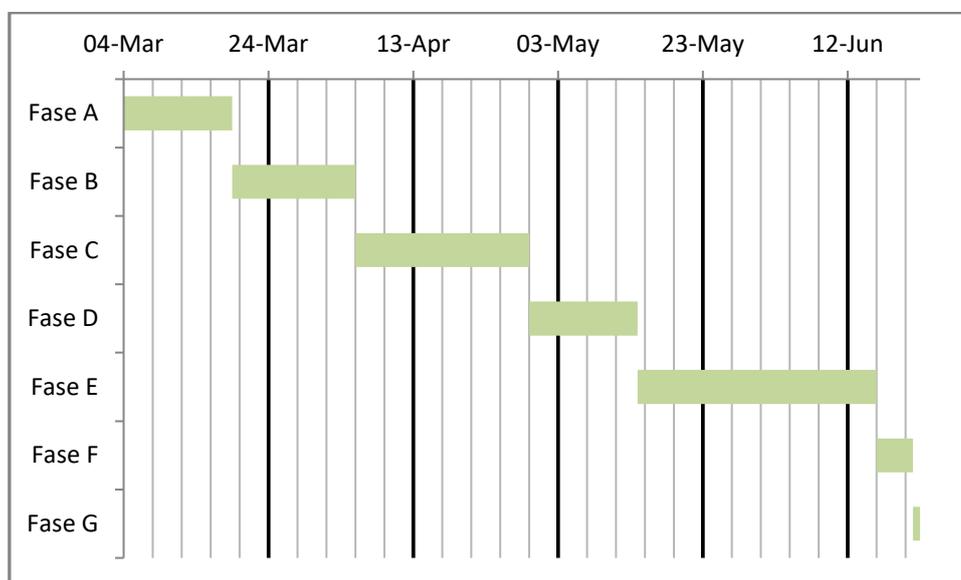


Figura 44. Diagrama de Gantt de las fases del desarrollo del TFG.
(elaboración propia)

Tal y como se puede ver en la Figura 43 y en la tabla Tabla 13, el proyecto comenzó el 4 de marzo de 2019 y finalizó el 22 de junio de 2019. Es interesante observar que la fase que más tiempo necesitó para ser completada fue la del diseño del parque (33 días) y la que menos de las conclusiones finales (1 día). Por último, indicar que todas las fases se han ido completando consecutivamente; es decir, no han sido realizadas al mismo tiempo.

FASES	Inicio	Final	Duración (días)
Fase A	04-mar	19-mar	15
Fase B	19-mar	05-abr	17
Fase C	05-abr	29-abr	24
Fase D	29-abr	14-may	15
Fase E	14-may	16-jun	33
Fase F	16-jun	21-jun	5
Fase G	21-jun	22-jun	1

Tabla 14. Planificación de las fases.
(elaboración propia)

3. ASPECTOS ECONÓMICOS

En este apartado se va a llevar a cabo el cálculo del presupuesto utilizado en la realización de este proyecto. Debido a que se trata de un trabajo muy teórico y se han utilizado muchas herramientas gratuitas, no se esperan muchos gastos.

Para empezar, se calcularán las horas internas de los participantes en este trabajo. Esto hace referencia a lo que se debería pagar por las horas dedicadas a su realización. Como el Trabajo Fin de Grado está valorado en 6 ECTS, esto equivale a 150 horas de trabajo. También se tendrán en cuenta las horas dedicadas por el tutor del proyecto en consultas y correcciones. Evidentemente, el coste por horas asignado al tutor deberá ser notablemente superior al del alumno, debido a su mayor cualificación.

	Coste por hora (€/h)	Tiempo dedicado (h)	Coste total (€)
Autor del proyecto	30	150	4500
Tutor del proyecto	60	15	900
TOTAL			5400

Tabla 15. Horas internas.
(elaboración propia)

En la tabla Tabla 15 aparecen representados los costes debidos a las amortizaciones. Las amortizaciones son inversiones previas al proyecto que no se hicieron solo para su realización. Representan la fracción de esa inversión inicial que corresponde a las horas dedicadas en este proyecto. Para realizar su cálculo se han considerado 2920 horas útiles al año; es decir, 8 horas útiles al día.

	Coste unitario (€)	Vida útil (años)	Vida útil (h)	Utilización (h)	Amortización (€)
Ordenador Sony Vaio	520	6	17520	150	4,45
Licencia Microsoft Office	229,99	6	17520	100	1,31
TOTAL					5,76

Tabla 16. Amortizaciones.
(elaboración propia)

Los gastos a tener en cuenta son los siguientes:

	Coste (€)
Papelería	5
Transporte	14,4
TOTAL	19,4

Tabla 17. Gastos.
(elaboración propia)

Teniendo en cuenta todo eso, el presupuesto global del presente proyecto será la suma de los tres componentes mencionados en las Tablas 14, 15 y 16. Además, se tendrá en cuenta un coste extra para los posibles imprevistos.

Horas internas	5400
Amortizaciones	5,76
Gastos	19,4
SUBTOTAL	5425,16
Imprevistos (5%)	271,26
TOTAL	5696,42

Tabla 18. Presupuesto del proyecto.
(elaboración propia)

III. CONCLUSIONES

Para finalizar con el proyecto, se van a plantear las conclusiones finales del diseño del parque. Si nos fijamos en el análisis financiero llevado a cabo, se puede decir que el proyecto tiene una rentabilidad económica muy alta. Seguramente, en un caso real esos resultados no serían tan buenos, ya sea por otros gastos imprevistos o por la falta de exactitud de los datos eólicos utilizados. Aún así, viendo el margen de rentabilidad que hay, se cree que seguiría siendo viable.

Gracias a estos resultados favorables, es posible afirmar que la elección del lugar y del modelo de aerogenerador ha sido acertada. Eso no quiere decir que no haya ninguna opción mejor, pero los requisitos establecidos se han podido cumplir sin ningún problema. El modelo escogido ha sido capaz de obtener una potencia eólica considerable en un espacio relativamente pequeño, y gracias a la elección del lugar, dicha potencia eólica está asegurada. Además, tal y como se ha mencionado en el apartado de la ubicación escogida, el lugar ya contaba con importantes viales de acceso. Es cierto que han sido necesarios numerosos trabajos de remodelación y construcción, pero teniendo en cuenta las dimensiones del parque no se consideran tan abundantes. Esto es importante, ya que la mayoría de parques eólicos suelen encontrarse en cimas de montes o colinas totalmente incomunicadas, lo cual requiere un arduo trabajo de acondicionamiento y construcción de nuevos viales.

Si nos fijamos en la potencia instalada, hay que recordar que el parque eólico en cuestión cuenta con 58,65 MW instalados, repartidos entre 17 aerogeneradores de 3,45 MW. Tras un pequeño análisis, ha sido posible comprobar que esa potencia instalada lo convertiría en uno de los parques eólicos más importantes de toda España. Esto demuestra el enorme potencial eólico que hay sin explotar, ya que al igual que este sitio, hay miles de lugares idóneos por todo el planeta.

Otro aspecto importante que se ha tenido en cuenta ha sido el del impacto medioambiental causado. Como ocurre con todas las obras de estas dimensiones, es cierto que el impacto causado al entorno sería importante. Pero gracias a las características del lugar y a las medidas tomadas, se cree que dicho impacto podría ser reducido en gran medida.

Dicho todo esto, se considera oportuno afirmar que un parque de estas características ubicado en el lugar escogido podría tener un gran éxito. Está claro que la caracterización del lugar y del recurso eólico requeriría estudios mucho más exhaustivos y precisos. Aún así, el gran potencial eólico existente en la zona debería ser suficiente para abastecer un parque eólico, aunque sus características fuesen distintas.

IV. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Enerdata. (2018). Global Energy Statistical Yearbook 2018. Recuperado 10 abril, 2019, de <https://yearbook.enerdata.net/>
- [2] Ohlenforst, K., & Global Wind Energy Council (GWEC). (2019, abril). Global Wind Report 2018. Recuperado 7 abril, 2019, de <https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf>
- [3] Global Wind Energy Council (GWEC). (2018, abril). Global Wind Report 2017. Recuperado 7 abril, 2019, de https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/1191-GWEC_Global_Wind_Report_April_2018.pdf
- [4] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (s.f.). La eólica en España. Recuperado 5 abril, 2019, de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>
- [5] Aymamí, J., García, A., Lacave, O., Mayo, M., Parés, S., & Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2011). Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio técnico PER 2011-2020. Recuperado 4 marzo, 2019, de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_331a66e4.pdf
- [6] Unión Europea. (1997). EUR-Lex. Recuperado 12 abril, 2019, de <https://eur-lex.europa.eu/homepage.html>
- [7] Ministerio de la Presidencia, Relaciones con las Cortes e Igualdad - Gobierno de España. (s.f.). Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. Recuperado 12 abril, 2019, de <https://www.boe.es/>
- [8] Gobierno de Navarra. (s.f.). Lexnavarra. Recuperado 12 abril, 2019, de <http://www.lexnavarra.navarra.es/>
- [9] Instituto Nacional de Estadística (INE). (s.f.). Población del Padrón Continuo por Unidad Poblacional. Recuperado 29 abril, 2019, de <http://www.ine.es/nomen2/index.do>
- [10] Gobierno de Navarra. (2019). Sistema de Información Territorial de Navarra (SITNA). Recuperado 29 abril, 2019, de <http://sitna.navarra.es/navegar/>
- [11] Enair. (s.f.). Estimación de producción eólica y solar. Recuperado 22 marzo, 2019, de <https://www.enair.es/es/app/>
- [12] Wiley, J. (2015). IEC Classification of Wind Turbines. Recuperado 12 abril, 2019, de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/9781118900116.app2>
- [13] Wieringa, J. (1992). Updating the Davenport roughness classification. Recuperado 12 abril, 2019, de <https://kundoc.com/pdf-updating-the-davenport-roughness-classification-.html>
- [14] Wind Energy Department of the Technical University of Denmark (DTU Wind Energy), & World Bank. (2017, enero). Global Wind Atlas. Recuperado 22 marzo, 2019, de <https://globalwindatlas.info/>
- [15] Vestas. (s.f.). Vestas - wind turbine solutions and services. Recuperado 3 abril, 2019, de <https://www.vestas.com/>
- [16] Vestas Wind Systems A/S. (2018). 4 MW Platform. Recuperado 14 mayo, 2019, de <http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/4MWbrochure/4MWProductBrochure/?page=1>

- [17] Bauer, L., & Matysik, S. (2011). Wind turbine models. Recuperado 17 abril, 2019, de <https://en.wind-turbine-models.com/>
- [18] Danish Wind Industry Association. (2003, 4 mayo). Programa de cálculo del abrigo. Recuperado 18 marzo, 2019, de <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/shelter/index.htm>
- [19] Herranz, M.(2016). Energías Alternativas. Apuntes de clase (Escuela de Ingeniería de Bilbao-UPV/EHU).
- [20] Inocua. (2019, 11 febrero). Pérdidas de energía en un parque eólico. Recuperado 15 mayo, 2019, de <http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:http://inocua.es/perdidas-energia-parque-eolico/>
- [21] Danish Wind Industry Association. (2003, 4 mayo). Programa de cálculo del mapa de sonido. Recuperado 18 mayo, 2019, de <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/env/db/dbcalc.htm>
- [22] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). (s.f.). Resultados del Mercado. Recuperado 6 junio, 2019, de <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.html#>