

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

*ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE UN NUEVO PARQUE EÓLICO CON
EL OBJETIVO DE COLABORAR CON EL
PER 2011-2020*

Alumna: Urrestizala, de Andrés, María

Directora: Herranz, Soler, Margarita

Curso: 2018/2019

Fecha: Bilbao, 15 de julio de 2019

ABSTRACT

In the present End of Degree Project, a study of the implementation of a wind farm is carried out. The purpose consists basically of the cooperation with the environmental plan and objectives established by the government for next years, taking of the use of renewable energies. For selecting the suitable location, some aspects have been kept in mind: wind potential of some places; the present occupation of them by wind farms trying to get a well-balanced installation; accessibility of those sites, etc. All of them have been obtained thanks to previous studies done by IDAE (Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía) and the analysis done based on them. Once the location has been obtained, there has been proceeding with the definition of its wind potential by different tools. For it, from Ventusky web application, and based on a 15-months-period, it has been possible to stablish the averages, mean directions, the velocity curve, the wind rose, Weibull distribution... Then, analyzing all the alternatives set out, both the selection of the wind turbine and the design of the wind farm have been done, according to characteristics of the place and type of wind on it. Last, after it all, an approximation of the annual generation have been calculated. Finally, an environmental impact study and an economic viability study have determined the possibility of real execution.

Key words: wind farm, wind turbine, renewable energy, location, wind potential, characterization, environmental impact, economic viability.

En este presente Trabajo de Fin de Grado se realiza el estudio para la implementación de un parque eólico en España, con el fin de colaborar con los planes y objetivos medioambientales marcados por el gobierno para los próximos años, cuyo objetivo es el impulso del uso de fuentes de energía renovables. Para la selección del emplazamiento se han tenido en cuenta varios aspectos: el potencial eólico disponible en diferentes zonas; la actual ocupación por parte de los parques, intentando lograr una instalación equilibrada en el estado; la accesibilidad de los lugares potenciales, etc. Todos ellos obtenidos gracias a estudios previos realizados por la IDEA (Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía) y al análisis realizado a partir de estos. Una vez se tiene la ubicación óptima, se ha procedido a definir su potencial mediante distintas herramientas. Para ello, partiendo de la aplicación Web Ventusky, y basando el estudio en un periodo de tiempo de 15 meses, ha sido posible establecer las velocidades medias del viento, sus direcciones dominantes, rosa de los vientos, distribución de Weibull y curva de velocidad... Tras ello, y analizando varias alternativas planteadas, se han realizado tanto la elección del aerogenerador como el diseño del parque en función de las

características del lugar elegido y del viento que existe en dicho lugar. Finalmente, gracias a todo lo anterior se ha logrado una aproximación de la energía anual que generará el parque. Por último, mediante el estudio de Impacto Ambiental y el análisis de viabilidad económica se ha determinado la posibilidad de ejecución real.

Palabras clave: parque eólico, aerogenerador, energía renovable, emplazamiento, potencial eólico, caracterización, impacto ambiental, viabilidad económica.

Gradu Amaierako Lan honen bidez Espainian kokatuko den parke eoliko baten inplementaziorako egindako ikasketa aurkeztuko da. Bere helburu nagusia, gobernuak hurrengo urteetarako ezarritako ingurumen-plan eta mugekin elkarlanean aritzea da, energia berriztagarrien erabilera sustatuz. Kokalekuaren hautaketarako zenbait alderdi hartu dira kontuan: gune desberdinetan dagoen potentzialtasun eolikoa; egungo betetzea, estatuan zehar instalazio orekatu bat lortzea saiatuz; izan litezkeen guneen irisgarritasuna, etab. IDAEk alde aurretik burututako azterketei eta hauetan oinarritutako analisei esker lortu dira aurreko guztiak. Behin kokalekua aukeratu den, bere potentziala definitu da zenbait erreminten bidez: horretarako, Ventusky web aplikazioak eskaintzen dituen datuetan eta 15 hilabeteko denbora tartean oinarrituz, batez besteko abiadurak, norabide nagusiak, haize arroza, abiadura kurba, Weibull-en distribuzioa lortzea posible izan da. Ostean, eta zenbait alternatiba aztertuz, bai aerosorgailuaren hautaketa bai parkearen diseinua burutu dira. Azkenik, aurreko guztiari esker, parkeak urtero sortuko duen energia kantitatearen lehen hurbilketa amaitu da. Amaitzeko, ingurumen inpaktuaren azterketak eta bideragarritasun ekonomikoaren azterketak proiektuaren benetako gauzatzea zehaztu dute.

Hitz gakoak: parke eolikoa, aerosorgailua, energia berriztagarria, potentzialtasun eolikoa , kokalekua, karakterizazioa, ingurumen inpaktua, bideragarritasun ekonomikoa.

CONTENIDO

ABSTRACT	i
CONTENIDO	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	vi
INDICE DE TABLAS	viii
MEMORIA	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN	1
1.3 OBJETIVOS y ALCANCE	3
1.4 BENEFICIOS QUE APORTARÁ EL TRABAJO.....	5
1.5 EVOLUCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA	6
1.5.1 EVOLUCIÓN DEL USO e historia DE LA ENERGÍA EÓLICA	6
1.5.2 EVOLUCIÓN DEL DISEÑO DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS	7
1.5.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	10
1.6 . PROCESO PARA LA SELECCIÓN DE UN EMPLAZAMIENTO EN ESPAÑA	12
1.6.1 ELECCIÓN DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA.....	12
1.6.1.1 ANÁLISIS DEL RECURSO. ATLAS EÓLICO. ESTUDIO TÉCNICO 2011-2020 (IDAE).....	13
1.6.1.1.1 DESCRIPCIÓN PREVIA	13
1.6.1.1.2 FILTRADOS DE LAS ZONAS.....	14
1.6.1.2 proceso de ELECCIÓN	17
1.6.1.2.1 PRIMER CRITERIO. ZONA APROVECHABLE	17
1.6.1.2.2 SEGUNDO CRITERIO: COMPARATIVA DE DISTINTOS PARÁMETROS.....	19
1.6.2 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO EXACTO	25
1.6.2.1 SELECCIÓN DE SEIS ALTERNATIVAS.....	25
1.6.3.2 COMPARACIÓN CON LA INSTALACIÓN EXISTENTE	25
1.6.3.3 ANÁLISIS DE LA GEOMORFOLOGÍA	26
1.7. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA.....	28
1.7.1 VENTUSKY.....	28
1.7.2 ANÁLISIS REALIZADO	28

1.7.2.1 ROSA DE LOS VIENTOS	31
1.7.2.2 RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES OBTENIDAS	31
1.7.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	33
1.7.3.1 OBTENCIÓN DE VELOCIDAD MEDIA, POTENCIA EÓLICA Y DENSIDAD DE POTENCIA	35
1.8 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.....	37
1.8.1 DETERMINACIÓN DE LA CLASE DE VIENTO	37
1.8.2 ELECCIÓN DEL FABRICANTE	38
1.8.3 ANÁLISIS DE LAS OPCIONES POSIBLES	38
1.8.3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS	38
1.8.3.2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	41
1.8.3.2.1 PRIMER DESCARTE	41
1.8.3.2.2 ELECCIÓN ENTRE LAS DOS ALTERNATIVAS FINALES. DISEÑO DEL PARQUE	43
1.8.3.2.2.1 PLANTEAMIENTO	43
1.8.3.2.2.2 DISEÑOS INICIALES	45
1.8.3.2.2.3 ÚLTIMA COMPARATIVA Y ELECCIÓN.....	45
1.8.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DESTACADAS DEL AEROGENERADOR ELEGIDO.....	47
1.9. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA Y ELECCIÓN DE LA ALTURA DE LA TORRE.....	49
1.9.1 CÁLCULO INICIAL	49
1.9.2 CÁLCULO A DISTINTAS ALTURAS	49
1.10 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	50
1.10.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	50
1.10.1.1 FAUNA Y FLORA.....	50
1.10.1.2 .CLIMA	52
1.10.1.3 COMPOSICIÓN DEL SUELO	52
1.10.1.4 SOCIOECONOMÍA.....	53
1.10.2 IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES PELIGROS	54
1.10.3 OBTENCIÓN DE LA MATRIZ DE LEOPOLD PARA EVALUACIÓN AMBIENTAL.....	55
1.10.3.1 DEFINICIÓN DE ACCIONES.....	55
1.10.3.2 SELECCIÓN DE FACTORES AFECTADOS. MEDIOS	56
1.10.3.3 SELECCIÓN DE CRITERIOS UTILIZADOS Y PONDERACIÓN	57

1.10.3.4 EVALUACIÓN. MATRIZ DE LEOPOLD NORMALIZADA.....	59
1.10.4 MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS	61
2. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO	63
2.1 DESCRIPCIÓN DE TAREAS, FASES Y PROCEDIMIENTOS	63
2.2 DIAGRAMA DE GANTT	64
3.ASPECTOS ECONÓMICOS	66
3.1 PRESUPUESTO EJECUTADO	66
3.2 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA EJECUCIÓN REAL DEL PROYECTO	67
3.2.1 INVERSIÓN INICIAL	68
3.2.2 COSTES FIJOS	68
3.2.3 RENTA ANUAL. INGRESOS	69
3.2.4 FLUJOS DE CAJAS	70
4.CONCLUSIONES	72
5. BIBLIOGRAFÍA	74
ANEXO I	76
PLANOS BORRADORES	76
Distribución con aerogeneradores SG 2.1-114	76
Diseño con aerogeneradores SG 5.8-170.....	77
ANEXO II	78
DATOS RECOGIDOS DURANTE EL PERIODO DE ANÁLISIS	78
CÁLCULOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL	84
CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA PARA DISTINTAS ALTURAS DEL ROTOR.....	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Primeros molinos (siglo VII).....	7
Figura 2. Primeros molinos de Europa (siglo XII)	7
Figura 3. Primera "turbina eólica" (siglo XIX)	8
Figura 4. Turbina Savonius	8
Figura 6. Turbina Darrieus.....	9
Figura 5. Turbina Giromill.....	9
Figura 7. Turbina Windside	9
Figura 8. Turbina Sith Putnam.....	10
Figura 9. Evolución de la potencia eólica mundial instalada hasta 2018 en MW (GWEC)	10
Figura 10. Índices de rugosidad (IDAE).....	13
Figura 11. Mapa de España. Clasificación por velocidades de viento(IDAE)	14
Figura 12. Mapa de España. Clasificación por densidades de potencia (IDAE)	14
Figura 13. Mapa del País Vasco. Clasificación por velocidades de viento (IDAE)	15
Figura 15. Mapa del País Vasco tras el primer filtrado (IDEA)	16
Figura 14. Mapa de carreteras del País Vasco (GIFEX).....	16
Figura 17. Mapa del País Vasco tras diltrado de ENP(IDAE).....	16
Figura 16. Mapa del País Vasco tras filtrado de Red Natura 2000 (IDAE).....	16
Figura 18. Mapa del País Vasco tras todos los filtrados (índole técnica y medioambiental)(IDEA)	17
Figura 19. Mapa de Murcia. Clasificación por velocidades de viento(IDAE).....	18
Figura 20. Mapa de Madrid. Clasificación por velocidades de viento(IDAE)	18
Figura 21. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 201en MW y porcentaje de cuota de mercado (AEE,2017).....	19
Figura 22. Gráfica comparativa de la superficie aprovechable relativa de cada CCAA.....	21
Figura 23. Gráfica comparativa de la superficie aprovechable de cada CCAA.....	21
Figura 24. Gráfica comparativa del potencial de energía disponible por unidad de superficie en cada CCAA	22
Figura 25. Gráfica comparativa del potencial de energía disponible en cada CCAA	22
Figura 26. Gráfica comparativa del nivel de explotación relativa en cada CCAA.....	23
Figura 27. Curva de demanda de electricidad en fecha 11/02/2019 (Red Eléctrica Española) ..	24
Figura 28. Localización de las 6 alternativas seleccionadas en Cantabria (IDAE)	25
Figura 29. Instalación eólica actual en Cantabria(AEE)	25
Figura 30. Vistas de la localización 1(Google Maps)	26
Figura 31. Vistas de localización 2. (Google Maps)	27
Figura 32. Superficie elegida para el emplazamiento(Google Maps)	27
Figura 33. Rosa de los vientos de velocidades medias en el emplazamiento del parque	31
Figura 34. Rosa de los vientos de las frecuencias en el emplazamiento del parque	31
Figura 35. Aproximación lineal de Weibill.....	34

Figura 36. Curva de distribución de Weibull	35
Figura 37. Clasificación de las clases de viento según velocidades y turbulencias (Norma IEC 61400)	37
Figura 38. Características del aerogenerador SG 2.1-114.....	39
Figura 39. Características del aerogenerador SG 2.1-122.....	40
Figura 41. Características del aerogenerador 26-114	40
Figura 42. Características del aerogenerador SG 2.9-129.....	41
Figura 43. Curva de potencia de aerogenerador SG 2.1-114.....	42
Figura 44. Características de aerogenerador SG 5.8-170.....	42
Figura 45. Esquema del emplazamiento. Dirección de viento. Dirección de filas y columnas de los aerogeneradores	44
Figura 47. Instalación de mayor potencia alrededor del emplazamiento (REE)	46
Figura 46. Instalación de producción eléctrica alrededor del emplazamiento(REE)	46
Figura 48. Tecnología de las palas DinoTails® Next Generation(Siemens Gamesa)	48
Figura 49. Mapa de Campoo. Municipios alrededor del emplazamiento (Cantabria 102 municipios)	50
Figura 50. Mapa geológico de Cantabria (Instituto Geológico y Minero de España)	53
Figura 51. Leyenda utilizada.....	59
Figura 52. Matriz de Leopold	60
Figura 54. Curva de TIR para distintas tasas de interés	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cálculos realizados para la comparativa de todas las Comunidades Autónomas.....	20
Tabla 2. Datos de viento recogidos durante el mes de abril de 2019.....	29
Tabla 3. Frecuencias y velocidades medias obtenidas con los datos de viento de abril de 2019	30
Tabla 4. Medias obtenidas tras los 15 meses de análisis.....	30
Tabla 5. Criterios a evaluar y ponderación utilizada	58
Tabla 6. Presupuesto ejecutado. Horas internas	66
Tabla 7. Presupuesto ejecutado. Amortizaciones.....	66
Tabla 8. Presupuesto ejecutado. Gastos.....	67
Tabla 9. Presupuesto ejecutado. Resumen	67
Tabla 10. Cálculos para la inversión	68
Tabla 11. Flujos de ganancia y acumulados para la tasa de interés elegida.....	71

MEMORIA

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica, energía obtenida del viento, es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano. Se trata de una fuente de producción de energía ambientalmente sostenible, eficiente, autóctona, competitiva y de gran riqueza. Es por ello su gran desarrollo la ha convertido en un punto clave para el cambio del modelo energético.

Tanto es así que muchos medios definen su estado como un alcance de madurez. No obstante una gran cantidad de empresas siguen investigando y desarrollando nuevas ideas con el objetivo de seguir haciendo posible el crecimiento del sector eólico.

1.2 CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN

Este proyecto se enfoca en el ámbito de los estudios recogidos en el *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*, establecido por el Gobierno de España, cuyo objetivo es el siguiente: conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. En el caso del estado español, se define la energía eólica como “la fuente renovable con la participación más importante” en estos momentos.

Al encontrarse muy próxima la fecha límite establecida para dicho plan, se ha llevado a cabo también un análisis de las previsiones para 2030. A pesar de que el correspondiente PER no está aún publicado, se ha tomado como referencia para la próxima década el *Marco sobre clima y energía para 2030* adoptado por los dirigentes de la Unión Europea en octubre de 2014, el cual tiene como base el paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020. En este se definen también unos objetivos muy claros para 2030, evolución lógica que los establecidos para la década anterior:

- al menos 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (en relación a los niveles de 1990)
- al menos 27% de cuota de energías renovables
- al menos 27% de mejora de la eficiencia energética.

El presente proyecto, por tanto, formará parte del aumento necesario de fuentes de energía renovable y de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la implantación de un nuevo parque eólico en el estado español, con el fin de cumplir con los objetivos establecidos.

1.3 OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado es el estudio completo para la implementación de un parque eólico en España. La finalidad principal consistirá en colaborar con los planes y políticas medioambientales propuestas y ayudar a alcanzar los objetivos establecidos para los próximos años. Para ello, además, se tendrá en cuenta en todo momento el impacto social y medioambiental que causa la gran concentración de instalaciones eólicas que se está dando en varias zonas del estado. Por dicha razón se buscará impulsar el uso de esta energía en zonas menos frecuentes. Se intentará, para su logro, emplear y optimizar todos los recursos posibles que estén al alcance para lograr un proyecto adecuado, rentable y competitivo.

También es objetivo de este trabajo establecer un proceso claro y ordenado y definir de una forma precisa en cada caso todos los criterios que se tendrán en cuenta a la hora de tomar decisiones, creando un proceso propio e impulsando y facilitando así el estudio y análisis de futuros nuevos proyectos que pudieran ser desarrollados.

Se comenzará con un proceso de selección del emplazamiento que será dividido en dos partes: selección de la Comunidad Autónoma y selección del lugar específico.

A continuación se llevará a cabo un análisis profundo del recurso eólico con el fin de lograr una buena caracterización. Para ello, con los datos correspondientes a 15 meses consecutivos, se calcularán velocidades medias, frecuencias, rosas de los vientos, distribución de Weibull, etcétera y se sacarán las conclusiones debidas.

Después se elegirán tanto el modelo de aerogenerador como el diseño y distribución del parque más adecuados para optimizar la situación y estado del emplazamiento. Para esta decisión se tendrán en cuenta varias alternativas y se analizarán las condiciones recomendadas para cada una.

Gracias a todos los pasos anteriores llegados a este punto será posible realizar una estimación de la energía anual que producirá el parque.

Por último se finalizará con un Estudio de Impacto Ambiental con el fin de determinar los efectos que tendrá la instalación del parque y un estudio de Viabilidad Económica determinando su rentabilidad. Estos últimos pasos determinarán la posibilidad real de ejecución del proyecto.

El alcance del Trabajo de Fin de Grado puede resumirse en los siguientes puntos:

- Elección del emplazamiento.

- Análisis del recurso eólico.
- Caracterización del viento.
- Elección del aerogenerador.
- Diseño y distribución del parque.
- Cálculo de la energía generada.
- Estudio de Impacto Ambiental.
- Estudio de viabilidad económica.

1.4 BENEFICIOS QUE APORTARÁ EL TRABAJO

Mediante el presente TFG se pretende realizar el análisis completo previo a la instalación de un parque eólico. Como se ha explicado anteriormente, los beneficios más directos se centrarán mayormente en el incremento del uso de energías renovables en el estado español y su correspondiente colaboración con los objetivos medioambientales marcados para los próximos años.

Además, con el fin de buscar una repartición equilibrada de los parques eólicos por el territorio y evitar masificaciones en pocas zonas, teniendo en cuenta su impacto ambiental y social, se realizará un análisis de la situación actual de cada Comunidad Autónoma. Han sido comparadas las zonas aparentemente aprovechables de las que disponen cada una de ellas tanto de manera absoluta como relativa a su superficie total; se ha estudiado también los parques que existen instalados en la actualidad y cotejado estos datos con el posible potencial de cada CCAA, con el objetivo de determinar su nivel actual de explotación. Así, se ha creado una base de datos útil para posibles futuros proyectos.

Por otro lado, al haberse realizado todo el proceso de una manera propia y específica y haberse definido en todo momento los criterios utilizados en cada fase y decisión tomada, se pretende diseñar un proceso genérico que pudiera también ser seguido en ocasiones futuras. Una vez más, se ha querido impulsar el alcance de los objetivos medioambientales marcados facilitando el desarrollo de nuevos proyectos similares al presente.

1.5 EVOLUCIÓN Y ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

1.5.1 EVOLUCIÓN DEL USO E HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es uno de los recursos energéticos explotados por el ser humano más antiguos que existen. Su utilización se remonta 5.000 años atrás en los primeros barcos veleros. Aproximadamente 15 siglos después, en el XVII a.c se comenzaron a utilizar unos sistemas de regadío que se basaban en la utilización de molinos de viento para bombear el agua.

No obstante, no es hasta el siglo VII cuando los molinos como tal empezaron a ser usados de una forma más similar a la actual. Se trataba de unos molinos de eje vertical con varias velas de tela, caña y madera que eran utilizados para moler grano, y que aparecieron por primera vez en el Medio de Oriente. En Europa se construyeron los primeros molinos en Francia e Inglaterra en el siglo XII.

A pesar de que su desarrollo había cogido algo de fuerza, tras la invención de la máquina de vapor en la Revolución Industrial, los molinos empezaron a carecer de sentido, o al menos del sentido que hasta entonces habían tenido. Es por ello que el boom de su desarrollo apareció junto con la energía eléctrica, cuando en el siglo XIX Lord Kelvin tuvo la idea de acoplar a la máquina hasta el momento conocida, un generador eléctrico. Medio siglo después, con el invento de la dinamo, se creó realmente la primera turbina eólica para generar electricidad y apenas dos años después se puso en marcha.

Sin embargo el desarrollo de los aerogeneradores se volvió a estancar debido a su falta de necesidad. Esto fue así hasta que, en los años 70, a causa de la crisis del petróleo, resulto preciso encontrar nuevas formas de abastecimiento. Empezaron a aparecer los primeros aerogeneradores comerciales y ya en los años 80 la energía eólica alcanzó un importante crecimiento.

A partir de entonces se han producido los avances necesarios para convertir la energía eólica en una alternativa realmente viable, hasta llegar a la actualidad, en la que puede considerarse la energía renovable más madura y desarrollada según la AEE (Agencia Empresarial Eólica). La capacidad eólica instalada en todo el mundo es capaz de atender a las necesidades eléctricas del 5% de la población mundial, y en el caso de España, abasteció de electricidad al 19% de la población en 2018. (AEE, 2018)

1.5.2 EVOLUCIÓN DEL DISEÑO DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS

En lo que respecta a la evolución en la apariencia de las turbinas, esta ha resultado bastante variada desde su inicio a la actualidad y ha pasado por muchas y muy diferentes etapas hasta llegar al diseño de la turbina moderna, el cual parece haber llegado a su punto óptimo, ya que en él coinciden casi al completo la gran mayoría de empresas productoras de aerogeneradores y todas las mejoras realizadas en los últimos años se han basado en el mismo.

A priori, según el eje de giro del rotor, los aerogeneradores se dividen en eje vertical y eje horizontal.

Los primeros molinos como tal utilizados, descritos anteriormente para moler grano o bombear agua, eran de eje vertical y consistían en unas velas verticales hechas de tela, caña y madera. Estas se encontraban en el interior de un recinto amurallado con una apertura por la cual entraba el viento y era guiado hacia la máquina.

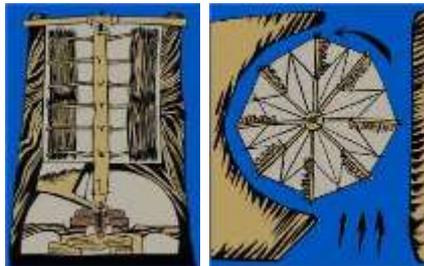


Figura 1. Primeros molinos (siglo VII)

Cuatro siglos después, se comenzaron a construir los primeros molinos de viento en Europa. Eran fabricados sobre un poste vertical y poseían un sistema rotacional de madera que el viento movía. Se utilizaban también para moler maíz o bombear agua.

Estos molinos fueron evolucionando durante esos años. Se construían en grandes torres de piedra, tenían aspas y un rotor en el techo. Se comenzó a añadirles veletas a las aspas para llevarlas a favor del viento.



Figura 2. Primeros molinos de Europa (siglo XII)

La primera vez que se utilizó la palabra “turbina eólica” fue en el siglo XIX; este invento fue usado por primera vez para generar electricidad, poseía una similitud mayor a las turbinas actuales y tenía una capacidad de generación de 12 KW.



Figura 3. Primera "turbina eólica" (siglo XIX)

Unos años después, en 1922 apareció la turbina Savonius; su diseño básicamente se asemeja al de la figura 4 . En este caso la fuerza es generada por el arrastre del viento en su eje vertical y no por sustentación aerodinámica. A pesar de su simplicidad y bajo coste, no son útiles para la generación de electricidad a causa de su elevada resistencia al aire, y su utilización supondría mínimamente rentable únicamente para aplicaciones mecánicas.



Figura 4. Turbina Savonius

Casi a la par, en 1927 se creó la turbina Giromill. Esta vez se trataba también de una turbina de eje de vertical pero utilizaba la sustentación casi por primera vez. Además, su mayor ventaja es la posibilidad de cambiar la orientación de las palas a medida que se produce el giro del rotor, para aumentar así el aprovechamiento de la fuerza del viento. Está compuesta por dos o tres aspas que rotan sobre el eje central. Se trata de una turbina de baja eficiencia y necesita velocidades muy altas de viento para empezar a girar, lo que limita mucho su uso.

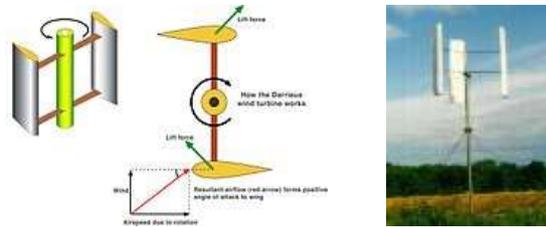


Figura 6. Turbina Giromill

En 1931 y con un modo de funcionamiento similar al modelo anterior, aparece la turbina Darrieus. Este modelo, dentro de los de eje vertical, ha sido el más exitoso comercialmente debido a que, evitando la complejidad de diseño de las palas, como el que se necesitan en los generadores de eje horizontal, se consigue una velocidad relativamente alta (aunque sin alcanzar las de eje horizontal). La desventaja que posee, para la generación eléctrica en este caso, es la necesidad de un sistema externo de arranque.



Figura 5. Turbina Darrieus

Posteriormente, con diseño es muy similar al rotor Savonius, añadiendo un perfil alabeado con el fin de aprovechar el concepto aerodinámico, apareció el rotor Windside; de esta manera, la eficiencia del aerogenerador se asemeja mucho a las de los sistemas de eje horizontal. Aun así, esta se encuentra bastante por debajo de la optimización de los sistemas de eje horizontal utilizados hoy en día.



Figura 7. Turbina Windside

Finalmente, en 1941 apareció la turbina Smith-Putnam, primera turbina eólica que, gracias a su eje horizontal y a los 53m de diámetro de sus aspas, adquirió el tamaño megawatt.



Figura 8. Turbina Sith Putnam

A pesar de que su tiempo de funcionamiento fue muy escaso antes de fallar, esta última turbina resultó ser en un punto de inflexión en el desarrollo de los aerogeneradores. Tras años de investigación se había dado con lo que sería el diseño de la turbina moderna, un diseño de eje horizontal y 3 aspas que se encuentra en su momento de maduración. Es por ello que la gran mayoría de aerogeneradores que se encuentran en el mercado tienen una forma muy similar, adecuando cada uno luego a las características del emplazamiento para los que están diseñados.

1.5.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

Tras dar con la forma definitiva por el momento y gracias al gran desarrollo realizado durante los últimos años, hoy el planeta puede contar con un total de 591 GW eólicos instalados, un 10% más que hace un año, según los últimos datos publicados por la Global Wind Energy Council (GWEC). No obstante, aunque este dato parezca sorprendente, no tiene comparación con el crecimiento que ha tenido el sector en los últimos 15 años, habiendo pasado de contar con 39,4 GW instalados en 2013, a la instalación actual; lo cual supone un aumento de un 1400% .

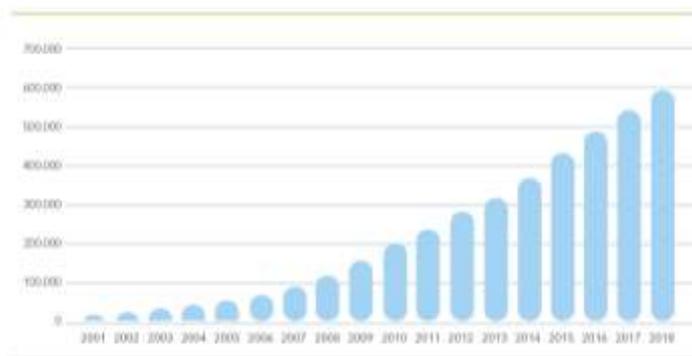


Figura 9. Evolución de la potencia eólica mundial instalada hasta 2018 en MW (GWEC)

Entre los productores líderes mundiales se encuentran en orden descendente China, Estados Unidos, Alemania, India y España, cubriendo un total del 67% de la potencia instalada acumulada en el mundo entre ellos cinco.

España, concretamente, tiene un peso del 4% gracias a los 1.123 parques eólicos instalados en 807 municipios. Además, cuenta con 207 centros de fabricación en 16 CCAA, dando empleo a 22.578 personas en el momento del estudio.

Por otro lado, cabe destacar que varias de las empresas líderes en la tecnología eólica mundial se encuentran en España, como es el caso de Siemens Gamesa, que ocupa el segundo puesto en el ranking mundial con una cuota de mercado 16,6% y ocupando la mejor posición en Estados Unidos según los hallazgos preliminares de FTI Intelligence. Otras empresas como Iberdrola Renovables, Eolia, Acciona Energía, etc. y su continuo desarrollo también han colaborado en la gran evolución ocurrida en los últimos años.

1.6 . PROCESO PARA LA SELECCIÓN DE UN EMPLAZAMIENTO EN ESPAÑA

Uno de los primeros pasos en este proyecto y sin duda, uno de los más importantes, ha sido la elección del emplazamiento del parque eólico. Para ello, primero se ha decidido la Comunidad Autónoma y zona aproximada de su instalación, teniendo en cuenta diferentes criterios que más adelante se desarrollarán; después, dentro de esta, la superficie exacta.

1.6.1 ELECCIÓN DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA

Para esta primera selección se han realizado varios estudios basados, por un lado, en los datos publicados por la IDAE en su estudio técnico para 2011-2020 *Análisis del Recurso. Atlas eólico*.

Gracias a este estudio inicial han sido obtenidos, primero, una estimación del potencial eólico de cada Comunidad Autónoma en España, y segundo, un filtrado de las distintas zonas posibles para el emplazamiento de un parque teniendo en cuenta distintos criterios. Posteriormente se desarrollarán en profundidad las técnicas utilizadas.

Por otro lado, también han sido de utilidad las aportaciones de la AEE (Asociación Empresarial Eólica). Cuenta con un registro real de la potencia eólica instalada y generada en España en los últimos años. Además ofrece un mapa en el que puede observarse de manera muy sencilla la localización exacta de los parques actualmente instalados en cada comunidad, así como su capacidad. El motivo del estudio de estas zonas ha sido la distribución de la generación eólica por el estado de una forma equilibrada.

Se ha buscado, por un lado, que el resultado obtenido no fuera una acumulación en pocas zonas, evitando así los problemas que pudieran causarse tanto por impacto visual, como ambiental y sobretodo en este caso, el social; y por otro, implementar y colaborar con los planes de energía establecidos de cara a futuros en comunidades que tienen más lejos su alcance por el momento.

Gracias a estos dos pasos se ha realizado la elección del emplazamiento aproximado. Ya que los datos de partida han sido obtenidos de estudios realizados por estas dos instituciones de antemano, es importante conocer el modo de obtención de estos. A continuación se llevará acabo su explicación detalladamente.

1.6.1.1 ANÁLISIS DEL RECURSO. ATLAS EÓLICO. ESTUDIO TÉCNICO 2011-2020 (IDAE)

1.6.1.1.1 DESCRIPCIÓN PREVIA

Para el estudio del recurso eólico en España la IDAE utilizó el sistema MesoMap, el cual sigue dos pasos principales. Primero de todo, mediante el MASS se eligen 366 días aleatoriamente en un periodo de 15 años, respetando la concordancia de los días y variando únicamente el año del cual se eligen. Con esta simulación de modelo de año, se genera una referencia del viento, temperatura, presión, humedad, energía cinética turbulenta, flujo de calor... en tres dimensiones. Además, en este punto se calcula la densidad de potencia a partir de la densidad de viento y densidad de aire para cada instante. Una simplificación de este cálculo realizado, para facilitar su entendimiento, es el siguiente:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{U}^3 K_e$$

Ecuación 1. Densidad de potencia

Donde K_e es el patrón de energía:

$$K_e = \frac{1}{N \bar{U}^3} \sum_{i=1}^N U_i^3$$

Ecuación 2. Patrón de energía

Donde N es el número de horas en un año, 8760. De esta forma, los datos obtenidos sirven para evaluar de manera distinta el potencial de cada zona, teniendo en cuenta la velocidad media del viento y la densidad de potencia, ambas a distintas alturas del suelo (30, 60, 80 y 100 m)

A continuación estos datos son introducidos como datos de entrada para WindMap y los resultados numéricos obtenidos se transforman en mapas mediante herramientas que proporciona un sistema de información geográfica.

Entre los principales errores o inexactitudes en estimaciones del potencial eólico mediante el sistema MesoMap pueden encontrarse la escala finita de la red de simulación y las propiedades estimadas, subrayando aquí la rugosidad del terreno. Para el cálculo de esta última la IDAE utiliza los siguientes valores:

Descripción	Rugosidad (m)
Glaciares y nieves perpetuas	0,003
Cultivos	0,03
Prados y herbazales	0,05
Terranos con arbustos	0,07
Bosques caducifolios	0,60
Bosques perennifolios y milatos	0,75
Zonas urbanas	0,75

Figura 10. Indices de rugosidad (IDAE)

Teniendo en cuenta todo lo explicado, finalmente los mapas obtenidos son los siguientes. El primero representa la media de la velocidad del viento anual y el segundo la densidad de potencia; ambas a una altura de 80 metros sobre el nivel del mar. A pesar de que IDAE ofrece los mismos mapas también para 60 y 100 metros, se ha seleccionado la altura media para simplificar el análisis.

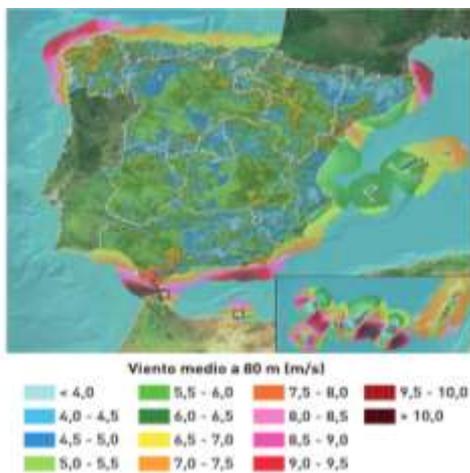


Figura 11. Mapa de España. Clasificación por velocidades de viento (IDAE)

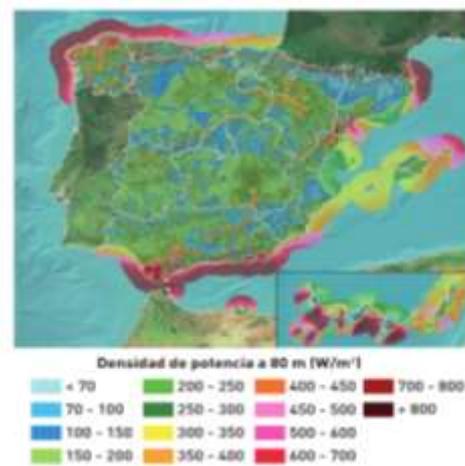


Figura 12. Mapa de España. Clasificación por densidades de potencia (IDAE)

No obstante es posible ajustar los datos más adelante para una altura distinta, cuando el lugar exacto y la altura de los aerogeneradores hayan sido seleccionados, mediante cálculos bastante sencillos teniendo en cuenta la tabla de índices de rugosidad anterior y la siguiente fórmula:

$$\frac{V(h)}{V_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n$$

Ecuación 3. Corrección de la velocidad a distinta altura

Donde V_0 y h_0 serían la velocidad y altura conocidas, $V(h)$ la velocidad a la altura h que se desea conocer y n el índice de rugosidad de esa superficie, obtenido de la tabla anterior.

1.6.1.1.2 FILTRADOS DE LAS ZONAS

Gracias a estos mapas se pueden obtener las zonas con mayor potencial. Entre otros se encuentran el sur de Andalucía, las Islas Canarias, una gran parte de Galicia, este de Cataluña y algunas zonas más concretas y de menores dimensiones de como el Valle del Ebro, las proximidades de distintas cadenas montañosas, etc.

A pesar de esta clara distinción de las zonas con mayor potencial, para elegir la situación del parque han de tenerse en cuenta distintos factores, ya que no cualquier lugar es válido.

Para ello la IDAE ofrece tras esto un filtrado de la superficie en cada comunidad. Se utilizan primero los siguientes criterios generales de descarte:

- Altitud igual o superior a 2.000 m.s.n.m.
- Estar situado a una distancia menor de 500 m de una población.
- Encontrarse a una distancia menor de 100 m, respecto del eje de una carretera autonómica, o a menos de 200 m respecto del eje de una autopista, autovía o carretera nacional.
- Lagos o embalses (hidrología).
- Encontrarse a una distancia menor de 250 m de una línea de transporte eléctrico.

A parte de estos criterios generales, se aplicarán los correspondientes a motivos medioambientales. En general, los Espacios Naturales Protegidos se corresponden con Reservas Naturales Integrales; Parques Nacionales, Regionales y Naturales; Monumentos Naturales; Áreas de gestión de hábitat/especies; Paisajes Protegidos y Áreas protegidas con recursos gestionados. Además, también se tienen en cuenta las zonas afectadas por Red Natura 2000, que incluye las Zonas de Especial Conservación –ZEC’s, y Zonas de Especial Protección para las Aves –ZEPA’s..

Para entender bien el filtrado de superficies se pondrá el ejemplo del País Vasco: El mapa obtenido es el siguiente:

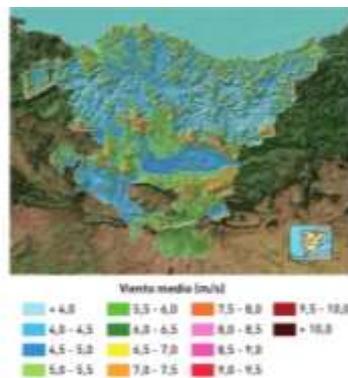


Figura 13. Mapa del País Vasco. Clasificación por velocidades de viento (IDAE)

De los 7.230 km² que tiene el País Vasco, 1.432 km² superan los 6m/s de media anual, por lo que podrían considerarse zonas aprovechables, aproximadamente un 20% (más adelante se explicará detalladamente la definición de “superficie aprovechable” concretamente para este proyecto, pero por el momento se aceptará que son aquellas cuya velocidad media anual superen los 6m/s)

Una vez eliminadas las zonas tras el primer filtrado general:

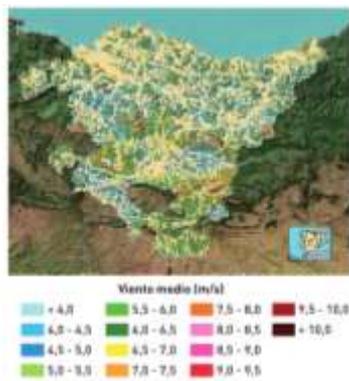


Figura 14. Mapa del País Vasco tras el primer filtrado (IDAE)



Figura 15. Mapa de carreteras del País Vasco (GIFEX)

De los 7.230 km² totales, 2.912 se ven afectados por este filtrado, pero solo 214 coinciden con las zonas anteriormente calificadas como aprovechables, por lo que teniendo en cuenta los dos criterios a la vez aún estarían disponibles 1.218 km², un 16,9% del total.

La eliminación de superficie disponible tras este primer filtrado, en este caso puede observarse al compararlo con un mapa de carreteras, que se debe mayormente a carreteras o núcleos urbanos.

En el siguiente filtrado, se han descartado únicamente las zonas afectadas por un criterio medioambiental: el primer mapa corresponde a Espacios Naturales Protegidos (ENP) y el segundo a Red Natura 2000. En el primer caso, la superficie afectada son 797 km², de los cuales solamente 258 coinciden con superficies que superan los 6m/s medios. Y en el segundo, 1517km², 667 corresponden a zonas demás de 6m/s, por lo que este último filtrado limite bastante más las zonas aprovechables.

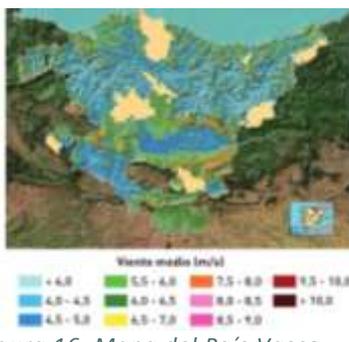


Figura 16. Mapa del País Vasco tras filtrado de ENP (IDAE)

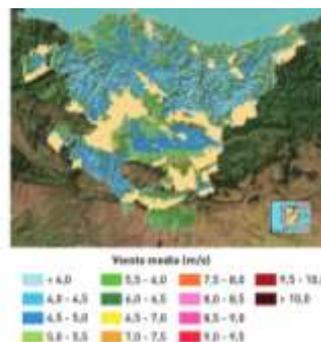


Figura 17. Mapa del País Vasco tras filtrado de Red Natura 2000 (IDAE)

Por último, si se tienen cuenta simultáneamente los criterios generales de índole técnica y los criterios medioambientales y realizamos el desglose por velocidades de las superficies sobrantes el mapa que queda es el siguiente:

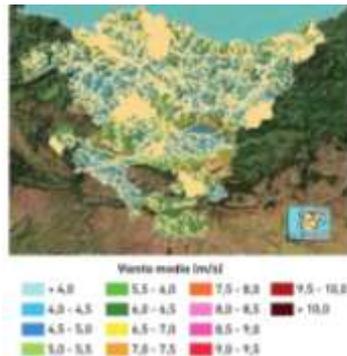


Figura 18. Mapa del País Vasco tras todos los filtrados (índole técnica y medioambiental) (IDAE)

Por lo tanto, en este caso solo serían válidos 982km²; el 13,5% de la superficie total.

Cabe recalcar la importancia de este filtrado de superficies, ya que algunas comunidades autónomas aparentemente con gran potencial eólico, carecen tras este de descarte prácticamente de un recurso aprovechable. Esta última idea ha resultado de gran relevancia en el momento de la elección.

1.6.1.2 PROCESO DE ELECCIÓN

Una vez expuesto esto, se explicara proceso seguido en la práctica para la selección de la comunidad autónoma.

1.6.1.2.1 PRIMER CRITERIO. ZONA APROVECHABLE

Para este estudio primero se ha analizado una por una cada Comunidad Autónoma, simplemente teniendo en cuenta su potencial eólico sin ningún tipo de filtrado. Para ello primero se ha de identificar bien qué será una zona aprovechable; a continuación se ha explicado brevemente el concepto.

Existe una relación entre la potencia disponible y la aprovechable. $P_a = P_d * C_p$, siendo C_p el coeficiente de potencia, que define la fracción de energía cinética del viento que se convertirá en energía cinética del rotor. Para entender esto de forma sencilla: la energía cinética extraída del viento, será proporcional a la ralentización que sufrirá el viento entre la entrada y la salida de la turbina. Es decir, si fuera posible extraer toda la energía del viento, el aire saldría con velocidad nula de la turbina; por lo tanto no podría abandonar la turbina, y consecuentemente si realizamos un balance de masas en esta, el aire tampoco podría entrar en ella; lo cual es contradictorio, ya que no conseguiríamos energía ninguna.

En el caso opuesto en el que la velocidad de entrada y salida fueran iguales, es evidente que tampoco extraeríamos ninguna energía del viento; de manera que debe haber un punto intermedio que defina este aprovechamiento. Llegados a este punto, es importante conocer la *Ley de Betz*: esta establece que solo una 16/27 parte de la energía del viento puede ser utilizada. Fue formulada en 1919 por Albert Betz por primera vez. Su demostración se encuentra en el libro "Wind- Energie" publicado por el mismo en 1926.

En la práctica, no se han conseguido valores mayores a un 50% (normalmente entre 40 y 50). Esto es debido a diversos factores como el número finito de palas, la existencia de una resistencia aerodinámica del aerogenerador que Betz supuso nula para sus cálculos, o la rotación de la estela atrás el rotor.

Pues bien, en consecuencia, teniendo en cuenta la disminución entre la potencia del viento y la realmente extraída, para que esta última finalmente resulte rentable, la IDAE define como recurso aprovechable las zonas que tienen como mínimo una velocidad media anual de 6m/s a 80m de altura, si se tiene en cuenta la velocidad del viento o, lo que es lo mismo, en términos de densidad de potencia 250W/m².

De esta manera se han descartado varias comunidades por no superar, sin tener en cuenta ningún criterio más, estos mínimos en la gran mayoría de sus zonas: Madrid, Murcia, Extremadura e Islas Baleares.

En los siguientes mapas se pueden observar los ejemplos de Madrid y Murcia, donde en una gran parte de la superficie el viento no supera siquiera la media anual de los 5m/s.

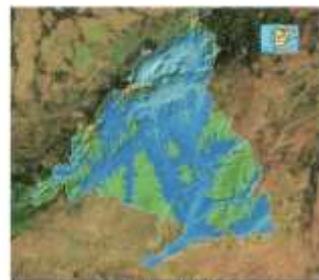


Figura 20. Mapa de Madrid. Clasificación por velocidades de viento (IDAE)



Figura 19. Mapa de Murcia. Clasificación por velocidades de viento (IDAE)

1.6.1.2.2 SEGUNDO CRITERIO: COMPARATIVA DE DISTINTOS PARÁMETROS

Tras esta primera eliminación de comunidades, para el siguiente paso se ha realizado una comparativa de varios parámetros mediante la elaboración de una hoja de cálculo. Para ello los datos introducidos han sido en cada comunidad autónoma:

- El potencial eólico y el rango de generación eléctrica anual estimados por IDEA.
- La superficie total de la comunidad autónoma y la superficie final tras todos los filtrados anteriormente explicados.
- La potencia actualmente instalada (gracias a los datos que ofrece la AEE Agencia Empresarial Eólica)

Comunidad Autónoma	Potencia instalada en 2017	Acumulado a 31/12/2017	Porcentaje sobre el total	Nº de parques
Castilla y León	2	5.595	24,23%	244
Castilla-La Mancha	0,225	3.807	16,48%	141
Galicia	16,45	3.354	14,52%	159
Andalucía		3.301	14,29%	152
Aragón	18	1.911	8,28%	89
Cataluña		1.269	5,49%	46
Comunidad Valenciana		1.189	5,15%	38
Navarra		1.004	4,35%	49
Asturias		518	2,25%	23
La Rioja		447	1,93%	14
Murcia		262	1,13%	14
Canarias	59,1	241	1,04%	64
País Vasco		153	0,66%	7
Cantabria		38	0,17%	4
Baleares		4	0,02%	46
Total	95,78	23.092,36		1.090

Figura 21. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en 2017 en MW y porcentaje de cuota de mercado (AEE, 2017)

Con estos datos de entrada he querido contrastar

- El porcentaje de superficie final (tras ser filtrado) correspondiente al total en cada comunidad.
- La relación entre el rango de generación eléctrica estimado y la superficie de la comunidad.
- Del total del potencial calculado en cada comunidad autónoma por la IDAE, el porcentaje instalado actualmente; es decir, el nivel de explotación actual.

La siguiente tabla recoge todos los resultados numéricos anteriormente citados:

Tabla 1. Cálculos realizados para la comparativa de todas las Comunidades Autónomas.

COMUNIDAD AUTONOMA	POTENCIAL EÓLICO ESTIMADO [GW]	RANGO DE GENERACIÓN ELECTRICA ESTIMADA [TWH/AÑO]	SUPERFICIE [KM ²]	SUPERFICIE APROVECHABLE [KM ² VÁLIDOS]	[(KM ² VÁLIDOS))/(KM ²)] %	(GWH/AÑO)/ (KM ² VÁLIDOS)	POTENCIA INSTALADA [GW]	% INSTALADA/ POTENCIAL
ANDALUCÍA	48,70	112,00	87.610,00	12.182,00	13,90	9,194	3,301	6,778
ARAGÓN	47,40	102,00	47.730,00	11.855,00	24,84	8,604	1,911	4,032
ASTURIAS	4,90	11,50	10.611,00	1.231,00	11,60	9,342	0,518	10,571
ISLAS BALEARES	2,20	4,95	5.023,00	550,00	10,95	9,000	0,004	0,182
ISLAS CANARIAS	5,20	13,50	7.450,00	1.309,00	17,57	10,313	0,241	4,635
CANTABRIA	3,00	7,50	5.319,00	755,00	14,19	9,934	0,038	1,267
CASTILLA Y LEÓN	52,70	115,00	94.221,00	13.173,00	13,98	8,730	5,595	10,617
CASTILLA-LA MANCHA	54,80	110,00	79.411,00	13.693,00	17,24	8,033	3,807	6,947
CATALUÑA	15,50	36,50	32.204,00	3.878,00	12,04	9,412	1,269	8,187
COMUNIDAD VALENCIANA	9,00	20,00	23.266,00	2.259,00	9,71	8,853	1,189	13,211
EXTREMADURA	21,70	44,00	41.679,00	5.414,00	12,99	8,127	0,077	0,355
GALICIA	41,50	100,00	29.669,00	10.373,00	34,96	9,640	3,354	8,082
MADRID	0,80	1,90	8.023,00	208,00	2,59	9,135	0	0,000
MURCIA	2,90	5,75	1.131,00	720,00	63,66	7,986	0,262	9,034
NAVARRA	14,40	32,50	10.384,00	3.605,00	34,72	9,015	1,004	6,972
PAÍS VASCO	3,90	9,40	7.230,00	982,00	13,58	9,572	0,153	3,923
LA RIOJA	3,70	8,05	5.042,00	926,00	18,37	8,693	0,447	12,081
CEUTA	0,03	0,08	19,00	6,00	31,58	12,500	0	0,000
MELILLA	0,01	0,02	14,00	2,00	14,29	10,000	0	0,000

Lo que se ha querido buscar con este análisis han sido varios aspectos.

Por un lado, determinar de una forma cuantitativa la dificultad que supondría encontrar un emplazamiento adecuado una vez estuviera elegida la comunidad. Para ello, se ha considerado adecuado estudiar los porcentajes de superficie aprovechable respecto a las superficies totales en cada caso y compararlos entre sí; ya que, por ejemplo, a pesar de que numéricamente Castilla-La Mancha, Castilla y León y Andalucía son las comunidades autónomas con más km² disponibles, al realizar la comparación relativa vemos que comunidades como Murcia, Navarra y Galicia están en cabeza.

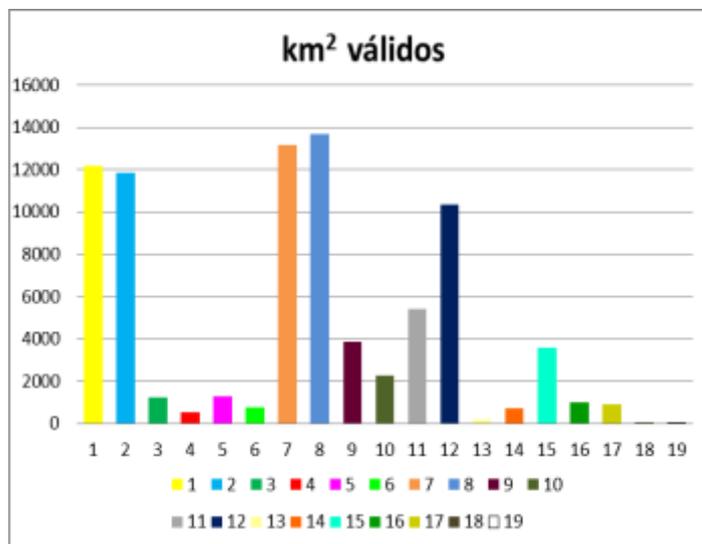


Figura 23. Gráfica comparativa de la superficie aprovechable de cada CCAA

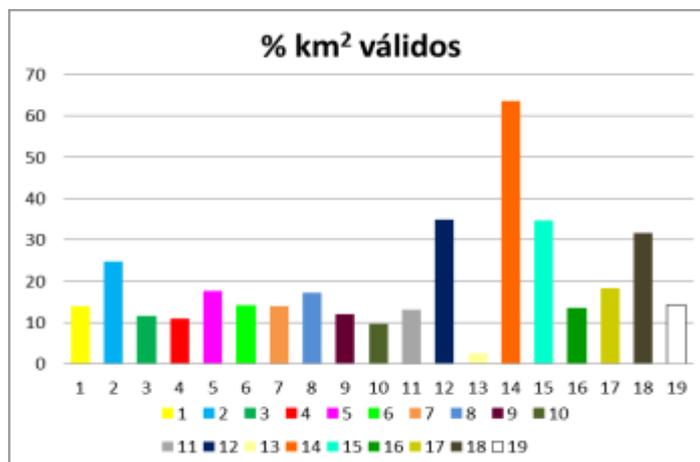


Figura 22. Gráfica comparativa de la superficie aprovechable relativa de cada CCAA

Por otro lado, se ha querido hacer una comparación equilibrada de las distintas CCAA, ya que hay varias que, a priori y objetivamente tienen la posibilidad de generar una energía bastante superior a otras, pero disponen de una superficie 10 veces mayor, por lo que, después, estudiando el potencial disponible por unidad de superficie, comunidades más pequeñas resultan tener mayor fuerza. Este es, por ejemplo, el caso de la comparación de Castilla La Mancha con las Islas Canarias o Cantabria. A pesar de que Castilla la Mancha es una de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico y las otras dos de las que menos, si las comparamos por unidad de superficie, la situación cambia totalmente.

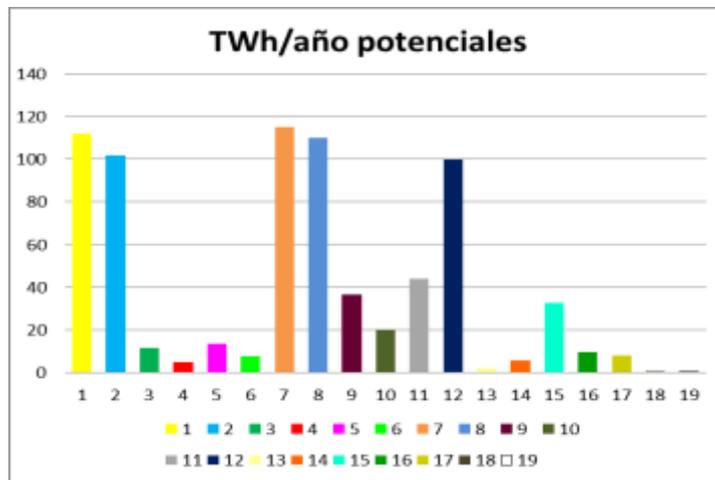


Figura 25. Gráfica comparativa del potencial de energía disponible en cada CCAA

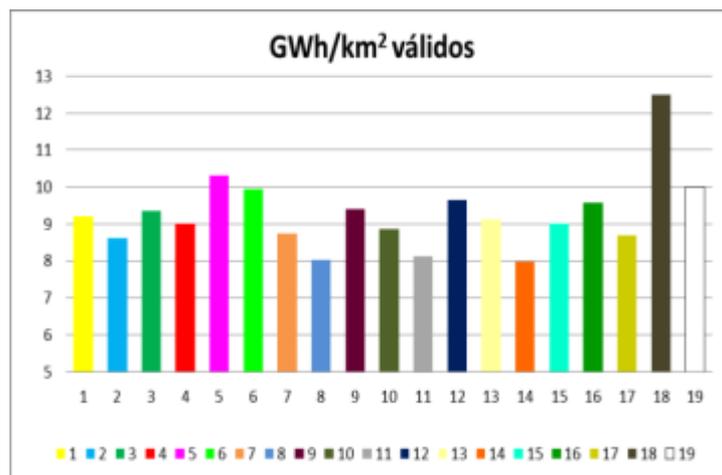


Figura 24. Gráfica comparativa del potencial de energía disponible por unidad de superficie en cada CCAA

Por último también se ha querido tener en cuenta a la hora de elegir la comunidad en que se instalará el parque, lo explotada que se encuentra en la actualidad; es decir, también se le ha dado bastante importancia a la relación entre el posible potencial y el porcentaje actualmente instalado. En este caso un ejemplo muy significativo podrían ser la Comunidad Valenciana, Asturias o La Rioja; que a pesar de no tener un recurso tan elevado, su nivel de explotación está bastante por encima al de la mayoría del estado. En cambio, hay otras comunidades, como pueden ser Cantabria o Extremadura, que a pesar de tener un potencial intermedio y además en su caso una buena relación de terreno aprovechable, la potencia instalada que tienen en la actualidad es casi nula.

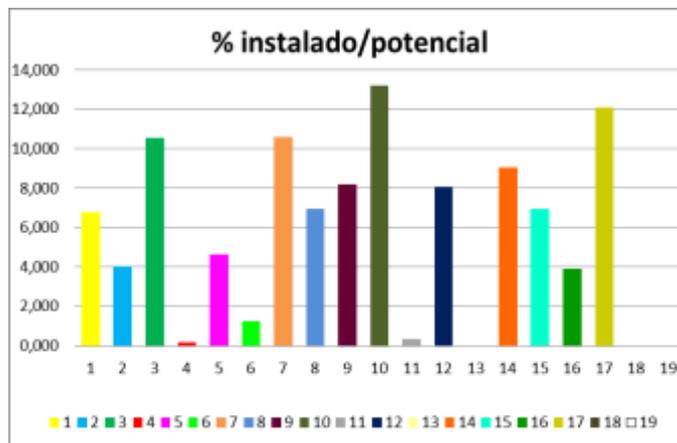


Figura 26. Gráfica comparativa del nivel de explotación relativa en cada CCAA

Se ha querido dar más visibilidad a estas comunidades autónomas con la finalidad de conseguir un reparto más equilibrado de los parques instalados.

La explicación de esto es sencilla: al ser la energía eólica una energía intermitente que depende directamente del clima, y al no poderse esta predecir, es importante tener en cuenta y entender cómo funciona el mix energético.

Al haber algunas fuentes, como es el caso de la nuclear, que abastecen de una forma continua y segura, y al no poderse estas detener, teniendo siempre preferencia, no es coherente tener una instalación eólica superior a la que podría ser utilizada en caso de que las condiciones atmosféricas fueran propicias.

El caso opuesto también es sencillo de entender. Es conveniente tener una instalación eólica mínima, ya que en caso de estar generando lo suficiente, es una buena opción para sustituir otras fuentes como la de ciclo combinado, alternándolas así para abastecer los picos formados día a día en la demanda. En la siguiente imagen puede observarse lo explicado.

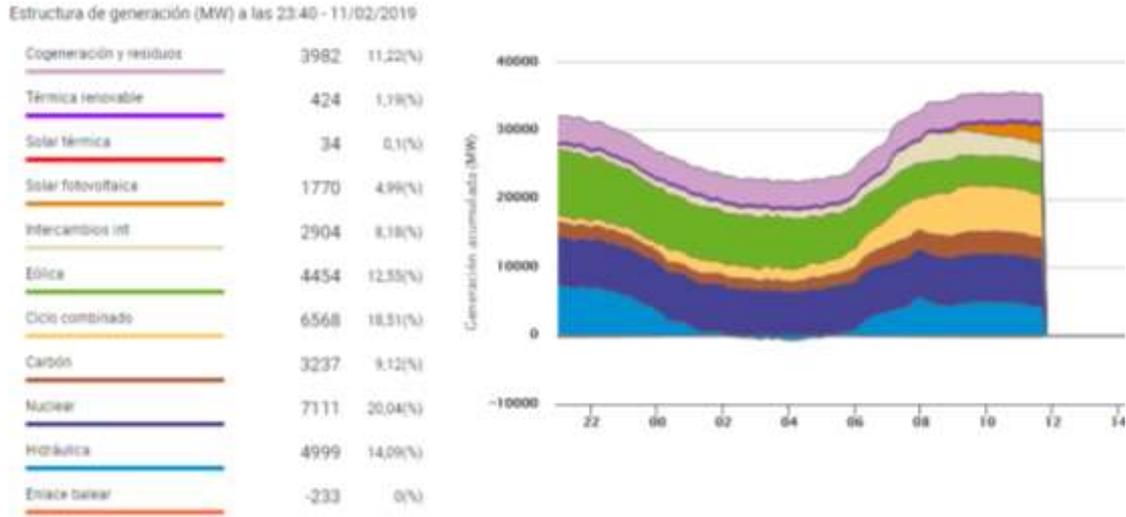


Figura 27. Curva de demanda de electricidad en fecha 11/02/2019 (Red Eléctrica Española)

Por ejemplo, en este rango de tiempo puede verse que hay dos picos en la demanda; uno sobre las 21h y otro sobre las 11h. Para hacer frente a estas subidas es necesario añadir a las fuentes constantes la puesta en marcha o incremento de otras fuentes de energía, como los ciclos combinados, carbón, hidráulica... como es el caso del pico de las 11h.

En cambio en el primer pico (21h), donde dada la situación atmosférica se está generando la suficiente electricidad mediante la energía eólica, no es necesario aumentar tanto la generación en los ciclos combinados y carbón, sustituyéndolas en gran parte el recurso eólico.

Por todas las razones anteriormente desarrolladas, la primera elección para el emplazamiento del parque eólico será Cantabria. Las causas principales han sido las siguientes:

- Una relación GWh potenciales por unidad de superficie de 9,94 GWh/km² siendo una de las más elevadas y siendo la media española 9,2 GWh/km²
- Al mismo tiempo, se corresponde con uno de los porcentajes más bajos de potencia instalada respecto al potencial posible. Exceptuando a Ceuta y Melilla, la media de las comunidades se sitúa en torno al 6,3%; mientras que Cantabria apenas tiene un 1,25% de su posible potencial instalado.
- La relación de superficie aprovechable/superficie total es en la mayoría de los casos muy aproximada así que no ha resultado un criterio tan decisivo.

1.6.2 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO EXACTO

1.6.2.1 SELECCIÓN DE SEIS ALTERNATIVAS

Una vez se ha elegido a gran escala la situación del parque eólico, se estudiarán las alternativas posibles para su instalación dentro de la Comunidad Autónoma de Cantabria. Para ello, se ha analizado primero el mapa eólico tras todos los filtrados del apartado anterior y se han seleccionado varias posibles zonas para construir el parque que disponen del suficiente recurso y donde aparentemente parece haber una superficie suficiente.

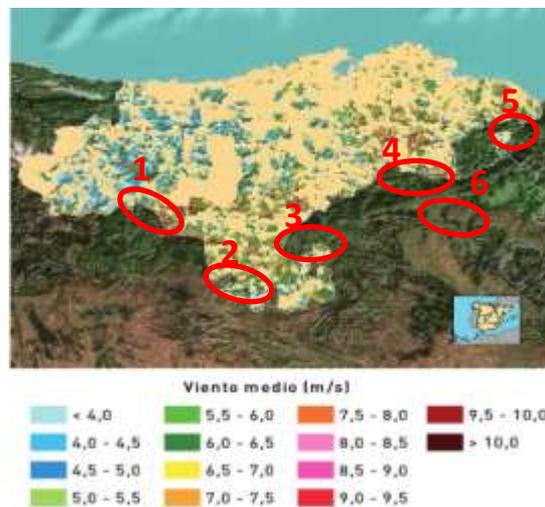


Figura 28. Localización de las 6 alternativas seleccionadas en Cantabria (IDAE)

1.6.3.2 COMPARACIÓN CON LA INSTALACIÓN EXISTENTE

A continuación se ha contrastado cada una de ellas con el mapa que ofrece la AEE con los parques eólicos que existen en la actualidad, con la finalidad de descartar zonas ya ocupadas o que puedan encontrarse muy próximas a otros parques ya existentes intentando evitar un desequilibrio y buscando el menor impacto ambiental y social.

Por esta razón han sido descartadas las alternativas 1, 4, 5 y 6.

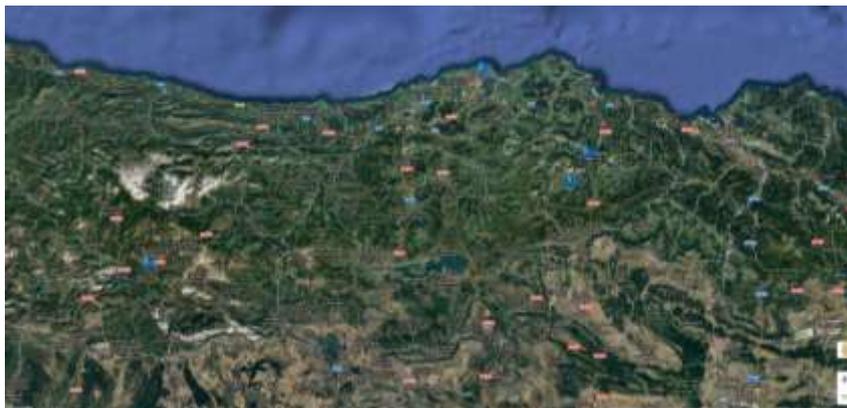


Figura 29. Instalación eólica actual en Cantabria(AEE)

1.6.3.3 ANÁLISIS DE LA GEOMORFOLOGÍA

Para la elección entre las dos restantes, se ha analizado con más exactitud la vista vía satélite de cada una de ellas, analizando su geografía ellas a mayor escala.

En las siguientes fotografías puede observarse la zona 1 desde distintos puntos de vista:



Figura 30. Vistas de la localización 1(Google Maps)

Y a continuación se ha realizado lo mismo con la zona 2:





Figura 31. Vistas de localización 2. (Google Maps)

Debido a la importante diferencia en cuanto a la simplicidad del terreno, finalmente se ha decidido que el lugar para la implantación del nuevo parque eólico en Cantabria sea la zona 2.

Las coordenadas de los vértices del terreno aproximado seleccionado para el emplazamiento del parque serán las siguientes:

42.953833, -4.235259

42.943907, -4.178611

42.935361, -4.229422

Es decir, sería un triángulo de 4.8km x 2.3 km x 4.3 km de lados, lo cual corresponde a 494 hectáreas de superficie, situado en el valle de Valdeola, en la comarca de Campoo-Los Valles.



Figura 32. Superficie elegida para el emplazamiento (Google Maps)

1.7. CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA

1.7.1 VENTUSKY

Para comenzar la caracterización del lugar elegido con mayor exactitud, se ha realizado un análisis de la velocidad y dirección del viento durante un periodo de 15 meses; la razón ha sido, por un lado, poder observar su evolución en distintas épocas y momentos durante un año completo y por otro, confirmar estas tendencias durante los meses repetidos. Si esta confirmación creara nuevas dudas se ampliaría el tiempo de análisis, pero no ha sido necesario.

Para ello se ha recurrido a los datos recogidos en la aplicación web Ventusky. Esta aplicación es dirigida por la empresa checa InMeteo en colaboración con Marek Mojžík y Martin Prantl; todos especializados en el campo de la meteorología. Es una herramienta muy intuitiva y al mismo tiempo de alta calidad, que representa con gran claridad y utilizando como base un mapa mundial, distintos fenómenos meteorológicos como pueden ser: nubosidad, velocidad de viento, temperatura, tormentas, sensación térmica, precipitaciones, radar, ráfagas de viento, presión de aire, humedad, olas, nieve e isoterma cero. Para la realización de estos, cuentan con distintas fuentes en cada país; en el caso de España colaboran con AEMET.

Así mismo, eligiendo el fenómeno a contrastar correspondiente para el actual análisis, la velocidad de viento, este puede ser representado a distintas alturas sobre la tierra y con diferentes combinaciones de presiones en caso de que fuera necesario. Se ha elegido una altura de 100m, siendo ésta la más próxima a la altura utilizada en el mapa de IDAE, 80m. Para el resto de fenómenos pueden encontrarse también distintas clasificaciones, como el periodo y la altura en el caso de las olas, la humedad relativa y el punto de rocío en el caso de la humedad, etc.

1.7.2 ANÁLISIS REALIZADO

En Ventusky pueden ser consultados los datos correspondientes a los últimos meses, día a día y cada 3 horas. Para el estudio de este proyecto se han recogido en una hoja de cálculo los datos correspondientes a 15 meses, desde marzo de 2018 hasta mayo de 2019 durante todos los días y en dos momentos del día: el primero a media noche, entre las 2 y las 5 de la madrugada y el segundo a media tarde, sobre las 14-17 de la tarde. Se ha intentado elegir los momentos del día en que las masas de aire situadas sobre la tierra han alcanzado su menor (en el primer caso) y mayor (en el segundo caso) temperatura; coincidiendo así, en la mayoría de los casos con las velocidades más bajas y más altas del viento, con el objetivo de que los cálculos no quedaran sobredimensionados y obtener unos resultados lo más realistas posibles.

De esta manera se intentarán contrastar las distintas tendencias que adquiere el viento en esa zona. Los datos apuntados han sido la velocidad media y procedencia del viento en cada uno de los casos, dividiéndolos entre N, NE, E, SE, S, SO, O, NO. Tras esto se ha calculado en cada uno de los 15 meses y en los dos momentos del día analizados la frecuencia y velocidad media en cada una de las direcciones. Como ejemplo puede observarse en la tabla 2 el correspondiente a abril de 2019:

Tabla 2. Datos de viento recogidos durante el mes de abril de 2019

2019 ABRIL				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	8	NE	7	E
2	10	NE	10	O
3	4	N	32	NO
4	10	SO	53	SO
5	18	SO	42	SO
6	20	SO	47	SO
7	8	SO	40	SO
8	20	S	32	SO
9	24	SO	26	SO
10	16	SO	8	E
11	5	O	21	N
12	9	S	11	N
13	6	SO	27	SO
14	9	SO	22	SO
15	12	SO	52	SO
16	9	SO	26	SO
17	18	S	47	E
18	26	SO	16	N
19	36	NE	35	NE
20	17	NE	43	SO
21	20	NE	40	SO
22	14	NE	42	SO
23	18	S	44	SO
24	40	SO	60	SO
25	44	SO	65	SO
26	46	SO	19	O
27	3	O	4	N
28	13	NE	9	NE
29	9	NE	6	N
30	15	NE	12	N

Tabla 3. Frecuencias y velocidades medias obtenidas con los datos de viento de abril de 2019

	ABRIL2019			
	2:00-5:00		14:00-17:00	
	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	3,33	4,00	20,00	11,67
NE	30,00	15,78	6,67	22,00
NO	0,00	0,00	3,33	32,00
S	13,33	16,25	0,00	0,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	46,67	20,57	50,00	40,53
E	0,00	0,00	10,00	20,67
O	6,67	4,00	6,67	14,50

Tras esto se ha calculado la media anual en para ambos rangos horarios y por último la media anua total, suponiendo para cada día dos periodos de tiempo con las velocidades apuntadas. Estos han sido los resultados obtenidos:

Tabla 4. Medias obtenidas tras los 15 meses de análisis

MEDIA DURANTE LOS 15 MESES	2:00-5:00		14:00-17:00		MEDIA	
	FRECUENCIA (%)	V MEDIA [km/h]	FRECUENCIA (%)	V MEDIA [km/h]	FRECUENCIA (%)	V MEDIA [km/h]
N	16,7%	13,48	16,6%	21,32	17%	17,40
NE	32,6%	18,24	31,0%	22,33	32%	20,29
NO	0,9%	16,50	2,2%	24,43	2%	20,46
S	7,1%	14,76	4,6%	20,68	6%	17,72
SE	0,2%	8,00	1,1%	18,75	1%	13,38
SO	36,2%	23,51	38,2%	36,36	37%	29,93
E	1,8%	9,08	2,4%	16,69	2%	12,89
O	4,0%	9,47	3,5%	15,20	4%	12,33

1.7.2.1 ROSA DE LOS VIENTOS

Gracias a este trabajo se han podido analizar las tendencias generales, sacar varias conclusiones y utilizarlos para crear otras herramientas de utilidad para la caracterización; como las siguientes rosas de los vientos, que representan tanto la frecuencia para cada dirección de procedencia del viento como las velocidades medias anuales en cada caso:

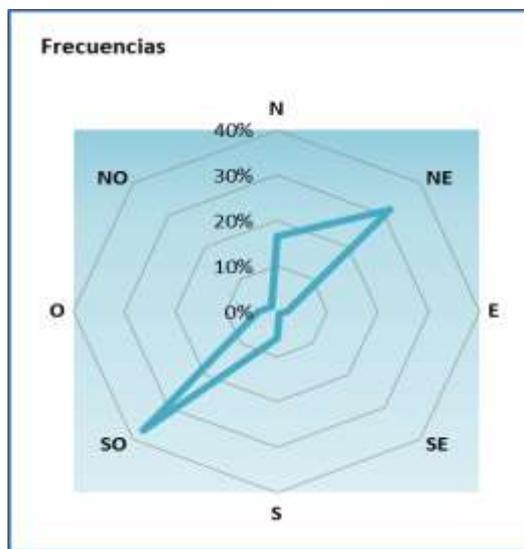


Figura 34. Rosa de los vientos de las frecuencias en el emplazamiento del parque

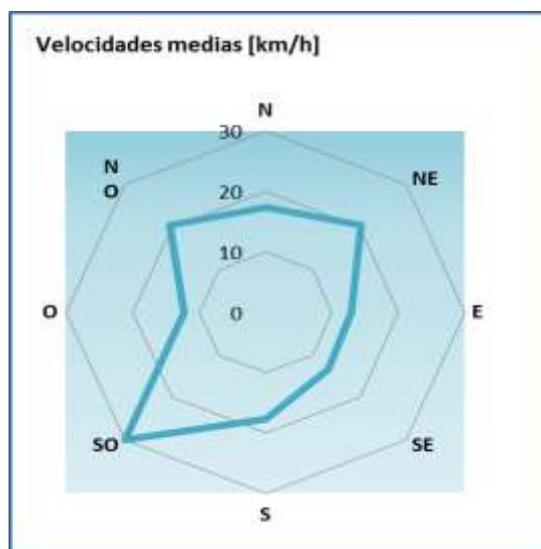


Figura 33. Rosa de los vientos de velocidades medias en el emplazamiento del parque

1.7.2.2 RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES OBTENIDAS

Todos los datos recogidos así como todos los cálculos realizados pueden encontrarse en el Anexo II. A continuación se realizará un resumen de las conclusiones sacadas:

- La diferencia entre las horas de mayor velocidad de viento y menor se encuentra en torno a los 10 km/h. A pesar de esto, analizando la evolución de esta durante un día entero en el que las diferencias hayan sido considerables, las horas de menor velocidad de viento están mucho más concentradas en pocas horas que las horas de mayor, por lo que esto no supondrá un problema. Además, en consecuencia, puede deducirse que el potencial real será ligeramente mayor al calculado tras esta aproximación, ya que se ha realizado la media suponiendo iguales en duración ambos momentos del día.

- Los meses del año con mayor viento se dan en primavera y en otoño, con una velocidad mensual media de 30km/h (8,33 m/s) teniendo en cuenta el viento procedente de todas las direcciones. A pesar de esto, en ninguno de los otros casos la velocidad media mensual ha estado por debajo de los 6m/s, velocidad que anteriormente se ha establecido como límite para definir un lugar como aprovechable.
- En general los aerogeneradores comienzan su funcionamiento cuando el viento supera los 3-4 m/s. Pocas horas y días el viento no supera estas velocidades en el emplazamiento elegido. Además, en la mayor parte de los casos esto ocurre en la primera franja horaria analizada, por lo que las horas en las que no se superen están circunstancias serán aún menores.
- En cuanto a las direcciones predominantes es fácil observar en la rosa de los vientos de las frecuencias, que los vientos que vienen del sudoeste y los que vienen del nortenordeste suman prácticamente la totalidad de las frecuencias. En lo que se refiere a las velocidades, el viento del sudoeste tiene siempre las máximas, con un 36,4 km/h de media (10,11 m/s) en las horas más fuertes y 30 km/h en la media total, por lo que será la dirección más interesante. Las velocidades de vientos provenientes del nordeste tienen también una magnitud importante.
- La frecuencia tan elevada de las dos direcciones dominantes puede, en un principio, parecer un problema a la hora de elegir la distribución de los aerogeneradores. El aerogenerador antes de empezar su funcionamiento se orienta automáticamente hacia la dirección más favorable buscando aprovechar la máxima energía posible, y en este caso las direcciones más frecuentes son direcciones justamente opuestas, por lo que esto podría crear problemas en el control y la automatización y además grandes pérdidas en las horas aprovechadas, ya que el cambio entre una y otra posición sería de bastante relevancia. No obstante, si se observa su evolución día a día y mes a mes, estos cambios adquieren un comportamiento bastante cíclico, por lo que lo temido anteriormente no ocurrirá con asiduidad. Normalmente no son cambios bruscos y el viento mantiene la misma dirección durante 10-20 días.

1.7.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Por último, se ha calculado la función de distribución de Weibull.

A pesar de que haya habido días con velocidades muy altas de viento, estos son los menos comunes y en contraste, los días con velocidades moderadas son mucho más habituales. Además, poseyendo la energía eólica unas propiedades tan aleatorias, realizar su análisis únicamente utilizando los valores medios obtenidos anteriormente puede dar lugar a errores. Es por ello que la utilización de la estadística sea, en este caso, un recurso muy utilizado.

La distribución más empleada para la estimación del potencial de un emplazamiento es la distribución de Weibull y esta está definida por dos parámetros, el parámetro de forma y el parámetro de escala y viene definida por la siguiente función:

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

Ecuación 4. Distribución de Weibull

Donde k es el parámetro de forma, C el parámetro de escala y v la velocidad media.

Es una herramienta útil que proporciona la probabilidad que tiene el viento de obtener una velocidad concreta. Gracias a ella es posible estimar durante un periodo de tiempo los días que el viento superará cierta velocidad, los días en el que este estará comprendido entre dos valores, etc.

Para poder dibujarla es necesaria la obtención de los parámetros C y K y para ello el método más usado es el de los mínimos cuadrados, transformando la función en una ecuación lineal. A partir de:

$$f(v \leq v_x) = \int_0^v \rho(v) dv = 1 - e^{-\left(\frac{v_x}{c}\right)^k}$$

Ecuación 5. Función de distribución de Weibull

Se obtiene:

$$\ln\left(\ln\frac{1}{1-f(v)}\right) = k \ln v - k \ln c$$

Ecuación 6. Transformación lineal de la función

Por lo tanto, primero ha sido necesario clasificar en rangos de velocidad las velocidades de los vientos recogidos durante todo el periodo analizado para calcular las frecuencias en las que se han dado cada una de las velocidades. Se ha dividido en unidades, obteniendo las horas en las que el viento ha sido de 0m/s, menor o igual a 1m/s, menor o igual a 2m/s, etcétera hasta los 25 m/s.

Tras esto, se han realizado los cálculos necesarios para su aproximación lineal, expuestos anteriormente, para así poder así dibujar los puntos correspondientes de la función.

Y dibujándola en función de $\ln(v)$, se obtienen K , la pendiente, y $-K\ln(C)$ la ordenada en el origen.

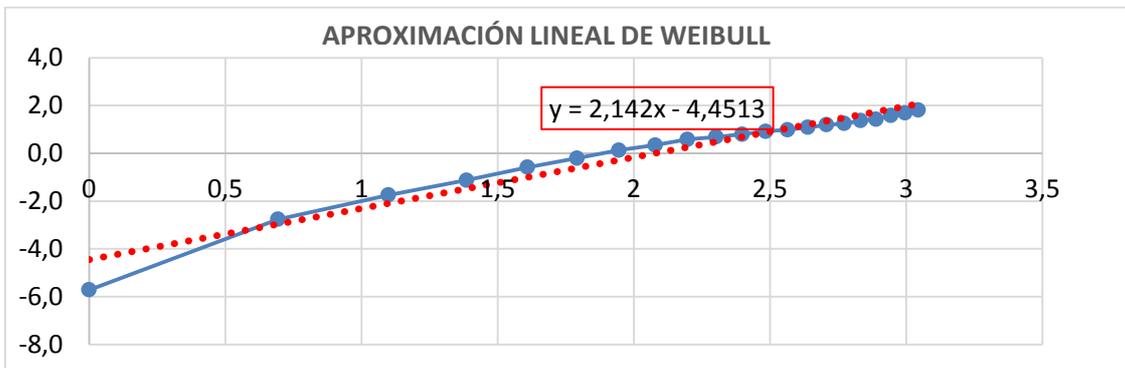


Figura 35. Aproximación lineal de Weibull

Los valores obtenidos han sido $k=2,1420$ y $c=7,989311415$.

Una vez obtenidos se ha conseguido la distribución de Weibull, la cual ha sido representada junto con las frecuencias reales para cada velocidad medidas en el periodo estudiado. Para obtener unos resultados realmente exactos y representativos serían necesarios datos de un periodo de tiempo bastante superior al analizado. No obstante 15 meses son suficientes para hacerse una idea general. El gráfico obtenido ha sido el siguiente:

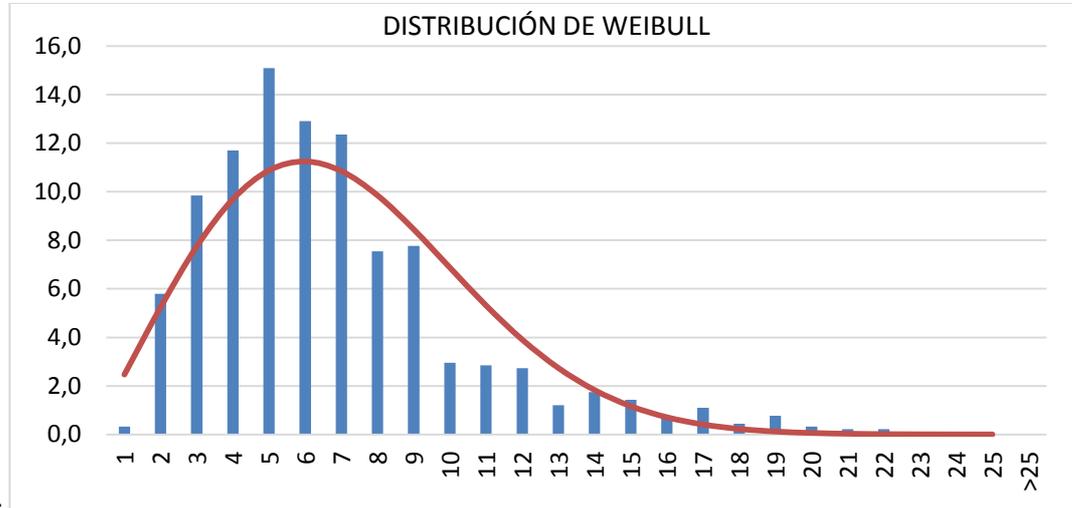


Figura 36. Curva de distribución de Weibull

1.7.3.1 OBTENCIÓN DE VELOCIDAD MEDIA, POTENCIA EÓLICA Y DENSIDAD DE POTENCIA

Una vez conseguido esto, la distribución de Weibull es de utilidad para continuar con los cálculos. La velocidad media puede calcularse mediante:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} \rho(v) dv = c \cdot \Gamma \left[1 + \left(\frac{1}{k} \right) \right]$$

Ecuación 7. Velocidad media

Donde $\Gamma(x)$ corresponde únicamente a la distribución estadística gamma. El valor obtenido es, por lo tanto, una velocidad media de 7,1 m/s.

A continuación, solo queda calcular la potencia eólica media del emplazamiento. Para ello se utilizará la siguiente ecuación:

$$P = 0.5 \rho A V^3$$

Ecuación 8. Potencia eólica

Donde es necesario ajustar la densidad del aire a la temperatura media anual del emplazamiento, que en este caso se encuentra en torno a los 10°C; es decir, la densidad del aire a esta temperatura es 1,25kg/m³. De esta manera, solo quedaría introducir el área que generarán las palas del aerogenerador. Como no se ha elegido todavía el modelo que se instalará, se calculará la potencia por unidad de superficie, obteniendo así un valor medio de 224 W/m² para esta velocidad.

Si se entiende bien el concepto que representa Weibull, se llegará entonces a la conclusión de que la potencia del viento en un emplazamiento cuya velocidad media es 7,1 m/s, será aproximadamente el doble, ya que el concepto de velocidad media gráficamente se corresponderá con la velocidad que reparte el área por debajo de la función en dos partes iguales, y al variar la potencia con el cubo de las velocidades, la potencia obtenida suponiendo esta velocidad media no será realmente la que podría obtenerse en esas condiciones, sino bastante inferior. Es decir, a la izquierda se encontrarán puntos cuyas velocidades son muy inferiores, como por ejemplo de 2m/s, lo cual lleva a una potencia de 5 W/m^2 ; por el contrario, a la izquierda habrá puntos de 17 m/s, cuya potencia sería $3.075,6 \text{ W/m}^2$. Haciendo este cálculo para cada una de las velocidades y multiplicando cada una por su frecuencia, se obtienen las densidades de potencias para cada valor; de aquí puede deducirse la media ponderada de las potencias con un valor de 413 W/m^2 , una potencia mucho mayor a la que se obtendría con un viento siempre constante a la velocidad media.

1.8 ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Una vez se ha analizado con exactitud y caracterizado el emplazamiento elegido se ha procedido a la elección del aerogenerador.

1.8.1 DETERMINACIÓN DE LA CLASE DE VIENTO

Las turbinas eólicas están diseñadas para trabajar bajo unas condiciones específicas. Es por ello que primer paso necesario a la hora de elegir el aerogenerador consiste en elegir la clase de aerogenerador, o más concretamente, la clase de viento con la que trabajará el aerogenerador, adecuado para el emplazamiento en las condiciones típicas a las que estará éste expuesto. La clase de viento depende de tres parámetros: la velocidad media, la velocidad extrema media alcanzada en un periodo de retorno de 50 años y el efecto de la turbulencia en el lugar.

La intensidad de turbulencia cuantifica la variación del viento durante 10 minutos. Este estudio es importante ya que la mayor parte de cargas de fatiga que sufren los componentes de un aerogenerador son debidas a esta. Además, a pesar de que en la mayoría de terrenos la velocidad del viento aumenta logarítmicamente con la altura, en terrenos complejos pueden ocurrir cambios relevantes debido a un aumento intenso de la turbulencia.

Esta es la clasificación que recoge la norma IEC 61400:

CLASE DE VIENTO/TURBULENCIA	VELOCIDAD MEDIA ANUAL A LA ALTURA DEL BUJE (m/s)	VELOCIDAD EXTREMA EN 50 AÑOS (m/s)
IV	6.0	42.0
IIIA Velocidades bajas. Turbulencia mayor 18%	7.5	52.5
IIIA Velocidades bajas. Turbulencia menor 16%	7.5	52.5
IIA Velocidades medias. Turbulencia mayor 18%	8.5	59.5
IIA Velocidades medias. Turbulencia menor 16%	8.5	59.5
IA Velocidades altas. Turbulencia mayor 18%	10.0	70
IB Velocidades altas. Turbulencia menor 16%	10.0	70

Figura 37. Clasificación de las clases de viento según velocidades y turbulencias (Norma IEC 61400)

La norma también define una última clase S donde las condiciones de viento concretas serán las especificadas por el diseñador.

En el caso del emplazamiento analizado, y con el estudio realizado, no pueden identificarse con exactitud todos los parámetros. Siendo la velocidad media obtenida 7,1m/s, se ha seleccionado la clase III.

Por otro lado, teniendo en cuenta que solo se han obtenido mediciones durante 15 meses, resulta imposible identificar la velocidad extrema en 50 años. No obstante, la máxima registrada durante el periodo de análisis ha sido de 21,4m/s, por lo que se encuentra bastante lejana a los límites establecidos.

Por último, en cuanto a las turbulencias, dado que representan variaciones de muy alta frecuencia, totalmente aleatorias, y a muy pequeña escala temporal, es imposible definir las unas mediciones mucho más específicas. Es por ello que se ha tomado el valor más alto a modo de prevención, aunque aparentemente y con los datos disponibles no pareciera ser necesario. En consecuencia la clase de viento del emplazamiento es IIIA.

1.8.2 ELECCIÓN DEL FABRICANTE

Una vez definido esto, puede continuarse con la elección del aerogenerador. La empresa elegida ha sido Siemens Gamesa por diversos motivos. Para empezar, se trata en estos momentos de la empresa que lidera los avances dentro del sector eólico y de otros puntos clave dentro de las energías, contando con más de 35 años de experiencia y sobretodo habiéndose extendido por todo el mundo.

Esto, además, se está dando de manera internacional, habiéndose proclamado líder en EEUU, lo que la convierte en una empresa altamente competitiva, cualidad indispensable para el desarrollo.

Cabe añadir por último, que tiene su sede en el Parque Científico y Tecnológico de Vizcaya, en Zamudio, lo que sitúa al emplazamiento en un lugar estratégico a menos de dos horas de esta en caso de que fuera necesario.

1.8.3 ANÁLISIS DE LAS OPCIONES POSIBLES

1.8.3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTOS

Dentro de la empresa, los aerogeneradores están clasificados en cuatro plataformas, la 2.X, la 3.X, la 4.X y 5.X (los nombres corresponden al rango de potencia de los aerogenerador dentro de cada plataforma, por ejemplo 2.X tendrá aerogeneradores de entre 2 y 3 MW) según las particularidades del viento requeridas para su uso. Esta última, la 5.X aún se encuentra en su fase de estudio y producción, teniendo como fecha para el primer prototipo la segunda mitad de 2020.

Según las características y clase de viento del emplazamiento seleccionado y teniendo en cuenta por el momento únicamente los que se encuentran en el mercado en la actualidad, el aerogenerador a instalar deberá ser uno del tipo 2.X. Los 3.X y 4.X quedan directamente descartados al tratarse de aerogeneradores diseñados para velocidades de clase I y II.

A pesar de que el segmento 2.X disponga de los aerogeneradores de menor potencia que ofrece la empresa, cuenta con más de 54 GW instalados y una disponibilidad de más del 98%. Gamesa destaca a este grupo de aerogeneradores por su alto rendimiento y versatilidad en todo tipo de emplazamientos y condiciones de viento.

Pueden encontrarse cuatro aerogeneradores distintos dentro de los 2.X. A continuación se recoge un resumen de las características principales de cada uno de ellos, obtenidas directamente de su catálogo onshore:

SG 2.1-114			
DATOS GENERALES		TORRE	
Potencia nominal	2,1 MW	Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Clase de viento	IEC IIA/ IIIA/ S		
Control	Pitch y velocidad variable	Altura	68, 80, 93, 106, 125, 127, 153m y según emplazamiento
Temperatura operativa estándar	Rango entre -20°C y 40°C		
ROTOR		TECNOLOGÍA GEARED	
Diámetro	114 m	Tipo	3 etapas
Área de barrido	10207 m ²		
Densidad de potencia	205,74 W/m ²		
PALAS		GENERADOR	
Longitud	56 m	Tipo	Doblemente alimentado
Perfil	Siemens Gamesa	Tensión	690 VAC
		Frecuencia	50Hz/ 60 Hz
Material	Fibra de vidrio con resina epoxy o poliéster	Clase de protección	IP 54
<i>Un referente por su densidad de potencia, lo que permite obtener la máxima rentabilidad en emplazamientos de vientos bajos y medios. Así lo acredita su sólida presencia con más de 5500 MW instalados.</i>		Factor de Potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo rango de potencias

Figura 38. Características del aerogenerador SG 2.1-114

SG 2.1-122			
DATOS GENERALES		TORRE	
Potencia nominal	2,1 MW	Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Clase de viento	IEC III/S		
Control	Pitch y velocidad variable	Altura	108, 127, 144 m y según emplazamiento
Temperatura operativa	Rango entre -20°C y 40°C		
ROTOR		TECNOLOGÍA GEARED	
Diámetro	122 m	Tipo	3 etapas
Área de barrido	11690 m ²		
Densidad de potencia	205,74 W/m ²		
PALAS		GENERADOR	
Longitud	60 m	Tipo	Doblemente alimentado
Perfil	Siemens Gamesa	Tensión	690 VAC
		Frecuencia	50Hz/ 60 Hz
Material	Fibra de vidrio con resina epoxy o poliéster	Clase de protección	IP 54
		Factor de Potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo rango de potencias
<i>Cuenta con uno de los mayores factores de capacidad para los emplazamientos con vientos bajos y poca turbulencia, ofreciendo un incremento del 7% en la producción anual de energía</i>			

Figura 40. Características del aerogenerador SG 2.1-122

SG 2.6-114			
DATOS GENERALES		TORRE	
Potencia nominal	2,625 MW	Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Clase de viento	IEC IA/ IIA/ S		
Control	Pitch y velocidad variable	Altura	63, 68, 75, 80, 88,93,125, m y según emplazamiento
Temperatura operativa	Rango entre -20°C y 35°C		
ROTOR		TECNOLOGÍA GEARED	
Diámetro	114	Tipo	3 etapas
Área de barrido	10207 m ²		
Densidad de potencia	257,18 W/m ²		
PALAS		GENERADOR	
Longitud	56	Tipo	Doblemente alimentado
Perfil	Siemens Gamesa	Tensión	690 VAC
		Frecuencia	50Hz/ 60 Hz
Material	Fibra de vidrio con resina epoxy o poliéster	Clase de protección	IP 54
		Factor de Potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo rango de potencias
<i>Es la evolución natural del SG 2.1-114, incorporando las modificaciones necesarias para alcanzar un incremento en la potencia nominal. Destinado a emplazamientos con vientos medios y altos.</i>			

Figura 39. Características del aerogenerador 26-114

SG 2.9-129			
DATOS GENERALES		TORRE	
Potencia nominal	2,9 MW	Tipo	Torre tubular de acero
Clase de viento	S		
Control	Pitch y velocidad variable	Altura	87m y según emplazamiento
Temperatura operativa	Rango entre -20°C y 45°C		
ROTOR		TECNOLOGÍA GEARED	
Diámetro	129	Tipo	3 etapas
Área de barrido	13070 m ²		
Densidad de potencia	221,88 W/m ²		
PALAS		GENERADOR	
Longitud	63,5 m	Tipo	Convertidor "full scale"
Perfil	Siemens Gamesa	Tensión	690 VAC
		Frecuencia	60 Hz
Material	Fibra de vidrio con resina epoxy o poliéster	Clase de protección	IP 54
		Factor de Potencia	0,9 CAP-0,9 IND en todo rango de potencias
<i>Diseñado para adaptarse a emplazamientos de vientos medios y bajos del mercado estadounidense. Desarrollado con un mayor factor de capacidad para satisfacer las necesidades de nuestros clientes.</i>			

Figura 41. Características del aerogenerador SG 2.9-129

1.8.3.2 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

1.8.3.2.1 PRIMER DESCARTE

Teniendo en cuenta las características del viento en el lugar elegido y las conclusiones sacadas tras su análisis, se han descartado inicialmente dos aerogeneradores: el SG 2.6-114, por tratarse de un aerogenerador diseñado para velocidades de viento superiores a las disponibles; y el SG 2.1-122, por tratarse de un aerogenerador que necesita unas condiciones de turbulencia bajas. Anteriormente se ha explicado que, aunque aparentemente pudiera no ser necesario, se supondrá un emplazamiento con turbulencias de la clase A.

En lo que se refiere al aerogenerador SG 2.9-129, a pesar de poseer unas características interesantes y de calidad contrastada, como un mayor factor de potencia para una mayor rentabilidad, una mayor potencia y un importante simplificado de mantenimiento, etc. es un producto diseñado para unas condiciones muy concretas, como lo son las del mercado estadounidense. En consecuencia sería necesaria una adaptación prácticamente total al mercado español y emplazamiento elegido, dificultando mucho su proyección; por lo tanto este modelo también ha sido descartado.

El modelo restante de la plataforma 2.X, y la primera opción para el actual trabajo sería el SG 2.1-144. En la siguiente ilustración puede observarse la curva de potencia del aerogenerador

seleccionado, la cual resulta muy interesante ya que al alcanzar la velocidad media prácticamente se encontrará trabajando prácticamente a su potencia nominal y por lo tanto en las condiciones óptimas.

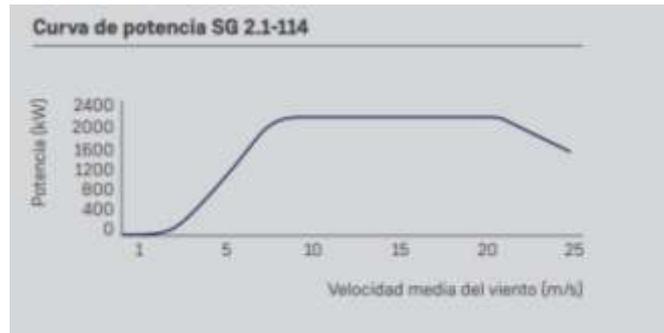


Figura 42. Curva de potencia de aerogenerador SG 2.1-114

Sin embargo aún no se ha tenido en cuenta el proyecto para la plataforma 5.X que Gamesa define como la nueva generación de soluciones, siendo la plataforma de nueva generación con mayor potencia unitaria del mercado.

Dentro de esta podrán encontrarse dos tipos de aerogeneradores: SG-5.8-155 y SG 5.8-170. El primero de ellos se ha descartado también desde un inicio al tratarse de un diseño para emplazamientos con viento saltos.

Las características que actualmente se conocen del modelo SG 5.8-170 son las siguientes:

SG 5.8-170			
DATOS GENERALES		TORRE	
Potencia nominal	5,8 MW	Altura	100, 115, 135, 165m
Clase de viento	bajos y medios		
Control	Pitch y velocidad variable		
ROTOR		TECNOLOGÍA GEARED	
Diámetro	170m	Primer prototipo:	
Área de barrido	22692 m ²	Segunda mitad de 2020	

Figura 43. Características de aerogenerador SG 5.8-170

Como inconveniente para el estudio cabe decir que no existe aún ninguna publicación por parte de Siemens Gamesa de la curva de potencia del aerogenerador SG 5.8-170.

Por otro lado, Siemens Gamesa utiliza las siguientes palabras para definir su futuro nuevo producto:

- La configuración de modos de potencia flexible, personalizados y totalmente adaptados a las necesidades de cada emplazamiento.

- Un amplio catálogo de torres con múltiples tecnologías disponibles y la capacidad adicional de realizar diseños específicos de proyecto.
- La utilización de estrategias de control avanzadas que posibilitan una reducción inteligente de cargas, así como una mayor aplicabilidad de la plataforma Siemens Gamesa 5.X en distintas condiciones de viento.
- Una estructura modular y optimizada para las condiciones locales de transporte y construcción.
- Un diseño orientado a la mantenibilidad, con soluciones avanzadas de diagnóstico y operación remota, así como la capacidad de ejecutar el reemplazo de componentes principales sin necesidad de grúa.
- La disponibilidad de soluciones opcionales de producto para cubrir todo tipo de requisitos de mercado

A pesar de ser una información interesante, no supone una diferencia de gran relevancia respecto a la plataforma 2.X. Por todas estas razones, se estudiarán ambas alternativas, la de diseñar el parque eólico con aerogeneradores SG 2.1-114 (A) y con aerogeneradores SG 5.8-170 (B). Siempre teniendo en cuenta que para que la alternativa elegida sea la segunda deberá contar con una ventaja muy superior y clara, ya que al ser en estos momentos un producto en proceso de desarrollo, esto dificultaría los estudios, ralentizaría el proceso y supondría una mayor exposición a riesgos durante este. No obstante en caso de contar con una ventaja clara y obtener un beneficio muy superior al obtenido con el SG 1,2-114 se intentará llevar a cabo el diseño del parque con este nuevo aerogenerador.

1.8.3.2.2 ELECCIÓN ENTRE LAS DOS ALTERNATIVAS FINALES. DISEÑO DEL PARQUE

1.8.3.2.2.1 PLANTEAMIENTO

Se intentará optimizar el diseño en cada caso para elegir así el más adecuado para el emplazamiento, ya que al tener distintas dimensiones no podrán repartirse de la misma manera y la cantidad de aerogeneradores que podrá instalarse en cada caso será diferente.

Se comenzará recordando la forma del lugar en que se instalará el parque junto con los puntos cardinales. La razón es sencilla: la manera en que colocar los aerogeneradores se decide básicamente teniendo en cuenta la distancia que deben tener entre ellos en dos direcciones: en la dirección del viento y en la opuesta a la dirección de este.

Se recordará también, por lo tanto, que las direcciones dominantes del viento en dicho desplazamiento son dos, con una frecuencia muy elevada en ambos casos, pero justamente se trata de direcciones opuestas: sudoeste y noreste. Por lo tanto esto será de gran ayuda a la hora de realizar el diseño, ya que las filas y columnas estarán colocadas de forma óptima para cualquiera de las dos direcciones dominantes, y esto ocurrirá en un porcentaje muy elevado de horas. Por todo ello se ha decidido distribuir los aerogeneradores de una forma regular en dirección del viento y en perpendicular a este, es decir, siguiendo la cuadrícula, únicamente haciendo falta un giro de 180° del eje vertical para poder aprovechar ambos vientos

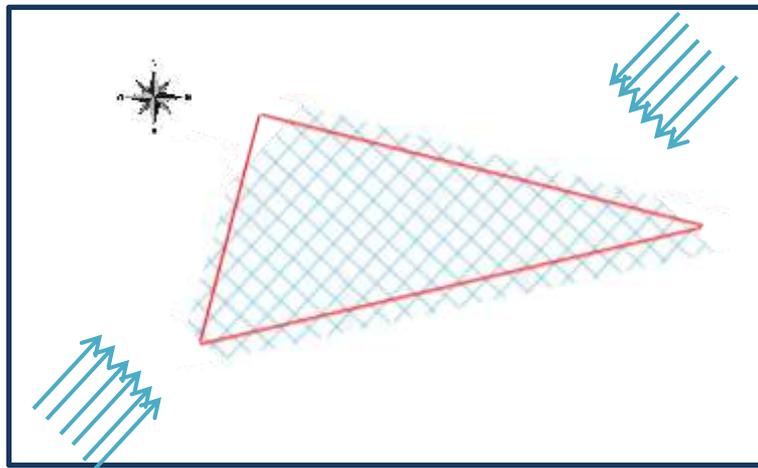


Figura 44. Esquema del emplazamiento. Dirección de viento. Dirección de filas y columnas de los aerogeneradores

Para medir la distancia entre aerogeneradores suele utilizarse como unidad de medida el diámetro de rotor y como norma general esta separación es mayor en la dirección del viento que en la perpendicular. El interrogante viene a la hora de elegir cuántos rotores de distancia se dejarán, ya que no existe una norma exacta para ello.

Por ejemplo en el estudio "Diseño de una Central de Generación Eólica de 20 MW" de Óscar Alexis Monzón Alejandro (Cátedra Endesa Red) se fija el límite de ocho diámetros en el sentido del viento y de dos en el perpendicular a este.

El Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº 12 "Plantas eólicas" (empresa AAB) ubica los aerogeneradores a una distancia parecida: de 8 a 12 diámetros en la dirección del viento y de 2 a 4 en la perpendicular a él.

Por otro lado existen expertos como Charles Meneveau, investigador de Dinámica de Fluidos en la Universidad John Hopkins, y Johan Meyers de la Universidad de Lovaina en Bélgica, desarrollaron un modelo de simulaciones con el objetivo de calcular expresamente el espacio

óptimo entre turbinas. La conclusión obtenida es que la distancia óptima para un aprovechamiento realmente completo sería prácticamente el doble de la habitual, con 15 rotores de distancia.

Finalmente, tomando como base los parques existentes, la distancia entre turbinas en dirección del viento suele estar entre los 6 y 9 diámetros y en la dirección perpendicular entre 3 y 5. Se ha decidido tomar dejar unas distancias aproximadas de 8 y 4 diámetros para poder una primera aproximación y se corregirán posteriormente en caso de que fuera posible disminuirla, ya que una distancia excesiva se verá reflejada en un mayor coste por MW instalado.

1.8.3.2.2.2 DISEÑOS INICIALES

Se ha realizado un borrador del posible diseño en cada uno de los dos casos, teniendo en cuenta que los aerogeneradores se distribuirán en ambos casos en filas y columnas en las direcciones paralela y perpendicular al viento, a tresbolillo, con el objetivo de reducir más la interacción entre ellos y respetando las distancias fijadas. El máximo número de caso del SG 2.1-114 ha resultado ser de 14, lo que se traduce en una instalación de 29,4 MW.

En la alternativa B el número máximo que podría ser instalado dentro del recinto sería de 7 aerogeneradores; es decir, 40,6 MW, un 38% más que en el caso anterior.

Estos dos planos-borrador han sido recogidos en el Anexo I.

1.8.3.2.2.3 ÚLTIMA COMPARATIVA Y ELECCIÓN

Al tratarse, en cuanto a la potencia, de un aumento considerable, se analizarán más en profundidad otras ventajas y desventajas que supondría la instalación del parque siguiendo la segunda alternativa para decidir si realmente compensa esta inversión.

Si se analiza la estética, no existen grandes diferencias entre ambas alternativas, ya que, a pesar de que el SG 5.8-170 disponga de un rotor mucho mayor y una altura también superior, las máquinas más grandes tienen una velocidad de giro más baja; es decir, acabarían llamando la atención de una manera parecida en un paisaje.

Entrando en mayores diferencias, por un lado, si se tienen en cuenta los costes, hay muchos factores que apenas dependen del tamaño del aerogenerador. Este es el caso de las cimentaciones, la construcción de carreteras, la conexión posterior a la red eléctrica, la parte electrónica de la turbina, etc. En consecuencia, un mayor tamaño de turbina supondría en este caso un menor coste por MW instalado, una ventaja a tener en cuenta.

Además, los aerogeneradores de gran tamaño resultan interesantes cuando es difícil encontrar un emplazamiento para instalar una gran cantidad de turbinas de menor potencia, lo que podría ser también un factor importante para analizar. Sin embargo, este no es el caso, ya que el espacio ocupado sería el mismo en ambos situaciones.

Por otra parte, también es conveniente tener en cuenta que la red eléctrica local podría ser débil para manipular la producción de energía en cantidades tan grandes. El emplazamiento elegido no se encuentra cercano a ciudades de gran densidad de población, por lo que no se tratará de una red fuerte. Si se analizan las centrales de producción que existen a su alrededor, en los mapas que ofrece la REE (Red Eléctrica Española) se encontrará que la más grande no supera los 20 MW, por lo que la instalación de una potencia muy superior podría causar problemas.



Figura 46. Instalación de producción eléctrica alrededor del emplazamiento(REE)



Figura 45. Instalación de mayor potencia alrededor del emplazamiento (REE)

En la red eléctrica de salida de un parque eólico compuesto por varias máquinas más pequeñas habrá menos fluctuaciones.

Por último, el riesgo al que será expuesto el proyecto estará mucho más concentrado con la instalación de un parque con menos turbinas de mayor potencia. Una instalación con un mayor número de turbinas disminuiría en gran cantidad las consecuencias que pudiera causar el fallo temporal de una máquina. En el caso de la alternativa A, el fallo en un aerogenerador supondría una disminución del 7% en la producción y un arreglo mucho más rápido y eficaz debido a la gran extensión y experiencia de este modelo. En el caso de que un aerogenerador de la segunda alternativa fallara, la disminución subiría a un 14%. Además, dado que sería uno de los primeros parques en introducirlo, es muy posible que el arreglo llevara más tiempo y causara más problemas, por lo que las horas de cese serían mayores.

En relación a estos riesgos, cabe recordar también que el modelo SG 5.8-170 se encuentra aún en desarrollo y que todavía queda más de un año para que el primer prototipo salga a la luz, por lo que el riesgo en este caso sería aún mayor. Se estará creando el proyecto desde la hipótesis de que su funcionamiento será exitoso desde el primer momento y que la puesta en marcha del proyecto no se retrasará o cancelará.

Por todo lo explicado y por la situación actual en que se encuentran la empresa Siemens Gamesa y sus productos, se ha decidido optar por la alternativa A, ya que el posible aumento del 38% no compensarían el resto de inconvenientes. A pesar de eso, no se descarta para futuros proyectos, puesto que resulta ser un producto de gran interés debido a su alta potencia sin necesidad de grandes velocidades de viento.

El proyecto elegido, por tanto, con una potencia actual instalada de 38 MW en la Comunidad Autónoma de Cantabria, supondrá un aumento del 77% de la energía eólica. Un paso de gran importancia.

1.8.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DESTACADAS DEL AEROGENERADOR ELEGIDO

A continuación se han recogido directamente del catálogo las características y tecnologías que diferencian a este aerogenerador de otros del mercado y la empresa Siemens Gamesa las define con las siguientes palabras:

- **Tecnología geared de confianza:** Nuestra oferta onshore se centra en la tecnología geared (término que hace referencia a su modo de transmisión por engranajes) , aspecto en el que contamos con una dilatada experiencia y conocimientos exhaustivos. Los puntos fuertes de las turbinas de Siemens Gamesa son: fiabilidad, resistencia y un diseño modular y flexible, para conseguir una adaptación y maximización excelentes de

la producción en cualquier emplazamiento y con todas las condiciones de viento.

- **DinoTails® Next Generation:** Como un extra aerodinámico de las palas, DinoTails® Next Generation es una solución tecnológica de vanguardia que mejora el efecto del borde serrado mediante la incorporación de finos peines entre los dientes. Esta tecnología de reducción de ruidos puntera nos permite crear valor para nuestros clientes al maximizar la producción anual de energía y reduce el coste de la energía en emplazamientos con restricciones de ruido.

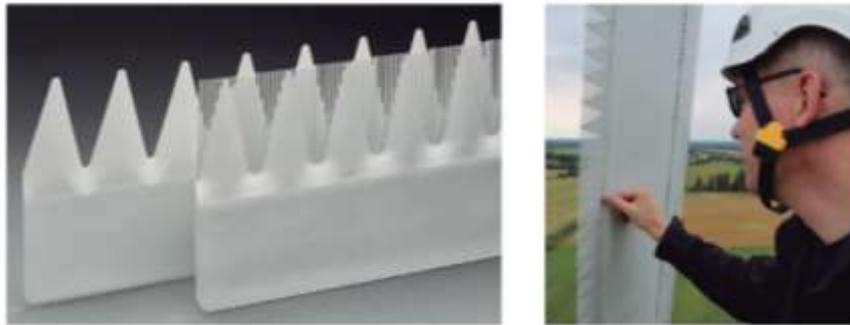


Figura 47. Tecnología de las palas DinoTails® Next Generation (Siemens Gamesa)

- Esta turbina está equipada con palas de fibra de vidrio reforzada con resina de epoxy o poliéster. Además de emplear un perfil aerodinámico de última generación, somos capaces de fabricar palas más ligeras y fuertes, y que mejoran el comportamiento aerodinámico gracias a una transmisión de cargas menor al resto de componentes.
- **Servicios de diagnóstico remoto:** Los sensores de las turbinas transfieren datos constantemente a nuestros centros de diagnóstico. Esto posibilita una detección temprana de anomalías y previene posibles errores. Al analizar patrones de vibración, podemos optimizar su plan de servicio y anticipar las medidas necesarias antes de que se produzcan daños graves.

1.9. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA Y ELECCIÓN DE LA ALTURA DE LA TORRE

1.9.1 CÁLCULO INICIAL

Para realizar el cálculo de la energía producida se ha extraído de la curva de potencia del aerogenerador elegido la potencia producida para cada velocidad de viento y se ha multiplicado por la frecuencia en la cual ha existido tal velocidad y por el número de horas analizadas, obteniendo así una primera aproximación de la energía que se habría producido durante el periodo de tiempo analizado si hubieran estado instalados los aerogeneradores. Gracias a esto se ha hecho una aproximación de la energía media que se producirá al año. La energía producida durante esos 15 meses habría ascendido a los 14,14 GWh por cada aerogenerador, (197,97 GWh totales) es decir, aproximadamente supondría una generación de 158,37 GWh anuales totales

1.9.2 CÁLCULO A DISTINTAS ALTURAS

Para realizar los cálculos anteriores se han tomado los datos de viento a 100m de altura que habían sido logrados mediante Ventusky. Teniendo en cuenta que se trata de un aerogenerador de 114m de rotor, es decir, 57m de radio, es importante decidir qué altura se le dará a las torres de los aerogeneradores, ya que dependiendo de esto la energía cambiará. Para ello se ha realizado el mismo cálculo para las 7 alternativas que ofrece Siemens Gamesa (153m, 127m, 125m, 106m, 93m, 80m, 68m); es decir, se ha corregido la velocidad gracias a la ecuación número 3 y se ha realizado el cálculo de nuevo para las mismas frecuencias de velocidades.

El índice de rugosidad utilizado ha sido 0,06 al considerar el emplazamiento un lugar intermedio entre los correspondientes a 0,05 (prados y herbazales) y 0,07 (terrenos con arbustos) de la tabla que ofrece la IDEA, recogida en la Figura 10.

Con los cálculos realizados, se ha observado la diferencia en la energía generada y la variación a estas alturas es mínima. Desde un 97,17% en el caso de la torre de 68m hasta un 103,25% en el caso más alto, 153m, de lo logrado con una altura de 100m. Es por eso que finalmente la altura elegida será 106m, con una producción anual estimada de 160 GWh. Todo los cálculos y resultados obtenidos han sido recogidos en el Anexo II.

1.10 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El actual estudio tiene como finalidad identificar, analizar y valorar las consecuencias que el proyecto de implantación del parque eólico pudiera causar sobre el medio ambiente. Para ello se evaluarán los efectos en todas las fases del proyecto.

1.10.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para comenzar, es preciso realizar una breve descripción de las características que posee el emplazamiento.

1.10.1.1 FAUNA Y FLORA

Con el fin de conseguir un mejor análisis de los efectos causados en la fauna y flora es preciso realizar un listado de las especies que conviven cerca del emplazamiento elegido. Se ha obtenido la correspondiente información de “*Cantabria 102 municipios*” ofrecida por el Gobierno de Cantabria y se ha recogido la información de las tres zonas que rodean en emplazamiento elegido pertenecientes a la comarca de Campoo: Valdeolea, Campoo de Enmedio y Hermandad de Campoo de Suso.



Figura 48. Mapa de Campoo. Municipios alrededor del emplazamiento (*Cantabria 102 municipios*)

FLORA

Al tratarse de un lugar de transición entre ambientes atlántico y mediterráneo, cuenta en su alrededor con praderías ricas en varias especies de orquídeas y bosques de roble melojo. Son habituales también otras especies de robles como el acónito amarillo, roble alvar, robles rebollos; hayedos, cagigas, acebales, avellanos, sauces y chopos. Por otro lado, crecen en zonas más rocosas la armería, la siempreviva y la griñolera y en zonas de mayor altitud la

comunidad vegetal del llamado 'piso subalpino', dominada por matorrales como el enebro común, la brechina, los arándanos alpino y ráspero y otras muchas especies como los groselleros silvestres, denominados aquí 'gándaros', las frambuesas o las gencianas amarillas. Destacan, de manera especial además, algunos ejemplares monumentales como la 'Cajigona' de Abiada, con un tronco que ronda los 7 m de circunferencia; el nogal milenario 'El Abuelo', ubicado junto a la iglesia de Hoz de Abiada y que tiene casi 6 m de circunferencia; el tejo de La Lomba, o los tejos de Abiada, Entrambasaguas y Soto. Ninguno de estos últimos se encuentra cercano al emplazamiento por lo que no serán afectados. (Gobierno de España; El Diario Montañés (s.f.). "Cantabria 102 municipios")

FAUNA

En cuanto a especies animales, existen en algunas zonas mamíferos como el lobo, el jabalí, el tejón, el ciervo y el corzo, aunque no lo suficientemente cercanas al emplazamiento. En lo que respecta a las aves, que en el caso de los parques eólicos requieren un estudio de gran interés, pueden observarse el alimoche y el buitre leonado en los roquedos; el azor, el águila calzada y la leonada en las praderas y bosques; el camachuelo común, el pizón común, el carbonero garrapinos, el papamoscas cerrojillo, el chochín, el mosquitero común, la curruca capirotada, la lavandera común y cascadeña y el mirlo acuático en los bosques que flanquean los cursos fluviales; y la urraca, el jilguero, el acentor común, el estornino negro, el alcaudón real, el trepador azul, el mirlo, el zorzal charlo y el escribano cerillo en los melojares. Al encontrarse el emplazamiento en una zona céntrica entre varias geografías diferentes, se tendrán en cuenta todas ellas. Así mismo, en los ríos próximos abundan el cangrejo señal (cangrejo americano) y las culebras de agua, pero los más cercanos, el Izarilla, el Marlantes y el Camesa, se encuentran a más de 3,5 km. En los bosques y peñas de la Hermandad de Campoo de Suso se refugian diversas especies de animales, sobre todo rebecos, ciervos, venados o buitres leonados, y algunas de ellas en peligro de extinción, como el urogallo, el oso pardo o el lobo, pero estas se encuentran lejanas al emplazamiento.

Además de la cigüeña, otras especies emblemáticas, como el pato colorado, el somormujo lavanco, el ánade friso o la garza real, entre otras, constituyen la avifauna que sobrevuela la cola del pantano del Ebro, cerca del barrio de Villafría, en Retortillo. Este embalse es hábitat de una gran variedad de especies, puesto que supone una zona óptima para la invernada de aves acuáticas migradoras del norte, por lo que se ha prestado especial atención en este lugar y su fauna. A pesar de ello, el pantano del Ebro está situado a 15 km del emplazamiento; siendo de gran riqueza y formando un hábitat muy diferente a los de su alrededor, las especies anteriormente mencionadas se encuentran muy concentradas alrededor de sus aguas. 15 km

resulta, por tanto, una distancia suficiente. (Gobierno de España; El Diario Montañés (s.f.). “*Cantabria 102 municipios*”)

1.10.1.2 .CLIMA

El emplazamiento se encuentra en la denominada comarca de Campoo-Los Valles. Se trata de una zona de transición entre los climas oceánico y mediterráneo continental de la Península Ibérica con algunos componentes de clima de montaña debido a la altitud de la comarca.

Al estar influenciado por ambos climas, se corresponde principalmente con un clima frío y húmedo, en el que sobresalen unos largos inviernos especialmente fríos con grandes nevadas y heladas nocturnas y veranos no excesivamente calurosos (por debajo de los 30°C) por el día y bastante frescos por la noche (hasta 10°C).

El emplazamiento elegido se encuentra concretamente al comienzo del valle de Valdeolea, un lugar más influenciado por la zona mediterránea en este caso.

En lo que respecta a las precipitaciones, aun siendo elevadas, son menores que en la zona costera de la Comunidad. Al encontrarse rodeado de montañas, las precipitaciones suelen concentrarse en zonas más altas. En invierno es frecuente la nieve o aguanieve (Gobierno de España; El Diario Montañés (s.f.). “*Cantabria 102 municipios*”)

1.10.1.3 COMPOSICIÓN DEL SUELO

En lo que respecta a la composición del suelo, se ha realizado una ampliación del mapa geológico de Cantabria en el emplazamiento seleccionado. Si se analizan en la leyenda del mapa los colores, números y símbolos que se encuentran alrededor, fácilmente se observa que no se trata de ningún tipo de suelo que pudiera suponer problemas a la hora de instalar el parque. En cuanto a materiales predominarán areniscas, conglomerados y lutitas, con algunos niveles de vulcanita. Se trata de unos materiales idóneos para la construcción, ya que además de no tratarse de unos materiales especiales, protegidos o de difícil tratado, su dureza facilita mucho la cimentación y el sustrato al que sustentarse se encuentra a poca profundidad, reduciendo los costes en la cimentación.

También es necesario tener en cuenta que se encuentra entre dos zonas denominadas depósitos de ladera: *“acumulación de material transportado y depositado en una ladera, por la acción predominante de la gravedad como producto final de movimientos de masa. Normalmente estos depósitos están formados por una matriz de limo que encierra gravas, cantos y bloques de roca en su interior. Los depósitos de ladera son conocidos también como depósitos gravitacionales”* H.P. Fabián (2011), Geotecnia, diccionario básico Esto podría

dificultar un poco el proyecto; pero si se observa la forma que dibujan ambos suelos, van acordes a la forma del emplazamiento seleccionado, por lo que no será necesario construir sobre estos, y en consecuencia ningún tipo de tratado especial del suelo

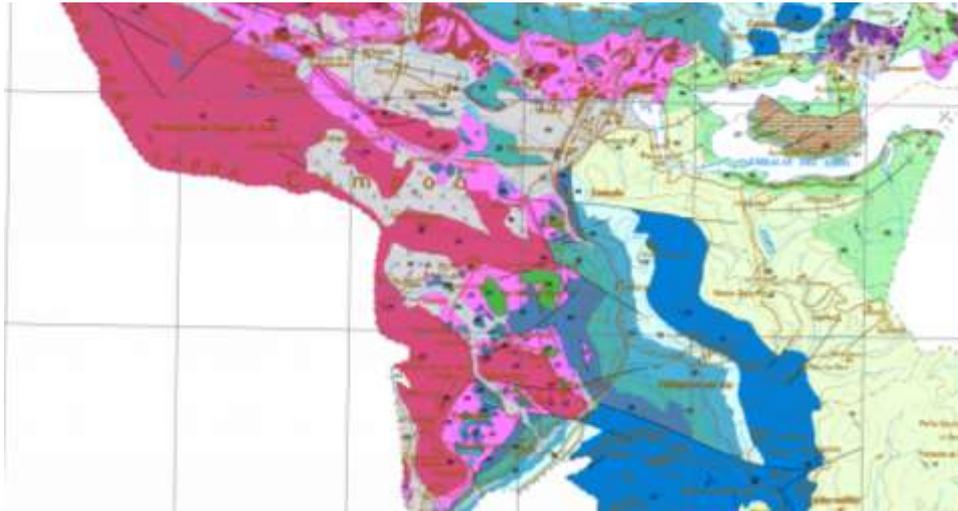


Figura 49. Mapa geológico de Cantabria (Instituto Geológico y Minero de España)

1.10.1.4 SOCIOECONOMÍA

En este apartado cabe destacar la importancia del sector primario, tanto en agricultura como en ganadería que existe alrededor del emplazamiento; factor que será necesario tener en cuenta debido a la ocupación de las tierras.

Mientras que en Cantabria, en su totalidad, apenas un 6% de su población se dedica a este sector, este valor asciende en las dos localidades con las que limita el emplazamiento Hermandad de Campoo de Suso y Valdeola llegando a 16% y 34% respectivamente. (Gobierno de España; El Diario Montañés (s.f.). “Cantabria 102 municipios”)

1.10.2 IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES PELIGROS

Tras esta descripción del lugar elegido, en un principio se ha decidido identificar directamente las consecuencias que podrían ser originados durante las tres fases. Estas son las principales:

FASE DE CONSTRUCCIÓN

- Emisiones de gases y partículas en suspensión por parte de la maquinaria utilizada durante la obra.
- Aumento del nivel de ruido producido por la obra.
- Posibles movimientos de tierras y acondicionamiento en el emplazamiento.
- Vertidos accidentales y su consecuente contaminación de tierras y/o aguas.
- Eliminación de la vegetación por la ocupación del parque eólico.
- Disminución superficial del terreno originalmente parte del hábitat de distintas especies.
- Cambios en la accesibilidad a la zona: construcción y ampliación de vías de acceso, zonas para el transporte y montaje de los aerogeneradores...
- Aumento de tráfico durante este periodo de tiempo.
- Molestia de especies por difícil convivencia con personas y/o maquinaria.
- Afección al paisaje producida por la construcción del parque.
- Afección a recursos agrícolas.
- Afección a recursos ganaderos.
- Demanda de mano de obra durante esta fase (corto plazo); creación de actividades económicas.

FASE DE EXPLOTACIÓN

- Reducción notable en las emisiones de CO₂ y debido al considerable aumento de porcentaje de energías renovables utilizadas.
- Creación de puestos de trabajo a largo plazo y ahorro en combustibles fósiles.
- Contaminación del suelo, aguas, y/o aguas subterráneas por posibles fugas accidentales.
- Incremento notable del ruido en los lugares próximos al emplazamiento. Molestias a la población cercana y a la fauna.

- Posibles colisiones o interferencias de la avifauna con los aerogeneradores: aves, murciélagos...
- Impacto visual a causa de la presencia de 14 aerogeneradores de tamaño considerable.
- Posibles interferencias en distintas señales: televisión, radio, radares...

FASE DE ABANDONO

- Contaminación del suelo, aguas, y/o aguas subterráneas por posibles fugas accidentales.
- Exceso de ruido durante esta fase
- Posible afección a la fauna por difícil convivencia con personas y/o maquinaria
- Capacidad de recuperación, hábitat, vegetación del terreno anteriormente ocupado por el parque. Reutilización del terreno.
- Problemas causados por el derribo de obras civiles: nuevos posibles movimientos de tierra, afecciones a recursos ganaderos o agrícolas...
- Nuevo cambio de hábitat para especies ya acostumbradas a las anteriores condiciones.
- Modificación de accesibilidad a la zona: vías de acceso, zonas para el transporte y desmontaje de los aerogeneradores...
- Necesidad de mano de obra corto plazo.
- Disminución de puestos de trabajo a largo plazo.

1.10.3 OBTENCIÓN DE LA MATRIZ DE LEOPOLD PARA EVALUACIÓN AMBIENTAL

1.10.3.1 DEFINICIÓN DE ACCIONES

Para una mejor evaluación, y sobre todo, cuantificación de los resultados obtenidos, se ha decidido construir una matriz de Leopold; método utilizado para identificar el impacto inicial de un proyecto en un entorno natural; para la cual es necesario, primero, definir en cada fase las acciones que se llevarán a cabo.

FASE DE CONSTRUCCIÓN:

- Movimientos de tierras de la zona.
- Apertura y ampliación de vías de acceso.

- Compactación del terreno.
- Instalación de la infraestructura eléctrica.
- Cimentación.
- Transporte de los aerogeneradores.
- Montaje de aerogeneradores..

FASE DE FUNCIONAMIENTO:

- Funcionamiento de los aerogeneradores.
- Mantenimiento de la instalación.
- Supervisión de la instalación.
- Transportes asociados al mantenimiento y supervisión
- Presencia (visual) de los aerogeneradores.
- Reducción en la emisión de CO₂ y otros gases de Efecto Invernadero.

FASE DE ABANDONO:

- Desarme de equipos.
- Movimiento de tierras.
- Emisiones de gases de escape de maquinaria.
- Derribo de obras civiles.
- Rehabilitación de la zona para la reutilización del terreno.

1.10.3.2 SELECCIÓN DE FACTORES AFECTADOS. MEDIOS

A continuación se recogerán los factores que se verán afectados en consecuencia a las acciones anteriormente mencionadas. Para ello, de la matriz de Leopold original, que contiene un total de 88 efectos, se han seleccionado los siguientes, recogidos en (*Gómez Orea, Domingo y Gómez Villarino M^a, Teresa (2013). Modificado de Evaluación de Impacto Ambiental*)

MEDIO INERTE (CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS)

- Atmósfera
 - Calidad
 - Ruido
 - Clima

- Agua
 - Superficial
 - Subterránea
- Tierra-suelo-subsuelo
 - Calidad/contaminación
 - Efectos en la geomorfología

MEDIO BIOLÓGICO

- Flora
 - Árboles, arbustos, hierbas
 - Especies protegidas
- Fauna
 - Hábitat
 - Especies protegidas y/o en peligro
 - Aves

MEDIO PERCEPTUAL

- Incidencia visual

MEDIO CULTURAL

- Usos del territorio
 - Pastos, agricultura, ganadería
 - Espacios abiertos y salvajes

MEDIO SOCIOECONÓMICO

- Empleo

1.10.3.3 SELECCIÓN DE CRITERIOS UTILIZADOS Y PONDERACIÓN

Una vez han sido identificados todas las acciones y factores que pueden verse afectados, se ha realizado una matriz de importancias con el objetivo de conseguir una relación cualitativa-cuantitativa. Para ello, a continuación se han definido los criterios que se utilizarán para evaluar las acciones, seleccionadas también del mismo libro (Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez Villarino, 2013) y en la tabla posterior han sido recogidos sus correspondientes valores.

- Signo: hace referencia al carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) de la acción.
- Intensidad: indica el nivel de incidencia del efecto producido por la acción.

- Persistencia: muestra el tiempo que se intuye durará el efecto, podrá ser temporal o permanente.
- Acumulación: el efecto será *simple* cuando se trate de componente sin más efectos repercusivos. En cambio será *acumulativo* cuando su gravedad aumente al prolongarse la acción que lo genera.
- Recuperabilidad: señala si el efecto puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural y/o humana.
- Extensión: se refiere al área de influencia del impacto.

Tabla 5. Criterios a evaluar y ponderación utilizada

NATURALEZA	Beneficioso	+
	Perjudicial	-
	Intermedio	X
INTENSIDAD	Baja	1
	Media	2
	Alta	3
PERSISTENCIA	Fugaz	1
	Temporal	2
	Permanente	3
ACUMULACIÓN	Simple	1
	Acumulativo	3
RECUPERABILIDAD	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
EXTENSIÓN	Puntual	1
	Parcial	2
	Extenso	3

1.10.3.4 EVALUACIÓN. MATRIZ DE LEOPOLD NORMALIZADA

Para evaluar cada impacto se calculará el sumatorio del valor de cada factor. Al valor obtenido se le denominará índice de incidencia (I). Y para estandarizar los valores e introducirlos en la matriz de Leopold se hará lo siguiente:

$$I_{estandarizada} = \frac{I - I_{min}}{I_{max} - I_{min}}$$

Ecuación 9. I estandarizada

Donde I_{min} será el valor obtenido al sumar el valor menor de cada factor, 5. I_{max} , por otro lado, será el valor obtenido tras sumar todos los valores mayores de cada factor, 15.

El análisis realizado se ha recogido en la siguiente matriz. Gracias a ella se observa la importancia de cada acción o peligro hipotético sobre el factor concreto. Se han representado en verde aquellas que son positivas y en tonos rojizos las negativas. Dentro de estos, se han clasificado 4 tonos representando distintos niveles de gravedad.

0-0,3	compatible
0,3-0,5	moderado
0,5-0,8	severo
0,8-1	crítico
	beneficioso

Figura 50. Leyenda utilizada

		FASE DE CONSTRUCCIÓN						FASE DE EXPLOTACIÓN						FASE DE DESARME							
		Movimientos de tierras de la zona	Apertura y ampliación de vías de acceso	Compactación del terreno	Instalación de la infraestructura eléctrica	Cimentación	Transporte de los aerogeneradores	Montaje de aerogeneradores	Funcionamiento de los aerogeneradores	Mantenimiento de la instalación	Supervisión de la instalación	Transportes asociados al mantenimiento y supervisión	Presencia (visual) de los aerogeneradores	Reducción en la emisión de CO2 y otros gases de EI	Desarme de equipos	Movimiento de tierras	Emissiones de gases de escape de maquinaria	Derribo de obras civiles	Rehabilitación de la zona para la reutilización del terreno	Σ	
MEDIO INERTE (CARACTERÍSTICAS FÍSICAS/ QUÍMICAS)	ATMÓSFERA	CALIDAD	0,071	0,200			0,014	0,286	0,071		0,143		0,286		1,000	0,071	0,071	0,714	0,071	0,000	-1,000
		RUIDO	0,286	0,286	0,071	0,071	0,014	0,071	0,471	0,571	0,429	0,429	0,071		0,000	0,500	0,286	0,143	0,429	0,086	-4,129
	AGUA	SUPERFICIAL	0,071	0,286			0,043		0,143		0,286				0,714	0,200		0,429	0,143	0,429	-0,457
		SUBTERRÁNEA	0,143	0,286					0,143		0,286				0,714	0,143	0,143	0,429	0,143	0,000	-1,000
	TIERRA-SUELO-SUBSUELO	CALIDAD/ CONTAMINACIÓN	0,429	0,029	0,286	0,143			0,429		0,286			0,143	0,714	0,036	0,464	0,429	0,429	0,571	-1,814
		EFFECTOS EN LA GEOMORFOLOGÍA	0,786	0,429	0,286	0,143			0,143		0,286			0,714	0,000	0,143	0,786		0,143	0,714	-3,143
MEDIO BIOLÓGICO	FLORA	ÁRBOLES, ARBUSTOS, HIERBAS	0,286	0,429	0,143	0,286	0,071		0,114	0,286	0,114		0,071	0,143	0,429	0,071	0,286	0,071	0,071	0,286	-1,729
		ESPECIES PROTEGIDAS	0,286	0,464	0,143	0,429	0,071		0,114	0,286	0,114		0,071	0,143	0,429	0,071	0,286	0,071	0,071	0,286	-1,907
	FAUNA	HÁBITAT	0,429	0,643	0,143	0,286	0,100		0,143	0,571	0,100			0,471	0,571	0,043	0,429	0,029	0,029	0,286	-2,557
		ESPECIES PROTEGIDAS Y/O EN PELIGRO	0,457	0,643		0,286	0,100		0,143	0,571	0,100			0,429	0,571	0,043	0,429	0,029	0,029	0,286	-2,400
		AVES				0,429			0,029	0,714				0,571	0,714			0,014	0,014	0,286	-0,771
MEDIO PERCEPTUAL	INCIDENCIA VISUAL		0,571	0,571		0,286			0,143	0,714	0,143		0,714		0,043	0,571		0,071	0,571	-3,257	
MEDIO CULTURAL	USOS DEL TERRITORIO	PASTOS, AGRICULTURA, GANADERÍA		0,014	0,143		0,143											0,057		-0,357	
		ESPACIOS ABIERTOS Y SALVAJES		0,029	0,086		0,286		0,029										0,143		-0,571
MEDIO SOCIOECONÓMICO	EMPLEO		0,143	0,286		0,571	0,143	0,429	0,571	0,071	0,714	0,714	0,286	0,000	0,000	0,429	0,143	0,143	0,429	0,429	5,500
		Σ	-3,671	-4,021	-1,300	-1,786	-0,700	0,071	-1,543	-3,643	-1,571	0,286	-0,214	-3,329	5,857	-0,936	-3,607	-2,214	-1,414	4,057	

Figura 51. Matriz de Leopold

1.10.4 MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS

Después de realizar la matriz y analizar la valoración obtenida de los impactos, y teniendo en cuenta también las consecuencias que se identificaron a priori, se ha procedido a definir las medidas necesarias para aquellos factores en los que se haya obtenido un resultado significativo.

La prioridad siempre será prevenir, es decir, modificar desde el diseño todo aquello que disminuya la probabilidad de que uno de los peligros ocurra o que minimice su efecto. Además, se tomarán también medidas correctoras, para que en caso de que las anteriores no fueran suficientes y el efecto ocurriera de todas formas, este sea revertido.

MEDIO INERTE

Los factores más afectados dentro del medio inerte coinciden en las tres fases. Se trata del ruido generado y de la afección del parque al suelo del emplazamiento.

En lo que respecta al confort sonoro, aparte de haber seleccionado un aerogenerador de tecnología moderna que promete un menor impacto sonoro, se realizarán mediciones en todas las zonas de uso público cercanas para asegurarse de que en ningún momento se supera el umbral establecido. Además durante la construcción y desarme del parque se cuidará que la maquinaria haga el menor ruido posible intercediendo lo mínimo tanto en personas como en especies animales cercanas al parque

Para proteger el suelo, se cuidará el movimiento de tierras minimizándolo en la medida de lo posible, aprovechando los caminos existentes anteriormente cuando existan. Por otro lado se estudiará con precisión la construcción y rutas de vías de acceso y de transporte, siempre buscando el menor impacto y los suelos más firmes. Se controlará cualquier posible residuo que pudiera generarse en todo momento habiendo personas encargadas de ello.

MEDIO BIOLÓGICO

El medio biológico se ve afectado básicamente durante el funcionamiento del parque, siendo el hábitat de la fauna el más alterado. Además también deberá tenerse cuidado tanto con la flora como con la fauna en la apertura de las vías de acceso.

En lo que respecta a la flora, se buscará siempre la menor afección y sobretodo la menor destrucción posible a la hora de construir el parque. Durante su funcionamiento los

aerogeneradores apenas tendrán efecto sobre esta; y por último, se establecerá un plan de recuperación de la superficie para la fase de cese del parque.

Para la prevención de los efectos sobre la fauna y su hábitat, se realizará un estudio más preciso sobre los hábitos de las especies que conviven cerca del emplazamiento con el objetivo de respetarlos siempre que sea posible. Se tendrá en cuenta también a la hora del diseño que la fauna tenga espacios amplios y libres para que el efecto del parque sobre esta durante sus años de funcionamiento sea el menor posible.

En el caso concreto de las aves, se estudiarán los periodos de migración y se tendrán en cuenta para el funcionamiento de los aerogeneradores. Por otro lado, se llevará un control de las aves de la zona y sobre todo de las especies protegidas. Se estudiará también la posibilidad de instalar tecnologías salva-aves en caso de que se considerase necesario.

MEDIO PERCEPTUAL

Uno de los principales problemas que generan los parques eólicos viene dado por su impacto visual. En cuanto al tamaño, la elección del aerogenerador entre las dos alternativas que se planteaban ha resultado ser beneficiosa en este aspecto, tratándose de máquinas de un tamaño considerablemente menor. No obstante se acordará con la empresa pintar los aerogeneradores para mimetizarlos en la medida de lo posible con el entorno.

MEDIO CULTURAL

La afección del parque en el medio cultural es mínima y casi inexistente durante su periodo de funcionamiento. La tierra de alrededor podrá recuperar su uso en cuanto las obras sean finalizadas.

MEDIO SOCIOECONÓMICO

El efecto que tendría la instalación del parque eólico en la socioeconomía sería puramente beneficioso. Además de mejorar la calidad de vida de la población cercana sustituyendo fuentes de energía fósiles por la eólica, otra de sus mayores ventajas será un aumento significativo en la generación de empleo. Este además, se verá reflejado en muchos puestos diferentes, siendo necesaria gente para el diseño, construcción, supervisión, mantenimiento, control, red eléctrica, etc. Eso resultaría muy positivo para un incremento en la población al tratarse de una zona con una densidad de población muy pequeña en la actualidad.

2. METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

2.1 DESCRIPCIÓN DE TAREAS, FASES Y PROCEDIMIENTOS

Para llevar a cabo la planificación del proyecto se ha dividido este en ocho fases distintas

- A- Estudios previos
- B- Selección del emplazamiento.
- C- Análisis del recurso eólico y caracterización de la zona.
- D- Elección del aerogenerador y diseño del parque.
- E- Cálculo de la energía anual producida.
- F- Estudio de Impacto Ambiental
- G- Aspectos económicos
- H- Redacción memoria escrita

La primera tarea consiste en realizar un análisis teórico del estado actual en que se encuentra la energía eólica, así como la evolución que ha tenido hasta la actualidad. Además es necesario determinar la justificación y contexto exactos en que se desarrollará el proyecto.

Para la siguiente fase han sido necesarias distintas herramientas, propias y externas. Se trata de una tarea costosa, ya que será necesario un estudio complejo de la situación eólica de todas las CCAA de España. Este estudio recoge una comparativa del potencial eólico con el que cuenta cada zona, el porcentaje de superficie aprovechable, la instalación que tiene cada una actualmente, la determinación del grado de explotación en el que se encuentran, etc. Tras esto y teniendo en cuenta también la complejidad de los terrenos, es posible llevar a cabo la selección final.

La caracterización y en análisis del recurso consta también de un proceso trabajoso. Gracias al análisis de la velocidad del viento y su dirección durante un periodo de tiempo de 15 meses en dos momentos de cada día, es posible determinar las direcciones dominantes, sus velocidades medias, máximas, mínimas, tendencias, rosa de los vientos, curva de velocidades, distribución de Weibull, etc. y tener un conocimiento profundo del recurso disponible para el aprovechamiento.

Para la selección del aerogenerador y diseño del parque se plantean varias opciones y alternativas. Posteriormente comparando las características de cada una de ellas y las del emplazamiento, y analizando también los beneficios, inconvenientes, riesgos, etc. se da con la elección final.

La fase E es una consecuencia directa de las previas. Una vez calculadas y seleccionadas todas las herramientas necesarias, es posible realizar una estimación de la energía que producirá la futura instalación eólica anualmente..

Esta fase, aun siendo menos costosa, resulta de gran relevancia, ya que junto con la siguiente, determinará la ejecución real del proyecto. Se definen todas las acciones a realizar durante la instalación, explotación y desmantelamiento del parque; posteriormente se estudia el efecto que tendrá cada una de ellas en todos los medios en torno al emplazamiento. Gracias a esto, y estableciendo un orden basado en la potencialidad de cada riesgo, es posible definir unas medidas preventivas y correctoras que se tendrán en cuenta.

Para finalizar se recogerán en un presupuesto los aspectos económicos que han supuesto la realización del presente proyecto y así mismo se realiza el estudio de viabilidad económica que determinará la rentabilidad de la puesta en marcha real del parque.

La fase de redacción de la memoria escrita se ha ido dando de forma simultánea a todas las anteriores, dejando siempre constancia de todos los pasos, fases, criterios y decisiones.

2.2 DIAGRAMA DE GANTT

A continuación se han recogido en una simplificación del diagrama de Gantt del proyecto las principales fases, así como su duración estimada.

CÓDIGO	FASE	Inicio	Final
A	Estudios previos	01/04/2019	10/04/2019
B	Selección del emplazamiento.	08/04/2019	01/05/2019
C	Caracterización de la zona y análisis del recurso eólico.	01/05/2019	21/05/2019
D	Elección del aerogenerador y diseño del parque.	21/05/2019	02/06/2019
E	Cálculo de la energía anual producida.	03/06/2019	05/06/019
F	Estudio de Impacto Ambiental	05/06/2019	15/06/019
G	Aspectos económicos	16/06/2019	28/06/2019
H	Redacción memoria escrita	01/04/2019	02/07/2019

3. ASPECTOS ECONÓMICOS

Dentro de los aspectos económicos se han querido diferenciar dos apartados. Por un lado, se ha definido el presupuesto utilizado para la realización del propio proyecto, y por otro, se ha realizado el estudio de viabilidad económica que supondría la ejecución real de este, para poder determinar la posibilidad real de puesta en marcha.

3.1 PRESUPUESTO EJECUTADO

A continuación se detallará un desglose del presupuesto utilizado para llevar a cabo el presente proyecto. Este se subdivide en horas internas, amortizaciones, gastos, y subcontrataciones. Para la realización del proyecto no ha sido necesaria la subcontratación de ninguna empresa.

Tabla 6. Presupuesto ejecutado. Horas internas

HORAS INTERNAS			
Concepto	nº horas	Coste[€/h]	Total
Ingeniera junior	260	30	7.800 €
Ingeniera superior	20	50	1.000 €
SUBTOTAL			8.800 €

Tabla 7. Presupuesto ejecutado. Amortizaciones

AMORTIZACIONES				
Concepto	nº horas	Coste inicial	Vida útil (h/año)	Total
Licencia Microsoft Office	150	230 €	7000	4,93 €
Ordenador portatil	240	600 €	3000	48,00 €
SUBTOTAL				49 €

Tabla 8. Presupuesto ejecutado. Gastos

GASTOS	
Concepto	Total
Material de papelería	10 €
Traslados	60 €
Matrícula TFG	115 €
Otros gastos (luz, agua...)	20 €
SUBTOTAL	205 €

Tabla 9. Presupuesto ejecutado. Resumen

RESUMEN	
Horas internas	8.800 €
Amortizaciones	53 €
Gastos	205 €
COSTES DIRECTOS	9.058 €
Imprevistos (8%)	725 €
TOTAL	9.783 €

Como puede observarse, la gran mayoría del proyecto se ha basado básicamente el trabajo realizado manualmente por personas: investigación, lectura, cálculos, análisis, correcciones, obtención de conclusiones, etc. Es por ello que el 75% del presupuesto final lo forman los sueldos de los ingenieros.

3.2 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA EJECUCIÓN REAL DEL PROYECTO

En este apartado se llevará a cabo el estudio de viabilidad económica con el objetivo de determinar finalmente si llevar a cabo la instalación del parque eólico en la realidad resultaría rentable.

Para ello, se ha comenzado por el cálculo de un presupuesto aproximado basado en la información recogida en el PER 2011-2020. Han sido calculados los costes iniciales, costes fijos y los ingresos.

Una vez ha sido obtenido, se han recogido en una hoja de cálculo los resultados para varias hipótesis con diferentes tasas de actualización y teniendo en cuenta que la vida útil del parque será de 20 años según lo marcado en el Real Decreto para este tipo de proyecto.

Además, los parámetros se han elegido teniendo en cuenta el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, como es el caso.

3.2.1 INVERSIÓN INICIAL

Los costes iniciales recogen la inversión necesaria para la realización de las fases previas a la puesta en marcha del parque. Cabe mencionar que se trata de una aproximación en base a los porcentajes recogidos en los porcentajes del PER 2011-2010. A continuación puede observarse su desglose:

Tabla 10. Cálculos para la inversión

COSTES INICIALES		
Concepto	Total	%
Aerogeneradores	21.000.000,00 €	75%
Obra civil	1.960.000,00 €	7%
Ingeniería	1.680.000,00 €	6%
Instalación y equipos eléctricos	2.800.000,00 €	10%
Documentación	560.000,00 €	2%
TOTAL	28.000.000,00 €	
PRECIO POR KW INSTALADO [€/KW]	952.380,95 €/KW	

3.2.2 COSTES FIJOS

Los costes fijos, o costes de explotación derivan del mantenimiento de los aerogeneradores. Por lo tanto, engloban todos aquellos gastos asociados a este, como los salarios de los trabajadores cuya labor es el mantenimiento, supervisión y control, componentes de repuesto, transporte de elementos o de trabajadores, etc. El PER 2011-2020 establece un coste anual aproximado de 45.000€/MW instalado.

Por tanto, teniendo en cuenta los 29,4 MW del parque diseñado, se calcula un coste fijo anual de 1.323.000€.

3.2.3 RENTA ANUAL. INGRESOS

Los ingresos derivados de la electricidad producida se han calculado a partir de la tarifa de explotación, la cual ha sido calculada en base al Real Decreto 413/2014, en el que se definen las siguientes ecuaciones y parámetros:

$$\text{Tarifa de explotación} = \frac{\text{Retribución específica} + \text{Ingresos Producción Anual}}{\text{Energía Anual Producida}}$$

Ecuación 10

Dónde:

$$\text{Retribución Específica} = R_{inv} * \text{Potencia Instalada} + R_o * \text{Energía Anual Producida}$$

Ecuación 11

$$\text{Ingresos Producción Anual} = \text{Producción Anual} * \text{Precio mercado}$$

Ecuación 12

Los valores de R_o y R_{inv} vendrán definidos en el mismo Decreto. Se establece, por un lado, una primera clasificación en función de la fuente de energía de la instalación. En este caso el parque corresponde al grupo b.2.1: *Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica, ubicadas en tierra*. Además, se establece una clasificación de “instalaciones tipo” en función de la tecnología, la potencia instalada, la antigüedad... A cada tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos: retribución a la inversión (R_{inv}), retribución de operación (R_o), vida útil regulatoria, número de horas de funcionamiento mínimo, precio anual del mercado, y un largo etcétera. El presente proyecto corresponde al código de identificación IT-00666. Gracias a esto ha sido posible definir los siguientes valores:

- R_{inv} : 101.381 €/MW
- R_o : 0,00
- Vida útil regulatoria: 20 años.
- Coeficiente de ajuste: 0,7626
- Horas de funcionamiento máximo para la percepción de R_o :-
- Horas equivalentes de funcionamiento mínimo N_h Anual: 1.050h
- Umbral de funcionamiento U_f Anual: 630

Así, con todo esto y además un precio estimado de mercado de 41,87 €/MWh según lo establecido en artículo 22 del Real Decreto 413/2014, se ha obtenido una tarifa de explotación de 60,50 €/MWh.

3.2.4 FLUJOS DE CAJAS

Por último, se han analizado los flujos de cajas resultantes siguiendo distintas hipótesis. Además, se han calculado el Valor Actual Neto (VAN) y La Tasa de Retorno (TIR) del proyecto en base a cada situación propuesta. Es importante conocer, por tanto, el significado de cada uno de ellos, para poder sacar las conclusiones debidas.

Por un lado, el VAN indica los ingresos que generará la instalación eólica una vez superada la inversión inicial; es decir, si el resultado obtenido es negativo, nunca se recuperará dicho coste. Por otro, el TIR, supondrá el tipo de interés para el cual el VAN es nulo; es decir, cuanto mayor sea su valor más rentable será el proyecto. Gracias a estos parámetros se ha realizado la determinación de la rentabilidad del proyecto.

En resumen, es necesario obtener un VAN positivo y además un TIR elevado para obtener un buen resultado.

En el presente caso, se ha obtenido un valor de VAN del 29,68%. No obstante se han recogido los flujos de cajas y el valor acumulado para varios valores de tasa de interés (K). Los valores de TIR obtenidos para los diferentes k supuestos han sido representados en una curva a continuación.

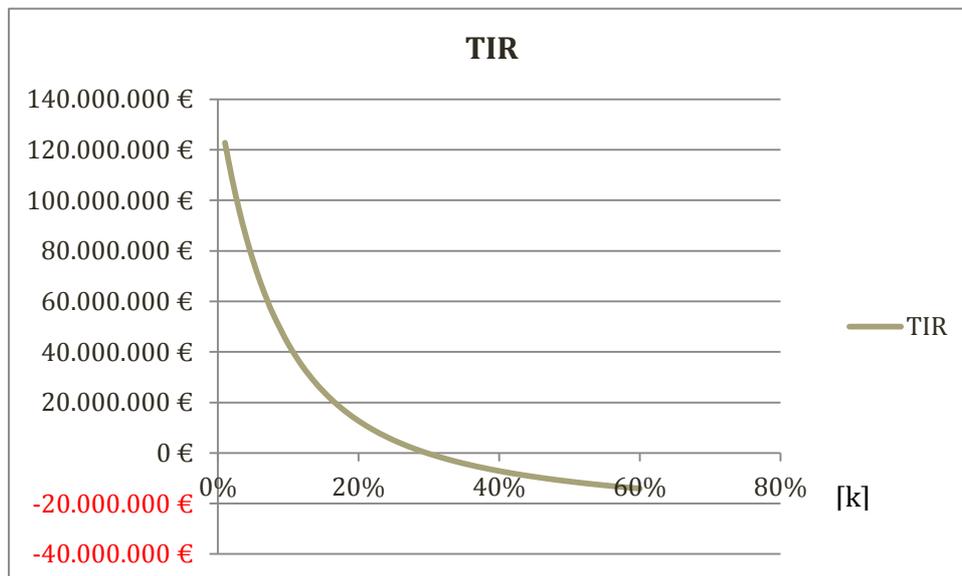


Figura 52. Curva de TIR para distintas tasas de interés

Teniendo en cuenta que en proyectos millonarios dicho valor suele encontrarse en torno al 4, 5, 6, 7%, la rentabilidad del proyecto ha resultado ser muy positiva. Suponiendo que este fuera del 5%, por ejemplo, el TIR obtenido sería 76.144.217€ tras los 20 años de vida útil del parque, y los flujos durante estos años serían los siguientes.

Tabla 11. Flujos de ganancia y acumulados para la tasa de interés elegida

k: 5%			
AÑO	GANANCIA	$\frac{1}{(1+k)^t}$	ACUMULADO
0	- 28.000.000,00 €	-28000000	- 28.000.000,00 €
1	8.356.801,40 €	7958858,48	- 20.041.141,52 €
2	8.356.801,40 €	7579865,22	- 12.461.276,31 €
3	8.356.801,40 €	7218919,25	- 5.242.357,06 €
4	8.356.801,40 €	6875161,19	1.632.804,14 €
5	8.356.801,40 €	6547772,56	8.180.576,70 €
6	8.356.801,40 €	6235973,87	14.416.550,57 €
7	8.356.801,40 €	5939022,73	20.355.573,31 €
8	8.356.801,40 €	5656212,13	26.011.785,44 €
9	8.356.801,40 €	5386868,69	31.398.654,13 €
10	8.356.801,40 €	5130351,14	36.529.005,27 €
11	8.356.801,40 €	4886048,7	41.415.053,97 €
12	8.356.801,40 €	4653379,72	46.068.433,68 €
13	8.356.801,40 €	4431790,21	50.500.223,89 €
14	8.356.801,40 €	4220752,58	54.720.976,47 €
15	8.356.801,40 €	4019764,36	58.740.740,82 €
16	8.356.801,40 €	3828347,01	62.569.087,83 €
17	8.356.801,40 €	3646044,77	66.215.132,60 €
18	8.356.801,40 €	3472423,59	69.687.556,19 €
19	8.356.801,40 €	3307070,09	72.994.626,28 €
PIR	8.356.801,40 €	343,443399	72.994.969,72 €

4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos respecto al objetivo de realizar un análisis para la implementación de un parque eólico con el fin de colaborar con los objetivos medioambientales marcados para años futuros, han permitido no solo la creación de un posible proyecto real, sino también el desarrollo de una metodología que pudiera servir de punto de partida para el nacimiento de nuevos proyectos similares.

Es importante recalcar en este caso un buen análisis de la superficie disponible. Cuando la finalidad no es abastecer una demanda concreta, sino conseguir un aumento general en la producción renovable, como es el caso, no será necesario dar con lugares con un potencial excesivamente elevado. Además, debido al incremento de parques eólicos en España en los últimos años, la explotación de estos lugares se encuentra en porcentajes muy por encima del resto, concentrando la mayoría de parques en las mismas zonas y causando, entre otros, diversos problemas sociales. En consecuencia en proyectos con esta finalidad, la selección de la zona centrará su análisis en otros aspectos como pueden ser el nivel de explotación en que se encuentra el lugar, o la superficie aprovechable relativa a la total.

Además, a pesar de la existencia de herramientas que ofrecen directamente datos estadísticos y simulaciones que caracterizan el viento del emplazamiento, el hecho de recoger “a mano” día a día estos datos y hacer los respectivos cálculos y análisis por uno mismo, dan la posibilidad de llevar a cabo un análisis más específico para el caso. Ya que, debido a ideas y dudas que van surgiendo durante el proceso al ir observando las tendencias del viento, van desarrollándose diferentes necesidades a medida que se avanza con este, y por tanto, para complacerlas, diferentes herramientas. Gracias a ello, en este caso, lo que en un inicio podía parecer un problema, al haber dos direcciones de viento de gran relevancia, se ha convertido en una ventaja tras observar sus ciclos habituales.

No obstante para la ejecución real del proyecto será necesario tener en cuenta y corregir todas las limitaciones consecuentes de este análisis manual.

Gracias a esta caracterización, además, la selección del aerogenerador resulta más sencilla, puesto que esta depende, además de la velocidad de viento, como es evidente, de la tendencia que tiene este y sus fluctuaciones. En consecuencia serán los propios autores del análisis los que conozcan el aerogenerador óptimo para su emplazamiento y hagan su elección, basándose en las características de cada uno, no dejándola en manos de la empresa de estos.

Por último, un buen análisis inicial previo a la selección del emplazamiento se traduce en un estudio final de impacto ambiental beneficioso al tenerse en cuenta previamente zonas protegidas, distancias mínimas etc.

Junto con esto, tratándose el viento de una fuente gratuita e inagotable de energía, y además encontrándose la tecnología de los aerogeneradores en un momento de maduración, el resultado del análisis económico será también positivo. En resumen, si el estudio para el proyecto se realiza siguiendo un proceso adecuado y analizando en profundidad todo lo necesario para el caso concreto, tanto el análisis de impacto ambiental como el de viabilidad económica, al igual que en el presente proyecto, no resultarán un inconveniente.

Por todo ello, puede afirmarse que el presente proyecto no solo ha logrado cubrir todos los objetivos marcados para el mismo, sino que además abre un nuevo abanico para futuros proyectos y lanza la siguiente propuesta: en lugar de buscar macro producciones que aun generando una energía mayor requieren unas condiciones más complejas para su instalación, y además coincidan en la mayoría de los casos con emplazamientos muy cercanos entre sí, buscar instalaciones de no tanto tamaño pero con estudios y análisis, tecnologías, etc. más específicos para cada uno de ellos, buscando su optimización y además la posibilidad de repartirlos más equilibradamente por diferentes lugares con el fin de mejorar la situación energética, medioambiental y social del país.

5. BIBLIOGRAFÍA

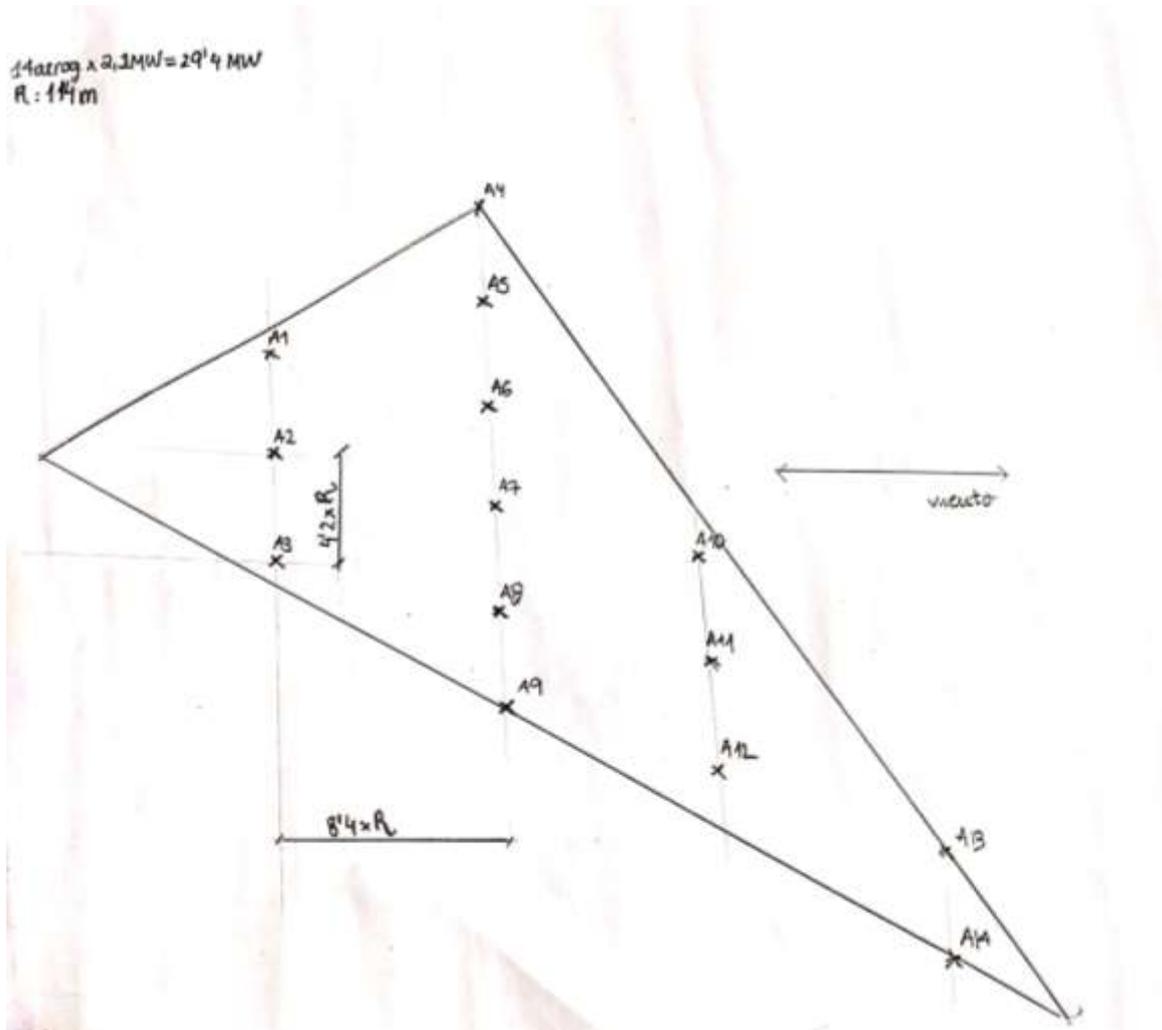
- AAB. (s.f.). *Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº 12 "Plantas eólicas"*.
- AEE. (2019). [fecha de consulta:marzo 2019]. *Normativa Autonómica.AEE*. Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/normativa/normativa-autonomica>
- AEE(AsociaciónEmpresarialEólica). (2019). [fecha de consulta:marzo 2019].Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>
- Alvarez, W. F. (2013). Simposio peruano de energía solar. Tacna, Perú.
- Betz, A. (1926). *Wind Energie*.
- (Gobierno de España; El Diario Montañes (s.f.). [fecha de consulta:mayo 2019]. "*Cantabria 102 municipios*") Obtenido de <http://www.cantabria102municipios.com/campoo/campoo.htm>
- Danish Wind Industry Association*. (2003). [fecha de consulta:abril2019]. Obtenido de <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wtrb/size.htm>.
- Departamento de Industria, C. y. (s.f.). *Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica de la CAPV. Situación de la energía eólica*.
- Díez, P. F. (1993). *Energía eólica*. Santander: Servicio Publicaciones E.T.S.I. Industriales y T.
- Ekidom Energías Renovables*. (2017). [fecha de consulta:marzo 2019].Obtenido de HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA: <http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>
- Eólica, Gamesa. (2009). 4º Coloquio internacional.
- Eoliccat*. (julio de 2016). [fecha de consulta:marzo 2019]. Obtenido de <http://eoliccat.net/la-evolucion-eolica-en-espana/?lang=es>
- Europea, C. (s.f.). [fecha de consulta:abril 2019].*Marco sobre clima y energía para 2030*. Obtenido de https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es
- Gamesa, S. (s.f.). [fecha de consulta:mayo 2019]. *Catálogo aerogeneradores onshore*. Obtenido de <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore>
- GWO, Cursos. (2019). [fecha de consulta:mayo 2019].Como funciona un aerogenerador. Obtenido de <https://www.ttrininternational.com/es/como-funciona-aerogenerador/>
- IDAE. (s.f.). *PER 2011-2020*.

- InMeteo. (s.f.). [fecha de consulta: abril 2019]. Ventusky. Chequia. <https://www.ventusky.com/>
- Instituto Geológico y Minero de España. [fecha de consulta: junio 2019]. <http://www.igme.es/>
- Inocua. (2017). [fecha de abril 2019]. Obtenido de <http://inocua.es/clases-como-determina-emplazamiento-viento/>
- Martil, I. (2018). Situación actual y perspectivas de futuro de la energía eólica.
- M. O. Alexis (s.f.). [fecha de consulta: junio 2019]. *Diseño de una Central de Generación Eólica de 20 MW*.
- H.P. Fabián (2011), Geotecnia, diccionario básico
- Real Decreto 413/2014, BOE (junio de 2014).
- REE. (2019). *Red Eléctrica Española*. [fecha de consulta: 2019]. Obtenido de <https://www.ree.es/es>
- Regules, F. S. (s.f.). [fecha de consulta: abril 2019]. *Normativa vigente aplicable a parques eólicos*. Obtenido de <http://mvdpanel.net/adjuntosTextos/cz47hroew7iqkp/688/FedericoSusena.pdf>
- SlowHome*. (diciembre de 2016). [fecha de consulta: junio 2019]. Obtenido de <http://www.slowhome.es/comprar-terreno/como-saber-si-un-terreno-es-bueno-para-construir>
- Sotavento. (s.f.). [fecha de consulta: mayo 2019]. *Sotavento Parque Eólico Experimental*. Obtenido de <http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/funcionamiento>
- (G.O. Domingo y G.V. M^a, Teresa (2013). *Modificado de Evaluación de Impacto Ambiental*)
- Wind Europe*. (2017). [fecha de consulta: abril 2019]. Obtenido de <https://windeurope.org/about-wind/statistics/>

ANEXO I

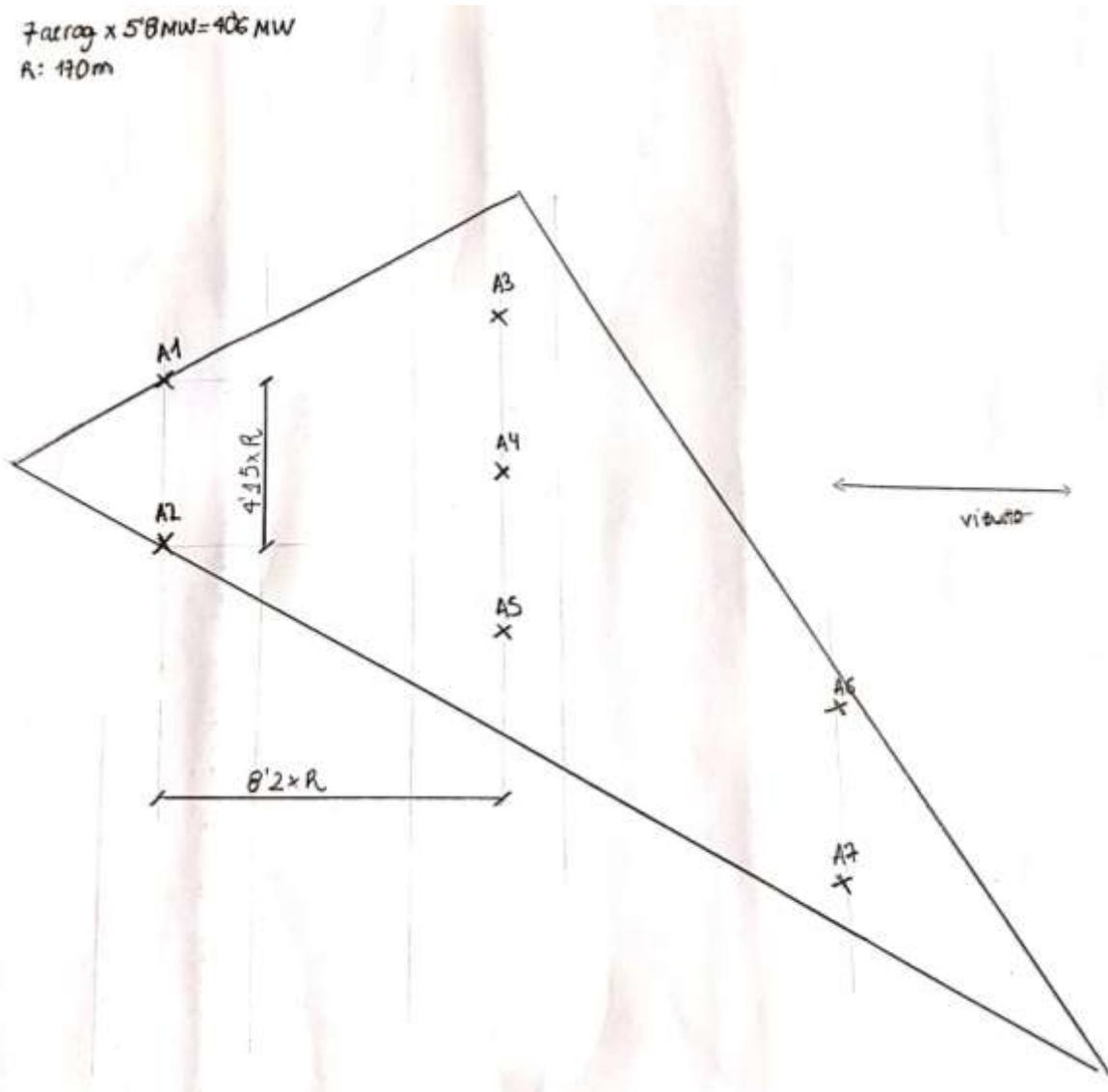
PLANOS BORRADORES

DISTRIBUCIÓN CON AEROGENERADORES SG 2.1-114



DISEÑO CON AEROGENERADORES SG 5.8-170

$7 \text{ aerog} \times 5,8 \text{ MW} = 40,6 \text{ MW}$
 $R: 170 \text{ m}$



ANEXO II

DATOS RECOGIDOS DURANTE EL PERIODO DE ANÁLISIS

2018 MARZO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	32	SO	59	SO
2	61	SO	47	SO
3	49	SO	58	SO
4	38	SO	35	SO
5	36	SO	32	SO
6	34	SO	44	SO
7	19	SO	33	SO
8	20	S	32	S
9	28	SO	54	SO
10	76	SO	49	SO
11	70	SO	66	SO
12	30	SO	37	SO
13	24	SO	38	SO
14	43	SO	74	SO
15	54	SO	50	SO
16	21	SO	41	SO
17	31	SO	18	SO
18	15	SO	15	NE
19	17	S	38	NE
20	14	N	39	N
21	31	N	38	N
22	14	N	12	NE
23	17	NE	24	NE
24	30	NE	39	NE
25	12	NE	26	N
26	10	N	12	NE
27	15	N	10	O
28	11	S	51	SO
29	8	SO	47	SO
30	47	SO	70	SO
31	36	SO	35	SO
V MEDIA	30,42		39,45	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	16,13	16,80	9,68	34,33
NE	9,68	19,67	19,35	23,33
NO	0,00	0,00	0,00	0,00
S	9,68	16,00	3,23	32,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	58,06	41,78	58,06	47,83
E	0,00	0,00	0,00	0,00
O	0,00	0,00	3,23	10,00

2018 ABRIL				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	19	SO	36	SO
2	34	SO	55	SO
3	50	SO	64	SO
4	55	SO	52	SO
5	24	SO	39	SO
6	22	SO	38	SO
7	30	SO	30	SO
8	17	SO	28	SO
9	20	SO	9	SO
10	31	SO	25	SO
11	29	O	42	SO
12	14	O	31	SO
13	12	O	9	SO
14	5	SO	34	SO
15	25	SO	31	SO
16	14	SO	38	SO
17	24	SO	29	SO
18	12	S	25	S
19	8	SE	23	SE
20	5	S	23	S
21	9	S	21	S
22	7	S	19	SO
23	5	NE	15	N
24	8	NE	22	NE
25	5	NE	24	NE
26	22	N	13	NE
27	26	N	24	N
28	18	NE	26	NE
29	8	N	32	SO
30	18	SO	13	SO
V MEDIA	19,20		29,00	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	13,33	21,25	6,67	19,50
NE	13,33	36,00	13,33	21,25
NO	0,00	0,00	0,00	0,00
S	13,33	8,25	10,00	23,00
SE	3,33	8,00	3,33	23,00
SO	46,67	25,93	66,67	32,70
E	0,00	0,00	0,00	0,00
O	10,00	18,33	0,00	13,00

2018 MAYO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	10	SO	22	SO
2	19	SO	23	SO
3	17	N	26	N
4	23	NE	40	NE
5	15	NE	34	NE
6	15	NE	12	N
7	7	NE	24	NE
8	11	NE	17	NE
9	11	N	20	N
10	13	N	34	NE
11	20	SO	36	SO
12	19	SO	28	SO
13	8	SO	17	SO
14	5	O	22	N
15	13	N	27	NE
16	17	NE	30	NE
17	14	NE	27	NE
18	13	NE	27	NE
19	18	NE	26	NE
20	17	NE	26	NE
21	14	N	19	NE
22	16	NE	13	NE
23	7	NE	20	NE
24	10	N	23	NE
25	17	NE	21	NE
26	8	NE	37	N
27	20	NE	31	NE
28	13	NE	20	N
29	11	SO	21	SO
30	4	SO	16	SO
31	17	SO	42	SO
V MEDIA	13,61		25,19	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	19,35	13,67	19,35	22,83
NE	51,61	14,44	54,84	25,82
NO	0,00	0,00	0,00	0,00
S	0,00	0,00	0,00	0,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	25,81	13,50	25,81	25,63
E	0,00	0,00	0,00	0,00
O	3,23	5,00	0,00	0,00

2018 JUNIO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	16	SO	24	S
2	14	SO	18	SE
3	16	SO	33	SO
4	17	SO	35	SO
5	6	O	10	N
6	10	SO	11	SO
7	11	SO	29	SO
8	15	SO	26	SO
9	15	SO	33	SO
10	20	SO	27	SO
11	8	NO	10	NO
12	7	N	33	NO
13	12	N	19	N
14	15	NE	18	NE
15	17	NE	30	NE
16	12	NE	24	NE
17	10	N	15	N
18	13	N	31	NE
19	14	NE	20	NE
20	10	S	8	S
21	19	NE	29	NE
22	21	NE	27	N
23	13	NE	17	NE
24	18	NE	28	NE
25	7	NE	25	NE
26	8	N	24	NE
27	12	NE	26	NE
28	15	NE	32	NE
29	14	N	20	SE
30	8	S	33	S
V MEDIA	13,10		23,83	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	20,00	10,67	13,33	17,75
NE	36,67	14,82	40,00	25,33
NO	3,33	8,00	6,67	21,50
S	6,67	9,00	10,00	13,67
SE	0,00	0,00	6,67	19,00
SO	30,00	14,89	23,33	27,71
E	0,00	0,00	0,00	0,00
O	3,33	6,00	0,00	0,00

2018 JULIO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	11	S	31	SO
2	14	SO	39	SO
3	21	SO	34	SO
4	13	N	8	O
5	12	NE	19	O
6	14	NE	14	NE
7	15	NE	19	NE
8	12	N	17	NE
9	10	N	18	NE
10	12	N	21	E
11	9	N	24	NE
12	9	N	25	NE
13	10	N	21	NE
14	12	NO	22	NE
15	16	NE	27	NE
16	13	NE	18	NE
17	8	NE	19	SE
18	15	NE	24	N
19	17	NE	29	N
20	18	NE	30	N
21	9	NE	19	NE
22	8	NE	20	NE
23	18	NE	26	SO
24	10	NE	23	N
25	14	NE	18	E
26	6	NE	17	O
27	13	NE	21	SO
28	15	NE	29	SO
29	14	SO	30	SO
30	15	SO	31	SO
31	9	SO	41	SO
V MEDIA	12,65		23,68	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	22,58	10,71	12,90	26,50
NE	54,84	13,00	38,71	20,33
NO	3,23	12,00	0,00	0,00
S	3,23	11,00	0,00	0,00
SE	0,00	0,00	3,23	19,00
SO	16,13	14,60	29,03	28,44
E	0,00	0,00	6,45	19,50
O	0,00	0,00	9,68	14,67

2018 AGOSTO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	22	NE	17	NO
2	18	NE	16	NO
3	10	NE	27	NE
4	15	NE	25	NE
5	13	E	18	NE
6	3	E	26	NE
7	7	NE	31	NE
8	7	NE	24	NE
9	17	NE	21	N
10	16	NE	19	N
11	12	NE	29	O
12	4	NE	37	O
13	8	NE	24	N
14	10	N	22	N
15	15	NE	17	N
16	14	NE	28	N
17	16	NE	29	N
18	15	N	23	NE
19	10	N	24	NE
20	13	N	23	NE
21	12	NE	14	E
22	8	N	16	N
23	9	N	21	N
24	7	N	28	NE
25	9	N	30	NE
26	10	NE	22	NE
27	63	NE	24	NE
28	8	N	41	S
29	15	N	25	NE
30	20	NE	26	NE
31	18	NE	29	NE
V MEDIA	13,68		24,39	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	32,26	10,40	29,03	21,89
NE	61,29	16,00	51,61	25,31
NO	0,00	0,00	6,45	16,50
S	0,00	0,00	3,23	41,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	0,00	0,00	0,00	0,00
E	6,45	8,00	3,23	14,00
O	0,00	0,00	6,45	33,00

2018 SEPTIEMBRE				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	16	NE	23	NE
2	15	NE	25	NE
3	16	NE	27	NE
4	19	NE	27	NE
5	24	NE	23	NE
6	19	NE	14	NE
7	12	NE	24	NE
8	8	E	19	NE
9	5	NE	20	N
10	6	N	22	N
11	5	NE	17	NE
12	16	NE	24	NE
13	15	NE	20	NE
14	19	NE	19	N
15	23	NE	18	SO
16	4	SO	27	SO
17	5	SO	39	SO
18	7	SO	35	SO
19	6	SO	30	SO
20	5	SO	41	SO
21	16	O	19	S
22	8	SO	18	O
23	6	SO	27	N
24	17	N	29	N
25	15	N	16	NE
26	2	N	32	NE
27	15	NE	29	NE
28	7	NE	30	NE
29	20	NE	28	NE
30	12	NE	25	NE
V MEDIA	12,10		24,90	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	13,33	10,00	16,67	23,40
NE	56,67	15,18	56,67	23,71
NO	0,00	0,00	0,00	0,00
S	0,00	0,00	3,33	19,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	23,33	5,86	20,00	31,67
E	3,33	8,00	0,00	0,00
O	3,33	16,00	3,33	18,00

2018 OCTUBRE				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	20	NE	37	NE
2	24	NE	26	NE
3	14	NE	28	NE
4	16	NE	14	NE
5	11	NE	25	NE
6	22	NE	44	NE
7	17	NE	29	NE
8	16	SO	28	NE
9	10	SO	17	S
10	14	SO	41	SO
11	37	S	54	SO
12	48	SO	46	SO
13	32	SO	42	SO
14	31	SO	22	N
15	16	SO	31	SO
16	10	NE	14	E
17	14	NE	22	NE
18	17	NE	34	NE
19	25	NE	35	NE
20	26	NE	32	NE
21	10	E	8	E
22	22	NE	36	N
23	30	NE	27	NE
24	14	N	26	NE
25	15	N	9	O
26	15	N	21	NE
27	25	N	24	NE
28	17	NE	32	N
29	35	N	47	NE
30	36	NE	20	NE
31	14	NE	15	N
V MEDIA	21,06		28,58	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	16,13	20,80	12,90	26,25
NE	54,84	19,71	58,06	27,72
NO	0,00	0,00	0,00	0,00
S	3,23	37,00	3,23	17,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	22,58	23,86	12,90	53,50
E	3,23	10,00	6,45	11,00
O	0,00	0,00	3,23	9,00

2018 NOVIEMBRE				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	6	N	28	N
2	19	O	14	N
3	9	N	11	NO
4	6	S	39	SO
5	42	S	41	SO
6	30	SO	52	SO
7	73	SO	41	SO
8	18	SO	61	SO
9	16	SO	59	SO
10	62	SO	65	SO
11	51	SO	50	S
12	27	SO	14	SE
13	12	S	19	SO
14	15	S	17	SO
15	16	S	15	S
16	9	S	18	S
17	17	SO	22	S
18	9	S	28	SO
19	13	SO	14	O
20	6	O	12	E
21	28	SO	42	SO
22	44	SO	58	SO
23	22	SO	52	SO
24	35	SO	55	SO
25	58	SO	15	S
26	17	SO	16	NO
27	20	SO	31	SO
28	18	SO	28	SO
29	24	SO	24	SO
30	11	S	15	SO
V MEDIA	24,43		31,87	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	6,67	7,50	10,00	17,67
NE	0,00	0,00	0,00	0,00
NO	0,00	0,00	3,33	16,00
S	26,67	15,00	16,67	24,00
SE	0,00	0,00	3,33	14,00
SO	60,00	31,83	60,00	40,39
E	0,00	0,00	3,33	12,00
O	6,67	12,50	3,33	14,00

2018 DICIEMBRE				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	25	SO	37	SO
2	26	SO	39	SO
3	24	SO	25	SO
4	20	SO	36	SO
5	19	S	25	S
6	14	S	18	SO
7	19	SO	30	SO
8	17	S	22	SO
9	14	O	20	S
10	19	SO	8	O
11	20	SO	15	SO
12	6	O	34	SO
13	42	SO	32	NO
14	24	SO	14	NO
15	22	SO	36	SO
16	27	SO	55	SO
17	23	SO	34	SO
18	28	SO	62	SO
19	34	SO	45	SO
20	21	SO	37	SO
21	30	SO	52	SO
22	31	SO	20	SO
23	22	SO	11	S
24	24	SO	14	SO
25	9	E	19	SO
26	15	S	12	O
27	12	S	13	O
28	8	N	16	N
29	20	NE	22	NE
30	19	NE	12	N
31	17	N	17	N
V MEDIA	21,00		26,84	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	6,45	12,50	9,68	15,00
NE	6,45	19,50	3,23	22,00
NO	0,00	0,00	6,45	23,00
S	16,13	15,40	9,68	18,67
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	61,29	25,32	61,29	33,16
E	3,23	9,00	0,00	0,00
O	6,45	10,00	9,68	11,00

2019 ENERO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	18	NE	7	NE
2	20	NE	22	NE
3	21	NE	21	NE
4	17	NE	18	NE
5	16	NE	8	NE
6	12	NE	9	NE
7	21	NE	19	NE
8	11	N	12	N
9	10	N	17	N
10	22	NE	34	NE
11	30	NE	32	NE
12	16	NE	19	NE
13	12	NE	14	NE
14	11	N	15	N
15	12	N	9	S
16	6	S	22	SO
17	19	SO	14	SO
18	25	SO	29	SO
19	27	SO	27	SO
20	9	N	23	NO
21	7	NO	16	N
22	9	O	14	O
23	14	O	39	N
24	21	N	34	N
25	18	N	13	N
26	6	N	25	SO
27	8	O	39	SO
28	20	SO	46	SO
29	18	SO	35	SO
30	18	SO	51	SO
31	30	SO	59	SO
V MEDIA	16,26		23,94	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	25,81	12,25	22,58	20,86
NE	35,48	18,64	35,48	18,45
NO	3,23	7,00	3,23	23,00
S	3,23	6,00	3,23	9,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	22,58	22,43	35,48	31,55
E	0,00	0,00	0,00	0,00
O	9,68	10,33	3,23	14,00

2019 MAYO				
HORA	2:00-5:00		14:00-17:00	
DÍA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA	VELOCIDAD [KM/H]	PROCEDENCIA
1	10	NE	30	NE
2	19	NE	31	NE
3	14	NE	26	NE
4	8	NE	25	NE
5	20	NE	22	NE
6	9	SO	27	SO
7	8	SO	55	SO
8	66	SO	68	SO
9	41	SO	47	SO
10	34	SO	50	SO
11	17	NE	21	N
12	18	NE	26	NE
13	14	NE	29	NE
14	17	NE	15	NE
15	18	NE	17	N
16	9	NE	24	N
17	10	N	24	NE
18	16	NE	20	NE
19	14	NE	10	N
20	9	N	16	N
21	15	NE	22	NE
22	6	N	23	NE
23	7	N	28	NE
24	15	N	32	N
25	16	N	29	N
26	7	N	17	N
27	9	N	25	N
28	14	N	26	N
29	8	N	25	N
30	12	NE	26	NE
31	5	N	16	N
V MEDIA	15,65		27,48	

	FRECUENCIA (%)	V MEDIA	FRECUENCIA (%)	V MEDIA
N	35,48	9,64	38,71	21,50
NE	45,16	14,79	45,16	24,79
NO	0,00	0,00	0,00	0,00
S	0,00	0,00	0,00	0,00
SE	0,00	0,00	0,00	0,00
SO	16,13	31,60	16,13	49,40
E	0,00	0,00	0,00	0,00
O	0,00	0,00	0,00	0,00

CÁLCULOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

VELOCIDAD (m/s)	"MEDIOS DÍAS"	FRECUENCIA
1	3	0,33%
2	53	5,80%
3	90	9,85%
4	107	11,71%
5	138	15,10%
6	118	12,91%
7	113	12,36%
8	69	7,55%
9	71	7,77%
10	27	2,95%
11	26	2,84%
12	25	2,74%
13	11	1,20%
14	16	1,75%
15	13	1,42%
16	6	0,66%
17	10	1,09%
18	4	0,44%
19	7	0,77%
20	3	0,33%
21	2	0,22%
22	2	0,22%
23	0	0,00%
24	0	0,00%
25	0	0,00%
>25	0	0,00%
TOTAL	914	100,00%

VELOCIDAD (m/s)	HORAS	FRECUENCIA (%)	Ln(v)	FRECUENCIA ACUMULADA	Y	FRECUENCIA WEIBULL	POTENCIA RELATIVA DEL VIENTO (W/m2)
1	36	0,3282	0,0000	0,0033	-5,7176	2,4693	0,0021
2	636	5,7987	0,6931	0,0613	-2,7610	5,2368	0,2904
3	1080	9,8468	1,0986	0,1597	-1,7485	7,7488	1,6643
4	1284	11,7068	1,3863	0,2768	-1,1268	9,6943	4,6902
5	1656	15,0985	1,6094	0,4278	-0,5829	10,8823	11,8146
6	1416	12,9103	1,7918	0,5569	-0,2059	11,2489	17,4568
7	1356	12,3632	1,9459	0,6805	0,1320	10,8530	26,5461
8	828	7,5492	2,0794	0,7560	0,3441	9,8499	24,1962
9	852	7,7681	2,1972	0,8337	0,5844	8,4501	35,4498
10	324	2,9540	2,3026	0,8632	0,6879	6,8739	18,4923
11	312	2,8446	2,3979	0,8917	0,7987	5,3135	23,7017
12	300	2,7352	2,4849	0,9190	0,9218	3,9086	29,5877
13	132	1,2035	2,5649	0,9311	0,9838	2,7389	16,5520
14	192	1,7505	2,6391	0,9486	1,0878	1,8296	30,0699
15	156	1,4223	2,7081	0,9628	1,1913	1,1657	30,0501
16	72	0,6565	2,7726	0,9694	1,2486	0,7086	16,8321
17	120	1,0941	2,8332	0,9803	1,3680	0,4110	33,6492
18	48	0,4376	2,8904	0,9847	1,4300	0,2276	15,9774
19	84	0,7659	2,9444	0,9923	1,5835	0,1203	32,8842
20	36	0,3282	2,9957	0,9956	1,6922	0,0607	16,4376
21	24	0,2188	3,0445	0,9978	1,8123	0,0292	12,6857
22	24	0,2188	3,0910	1,0000		0,0134	14,5857
23	0	0,0000	3,1355	1,0000		0,0059	0,0000
24	0	0	3,178054	1		0,0024672	0
25	0	0	3,218876	1		0	0
>25	0	0		1			
TOTAL	10968						413,62

CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA PARA DISTINTAS ALTURAS DEL ROTOR

ROTOR A 68 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 68 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	0,977	36	0	0
2	1,954	636	0	0
3	2,931	1080	0	0
4	3,909	1284	380	487920
5	4,886	1656	950	1573200
6	5,863	1416	1430	2024880
7	6,840	1356	1850	2508600
8	7,817	828	1900	1573200
9	8,794	852	2050	1746600
10	9,771	324	2100	680400
11	10,748	312	2100	655200
12	11,726	300	2100	630000
13	12,703	132	2100	277200
14	13,680	192	2100	403200
15	14,657	156	2100	327600
16	15,634	72	2100	151200
17	16,611	120	2100	252000
18	17,588	48	2100	100800
19	18,565	84	2100	176400
20	19,543	36	2100	75600
21	20,520	24	2100	50400
22	21,497	24	1900	45600
23	22,474	0	1800	0
24	23,451	0	0	0
25	24,428	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				13740000
%				97,17%

ROTOR A 80 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 80 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	0,987	36	0	0
2	1,973	636	0	0
3	2,960	1080	0	0
4	3,947	1284	385	494340
5	4,934	1656	980	1622880
6	5,920	1416	1450	2053200
7	6,907	1356	1875	2542500
8	7,894	828	1950	1614600
9	8,880	852	2070	1763640
10	9,867	324	2100	680400
11	10,854	312	2100	655200
12	11,840	300	2100	630000
13	12,827	132	2100	277200
14	13,814	192	2100	403200
15	14,801	156	2100	327600
16	15,787	72	2100	151200
17	16,774	120	2100	252000
18	17,761	48	2100	100800
19	18,747	84	2100	176400
20	19,734	36	2100	75600
21	20,721	24	2100	50400
22	21,707	24	1900	45600
23	22,694	0	1800	0
24	23,681	0	0	0
25	24,668	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				13916760
%				98,42%

ROTOR A 93 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 93 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	0,996	36	0	0
2	1,991	636	0	0
3	2,987	1080	0	0
4	3,983	1284	390	500760
5	4,978	1656	985	1631160
6	5,974	1416	1480	2095680
7	6,970	1356	1880	2549280
8	7,965	828	1990	1647720
9	8,961	852	2085	1776420
10	9,957	324	2100	680400
11	10,952	312	2100	655200
12	11,948	300	2100	630000
13	12,944	132	2100	277200
14	13,939	192	2100	403200
15	14,935	156	2100	327600
16	15,930	72	2100	151200
17	16,926	120	2100	252000
18	17,922	48	2100	100800
19	18,917	84	2100	176400
20	19,913	36	2100	75600
21	20,909	24	2100	50400
22	21,904	24	1900	45600
23	22,900	0	1800	0
24	23,896	0	0	0
25	24,891	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				14026620
%				99,19%

ROTOR A 106 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 106 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	1,004	36	0	0
2	2,007	636	0	0
3	3,011	1080	0	0
4	4,014	1284	405	520020
5	5,018	1656	1010	1672560
6	6,021	1416	1512	2140992
7	7,025	1356	1920	2603520
8	8,028	828	2025	1676700
9	9,032	852	2100	1789200
10	10,035	324	2100	680400
11	11,039	312	2100	655200
12	12,042	300	2100	630000
13	13,046	132	2100	277200
14	14,049	192	2100	403200
15	15,053	156	2100	327600
16	16,056	72	2100	151200
17	17,060	120	2100	252000
18	18,063	48	2100	100800
19	19,067	84	2100	176400
20	20,070	36	2100	75600
21	21,074	24	2100	50400
22	22,077	24	1900	45600
23	23,081	0	1800	0
24	24,084	0	0	0
25	25,088	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				14228592
%				100,62%

ROTOR A 125 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 125 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	1,013	36	0	0
2	2,027	636	0	0
3	3,040	1080	0	0
4	4,054	1284	415	532860
5	5,067	1656	1025	1697400
6	6,081	1416	1540	2180640
7	7,094	1356	1940	2630640
8	8,108	828	2050	1697400
9	9,121	852	2100	1789200
10	10,135	324	2100	680400
11	11,148	312	2100	655200
12	12,162	300	2100	630000
13	13,175	132	2100	277200
14	14,189	192	2100	403200
15	15,202	156	2100	327600
16	16,216	72	2100	151200
17	17,229	120	2100	252000
18	18,243	48	2100	100800
19	19,256	84	2100	176400
20	20,270	36	2100	75600
21	21,283	24	2100	50400
22	22,297	24	1900	45600
23	23,310	0	1800	0
24	24,323	0	0	0
25	25,337	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				14353740
%				101,51%

ROTOR A 127 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 127 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	1,014	36	0	0
2	2,029	636	0	0
3	3,043	1080	0	0
4	4,058	1284	420	539280
5	5,072	1656	1030	1705680
6	6,087	1416	1550	2194800
7	7,101	1356	1960	2657760
8	8,116	828	2080	1722240
9	9,130	852	2100	1789200
10	10,144	324	2100	680400
11	11,159	312	2100	655200
12	12,173	300	2100	630000
13	13,188	132	2100	277200
14	14,202	192	2100	403200
15	15,217	156	2100	327600
16	16,231	72	2100	151200
17	17,246	120	2100	252000
18	18,260	48	2100	100800
19	19,274	84	2100	176400
20	20,289	36	2100	75600
21	21,303	24	2100	50400
22	22,318	24	1900	45600
23	23,332	0	1800	0
24	24,347	0	0	0
25	25,361	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				14434560
%				102,08%

ROTOR A 153 m				
VELOCIDAD A 100m (m/s)	VELOCIDAD A 153 m (m/s)	HORAS	Curva de potencia	ENERGÍA PRODUCIDA (KWH)
1	1,026	36	0	0
2	2,052	636	0	0
3	3,078	1080	0	0
4	4,103	1284	450	577800
5	5,129	1656	1060	1755360
6	6,155	1416	1580	2237280
7	7,181	1356	1980	2684880
8	8,207	828	2090	1730520
9	9,233	852	2100	1789200
10	10,258	324	2100	680400
11	11,284	312	2100	655200
12	12,310	300	2100	630000
13	13,336	132	2100	277200
14	14,362	192	2100	403200
15	15,388	156	2100	327600
16	16,414	72	2100	151200
17	17,439	120	2100	252000
18	18,465	48	2100	100800
19	19,491	84	2100	176400
20	20,517	36	2100	75600
21	21,543	24	2100	50400
22	22,569	24	1900	45600
23	23,594	0	1800	0
24	24,620	0	0	0
25	25,646	0	0	0
>25	#¡VALOR!	0	0	0
TOTAL (15 MESES)				14600640
%				103,25%

