



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

Curso Académico:

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar la ocasión para agradecer en primer lugar a mi tutor, José Felipe, quien, gracias a su ayuda, y estar siempre que lo he necesitado.

Por último, también agradecer a mi familia y amigos, el apoyo que me han dado siempre en estos cuatro años, y que han hecho que haya llegado hasta aquí, y los buenos momentos vividos.

RESUMEN

El alcance de este trabajo final de grado es el diseño de un parque eólico. En primer lugar, se ha seleccionado la zona donde se situará el parque de entre varias zonas, teniendo en cuenta la legislación vigente y realizando un estudio del potencial eólico en la zona elegida. Tras ello, se realiza el análisis de varios aerogeneradores disponibles con el fin de elegir el más adecuado. A continuación, se han propuesto varias configuraciones para colocar los aerogeneradores y se ha elegido la configuración que resulta mejor desde el punto de vista energético.

También, se ha de realizar un estudio del impacto ambiental, para analizar las repercusiones que conlleva poner el parque eólico en esa zona, y también se realiza un estudio de viabilidad económica para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Palabras clave: parque eólico on-shore aerogeneradores, impacto ambiental, viabilidad económica.

RESUM

L'abast d'aquest treball final de grau és el disseny d'un parc eòlic. En primer lloc, s'ha seleccionat la zona on se situarà el parc d'entre diverses zones, tenint en compte la legislació vigent i realitzant un estudi del potencial eòlic en la zona triada. Després d'això, es realitzara l'anàlisi de diversos aerogeneradors disponibles amb la finalitat de triar el mes adequat. A continuació, s'han proposat diverses configuracions per a col·locar els aerogeneradors i s'ha triat la configuració que resulta millor des del punt de vista energètic. També, s'ha de realitzar un estudi de l'impacte ambiental, per a analitzar les repercussions que comporta posar el parc eòlic en aqueixa zona, i també es realitza un estudi de viabilitat econòmica per a avaluar la rendibilitat del projecte.

Paraules clau: parc eòlic on-shore, aerogeneradors, impacte ambiental, viabilitat econòmica.

ABSTRACT

The scope of this final degree project is the design of a wind farm. In the first place, the area where the park will be located has been selected from among several areas, taking into account current legislation and carrying out a study of the wind potential in the chosen area. After that, the analysis of several available wind turbines is carried out in order to choose the most appropriate one. In the following, various configurations have been proposed for placing the wind turbines and the configuration that is best from the energy point of view has been chosen.

Also, an environmental impact study has to be carried out, to analyse the repercussions of putting the wind farm in that area, and an economic feasibility study is also carried out to evaluate the profitability of the project.

Keywords: on-shore wind farm, wind turbines, environmental impact, economic viability.

ÍNDICE

DOCUMENTO CONTENIDOS EN EL TFG

- Memoria
- Presupuesto
- Plano

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objeto del proyecto	1
1.2. Alcance	1
1.3. Justificación	1
CAPÍTULO 2. NORMATIVA.....	2
2.1. Legislación europea.....	2
2.2. Legislación estatal	2
2.3. Legislación autonómica.....	3
CAPÍTULO 3. PANORAMA ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	4
3.1. Situación en el marco mundial.....	4
3.2. Situación en el marco europeo	5
3.3. Situación en el marco español	6
3.4. Situación en el marco autonómico	7
CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	8
4.1. Caracterización del territorio	8
4.2. Evaluación del potencial eólico.....	9
4.2.1. Velocidad media anual.....	9
4.2.2. Rugosidad superficial	10
4.3. Elección de la zona	12
4.4. Rosa de los vientos.....	14
4.5. Distribución de velocidades. Distribución de Weibull	17

4.6. Perfil de velocidades	18
CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR.....	20
5.1. Clases de aerogeneradores	20
5.2. Elección del modelo de aerogenerador	21
5.3. Calculo de producción energética.....	23
CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO.....	26
6.1. Efectos modificadores del viento.....	26
6.1.1. Efecto parque.....	26
6.1.2. Efecto colina.....	26
6.2. Alternativas de diseño.....	27
6.2.1. Alternativa 1.....	27
6.2.2. Alternativa 2.....	29
6.2.3. Alternativa 3.....	31
6.3. Comparación de alternativas	33
CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	34
7.1. Descripción del proyecto	34
7.2. Inventario ambiental.....	34
7.2.1. Clima	34
7.2.2. Sismología	35
7.2.3. Composición del suelo y relieve.....	36
7.2.4. Usos del suelo	36
7.2.5. Hidrología.....	36
7.2.6. Espacios naturales.....	36
7.2.7. Socioeconomía.....	37
7.2.8. Fauna.....	37
7.2.9. Flora	40
7.3. Identificación de impactos	40
7.4. Factores ambientales afectados	41
7.5. Evaluación de impactos. Matriz de Leopold	42
7.6. Medidas preventivas y correctoras	47
7.6.1. Ruido	47
7.6.2. Calidad del aire.....	47

7.6.3. Suelo y erosión.....	47
7.6.4. Fauna.....	47
7.6.5. Flora	48
7.6.6. Paisaje	48
CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	49
8.1. Costes iniciales	49
8.2. Costes de explotación	49
8.3. Ingresos	50
8.4. Análisis financiero	50
8.5. Análisis de emisiones	52
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES.....	54
CAPÍTULO 10. REFERENCIAS.....	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Nuevas instalaciones de energía eólica.....	4
Figura 2. Instalaciones de energía eólica global acumuladas.	5
Figura 3. Energía total instalada en cada país.....	6
Figura 4. Parques eólicos en Castilla-La Mancha.	7
Figura 5. Mapa termino municipal Tobarra.	8
Figura 6. Variación de la velocidad del viento con la altura.....	10
Figura 7. Rugosidad superficial de Tobarra.....	11
Figura 8. Escala de rugosidades.	11
Figura 9. Velocidad del viento en Tobarra.	12
Figura 10. Espacios protegidos.....	12
Figura 11. Imagen en 3D de la sierra 1 del estudio.....	13
Figura 12. Imagen en 3D de la sierra 1 del estudio.....	13
Figura 13. Rosa de los vientos de frecuencias.....	14
Figura 14. Rosa de los vientos de la velocidad media.....	14
Figura 15. Rosa de los vientos del aporte de energía.	15
Figura 16. Rosa de los vientos de frecuencias.....	15
Figura 17. Rosa de los vientos de la velocidad media.....	16
Figura 18. Rosa de los vientos del aporte de energía.	16
Figura 19. Distribución de Weibull a 100 metros Zona 1.....	17
Figura 20. Distribución de Weibull a 100 metros Zona 2.....	18
Figura 21. Perfil de velocidades de la Zona 1 y Zona 2.	19
Figura 22. Curva de potencia G80-2.0 MW.....	22
Figura 23. Curva de potencia G83-2.0 MW.....	22
Figura 24. Curva de potencia AAER A2000-84.	23
Figura 25. Disposición de los aerogeneradores.	27
Figura 26. Disposición de los aerogeneradores.	29
Figura 27. Disposición de los aerogeneradores.	31
Figura 28. Climograma de Tobarra.....	35
Figura 29. Mapa de sismología.....	35
Figura 30. Mapa hidrográfico de Tobarra.	36
Figura 31. Gráfico de flujo de caja acumulado.....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características parques eólicos por comunidades autónomas.	7
Tabla 2. Clasificación de aerogeneradores.....	20
Tabla 3. Especificaciones técnicas aerogenerador G80-2.0 MW.	21
Tabla 4. Especificaciones técnicas aerogenerador G83-2.0 MW.	21
Tabla 5. Especificaciones técnicas aerogenerador A2000-84.	21
Tabla 6. Parámetros zona 1.....	25
Tabla 7. Parámetros zona 2.....	25
Tabla 8. Coordenadas UTM, energía producida, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa 1.	28
Tabla 9. Resumen alternativa 1.....	28
Tabla 10. Coordenadas UTM, energía producida, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa 2.	30
Tabla 11. Resumen alternativa 2.....	30
Tabla 12. Coordenadas UTM, energía producida, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa 3.	32
Tabla 13. Resumen alternativa 3.....	32
Tabla 14. Comparación de las alternativas.	33
Tabla 15. Códigos de cada tributo.....	43
Tabla 16. Matriz de Leopold fase construcción.	44
Tabla 17. Matriz de Leopold fase explotación.	45
Tabla 18. Matriz de Leopold fase desmantelamiento.....	46
Tabla 19. Costes Iniciales.....	49
Tabla 20. Vida útil según el tipo de instalación.....	51
Tabla 21. Comparacion escenarios con diferente Tasa de interés de la deuda.....	51

DOCUMENTO Nº1:

MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico de 40 MW de potencia instalada en el término municipal de Tobarra.

Para ello se realizará un análisis del potencial eólica en la zona de estudio, el diseño de varias alternativas de ubicación de los aerogeneradores, un estudio del impacto ambiental que producirá la colocación del parque eólico en la zona y un estudio de viabilidad económica con el fin de determinar su rentabilidad.

1.2. ALCANCE

El alcance de este Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico. Para ello, se realizará un estudio del potencial eólico en la zona elegida. Se estudiarán diferentes alternativas en cuanto a la disposición y ubicación de los aerogeneradores con el fin de elegir el más adecuado desde el punto de vista energético.

De igual manera, también es alcance de este proyecto un estudio del impacto ambiental para evaluar las repercusiones que conlleva la realización del proyecto y un estudio de viabilidad económica con el fin de determinar la rentabilidad económica del proyecto.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo Final de Grado se enmarca en los estudios dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Dicho plan tiene los objetivos de reducción de emisiones de la Unión Europea de al menos un 55%, reducción del 23% de emisiones de efecto invernadero, un incremento del 42% de renovables sobre el uso final de la energía, mejora de la eficiencia energética en un 39,5% y un incremento del 74% de energía renovable para la generación eléctrica.

Este proyecto ayuda a cumplir los 17 objetivos del desarrollo sostenible como el fin de la pobreza y proteger al planeta. Este proyecto ayuda a esto ya que estamos utilizando una fuente de energía renovable y una manera de obtener energía que no contamina el aire.

Además de ser un requisito que se pide para saber si se han obtenido los conocimientos necesarios para obtener la carrera.

CAPÍTULO 2. NORMATIVA

2.1. LEGISLACIÓN EUROPEA

- **Directiva 2009/2/CE del Parlamento y del Consejo** de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- **Directiva (UE) 2018/2001**. En esta reciente Directiva se establece un nuevo objetivo vinculante en la Unión sobre las energías renovables en 2030 de al menos el 32 % del consumo final de energía procedente de fuentes renovables, En esta reciente Directiva se establece un nuevo objetivo vinculante en la Unión sobre las energías renovables en 2030 de al menos el 32 % del consumo final de energía procedente de fuentes renovables.
- **DIRECTIVA 92/43/CEE del Consejo**, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres. Establece un listado de especies animales y vegetales de interés comunitario que requieren una protección estricta.
- **DIRECTIVA 2014/52/UE del Parlamento Europeo y del Consejo**, de 16 de abril de 2014, por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

2.2 LEGISLACIÓN ESTATAL

- **Real Decreto-ley 17/2019**, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retribuidos que afectan al sistema eléctrico.
- **Real Decreto-ley 15/2018**, que establece medidas para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto 244/2019**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto-ley 9/2013**, por el que se adoptan medidas para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico.
- **Ley 24/2013**, que fija las bases para la regulación del régimen económico de las renovables.
- **Real Decreto 413/2014**, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto-ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

- **Orden TEC/1380/2018**, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de energía eléctrica con la tecnología eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares.

2.3. LEGISLACIÓN AUTONÓMICA

- **LEY 1/2007, de 15 de febrero**, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha.
- El referente legal más inmediato en la regulación del aprovechamiento de la energía eólica con el fin de producir electricidad a través de la instalación de aerogeneradores, en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, es el **Decreto 20/2010**, de 20 de abril, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, el cual viene a sustituir al **Decreto 58/1999**, de 18 de mayo, primera norma autonómica específica reguladora del aprovechamiento eólica en nuestra región.
- **Ley 2/2020, de 7 de febrero**, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha. En ella se regulan las actividades a las que resulta aplicable la Evaluación de Impacto Ambiental y establecen los contenidos mínimos del Estudio del Impacto Ambiental.

CAPÍTULO 3. PANORAMA ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

3.1. SITUACIÓN EN EL MARCO MUNDIAL

En la actualidad, a nivel mundial, la energía eólica es una de las tecnologías renovables que más rápido está creciendo y además supone un cuarto de la potencia instalada de las energías renovables, en gran medida debido a la bajada de los costes que ha ayudado a la inversión en esta tecnología. Según datos del Global Wind Energy Council (GWEC), en el documento Informe eólico del 2021, la energía eólica creció un 10% en 2019 hasta los 651 GW, pero el 2020 fue el mejor año de la historia para la industria eólica mundial con 93GW de nueva capacidad instalada (Figura 1) llegando a un total de 743GW de capacidad (Figura 2). Además, el mercado de la energía eólica ha cuadruplicado su tamaño durante la última década, convirtiéndose en una de las fuentes de energía más resiliente y competitivas en costos del mundo.

Se pueden diferenciar dos tipos; la eólica terrestre (onshore) y la eólica marina (offshore). La terrestre está mucho más extendida y de los 743 GW de potencia eólica acumulada, el 92.25% corresponden a ella en comparación al 4.75% que corresponde a la eólica marina como podemos ver en la Figura 2.

Actualmente, España es el quinto país con mayor potencia terrestre acumulada después de China, Estados Unidos, Alemania e India, con 27.446 MW de potencia instalada, según fuentes de la Asociación Empresarial de Empresas (AEE).

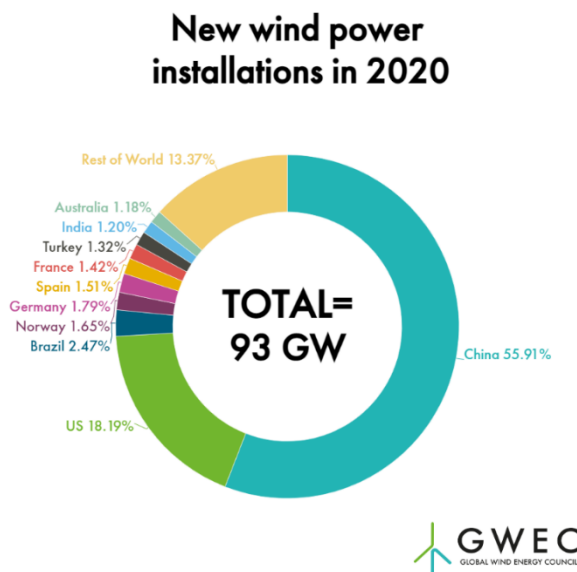


Figura 1. Nuevas instalaciones de energía eólica. Fuente: GWEC.

Cumulative global wind power installations by end of 2020

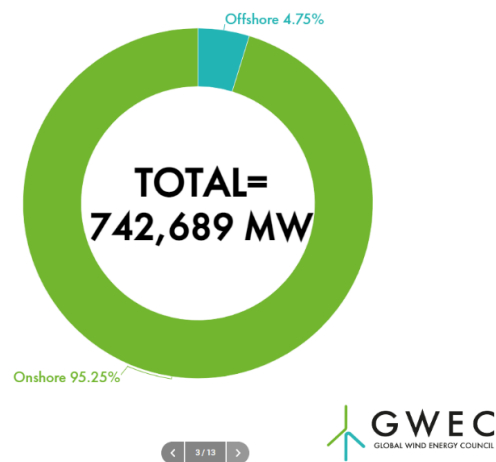


Figura 2. Instalaciones de energía eólica global acumuladas. Fuente: GWEC.

3.2. SITUACIÓN EN EL MARCO EUROPEO

En Europa, la energía eólica supone un tercio de la potencia renovable instalada. Además, según fuentes de AEE, actualmente en Europa la energía eólica produce el 15% de la electricidad que se consume y el 67% de la potencia instalada se concentra en cinco países siendo España el segundo país después de Alemania, como se puede ver en la Figura 3.

En España hay en total 1.205 parques eólicos con 20.940 aerogeneradores instalados, que cubren el 20,8% del consumo eléctrico.

Desde la perspectiva europea, tenemos como objetivo europeo un 35% de energías renovables para 2030.

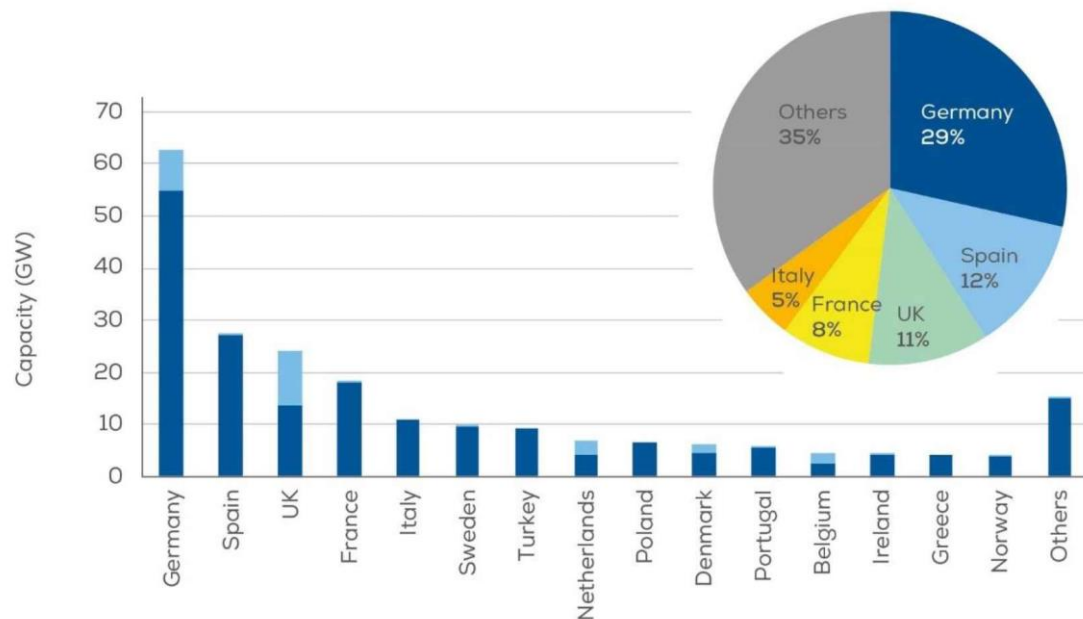


Figura 3. Energía total instalada en cada país. Fuente: El Español.

3.3. SITUACIÓN EN EL MARCO ESPAÑOL

En el año 2019 hubo un incremento en la potencia instalada en España. En total se instalaron 2.243 MW, en comparación con el 2018. En 2019 se multiplicó por cinco la potencia instalada, pero en el año 2020 se ha incrementado en 1.720 MW sumando un total de 27.446 MW eólicos instalados, como se puede ver en la Tabla 1, además en dicha tabla se puede apreciar cual es la potencia instalada en 2020 por cada comunidad autónoma y la potencia acumulada en 2020.

La energía eólica ha aportado el 21,9% de la electricidad consumida en 2020, la eólica ha aportado el 49,7% del total, convirtiéndose en la primera tecnología de las renovables, seguida de la hidráulica y la solar fotovoltaica.

En total en España hay 1.267 parques eólicos, con 21.431 aerogeneradores instalados cubriendo el 21,9% del consumo eléctrico.

Tabla 1. Características parques eólicos por comunidades autónomas. Fuente: AEE.

CCAA	Potencia eólica Instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Potencia eólica (%)
Castilla y León	216,30	6.299,81	23,0%
Castilla La Mancha	65,00	3.886,14	14,2%
Galicia	23,60	3.829,19	14,0%
Andalucía	23,63	3.478,45	12,7%
Aragón	1.050,87	4.159,25	15,2%
Cataluña	0,00	1.271,20	4,6%
Comunidad Valenciana	49,79	1.238,78	4,5%
Navarra	262,58	1.302,80	4,7%
Asturias	0,00	589,95	2,1%
La Rioja	0,00	446,62	1,6%
Islas Canarias	28,80	449,83	1,6%
Murcia	0,00	261,96	1,0%
País Vasco	0,00	153,25	0,6%
Extremadura	0,00	39,38	0,1%
Cantabria	0,00	35,30	0,1%
Baleares	0,00	3,68	0,0%
TOTAL	1.720,56	27.445,56	

3.4. SITUACIÓN EN EL MARCO AUTONÓMICO

Durante el 2020 Castilla La-Mancha instaló 65MW. En este panorama, Castilla-La Mancha es la tercera comunidad en España con mayor potencia instalada de energía eólica con 3.886,14 MW, detrás de Castilla y León con 6.299,81 MW y Aragón con 4.159,25 MW totales instalados, como se puede ver en la Tabla 1.

Como se observa en la Figura 4, Albacete es la provincia con mayor potencia instalada con 2.058MW, aunque a estos hay que añadirles 269 MW correspondientes a los 8 parques actuales que se encuentran en tramitación administrativa llegando a 2.327 MW de potencia instalada.

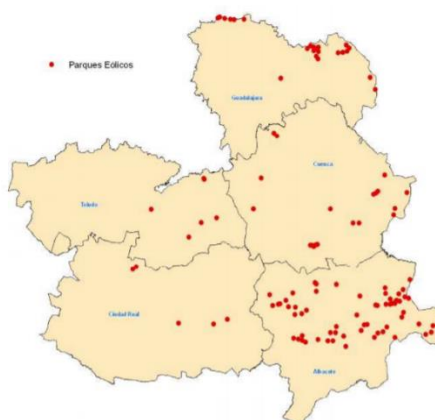


Figura 4. Parques eólicos en Castilla-La Mancha. Fuente: Plan eólico de Castilla-La Mancha.

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO

EÓLICO

4.1. CARACTERIZACIÓN DEL TERRITORIO

Tobarra es un municipio de la provincia de Albacete, situado a una altitud de 661 metros con una superficie de 324,96 km², cuya población según datos del INE a 1 de enero de 2020 es de 7.709 habitantes y cuya densidad de población es de 23,86 hab./km².

Pertenecen y además son administrativamente dependientes del municipio de Tobarra las pedanías de Cordovilla, Santiago de Mora, Aljubé, Sierra, Mora de Santa Quiteria y los Mardos o Villegas.

Como se puede ver en la Figura 5, la principal vía de comunicación es la autovía de Murcia (A-30), también es atravesado por carretera convencional N-301, entre los puntos kilométricos (pk) 293 y 306. Además, la carretera comarcal CM-3214 la comunican con Pétrola y Fuente-Álamo y la CM-3215 la unen con Ontur y Jumilla.

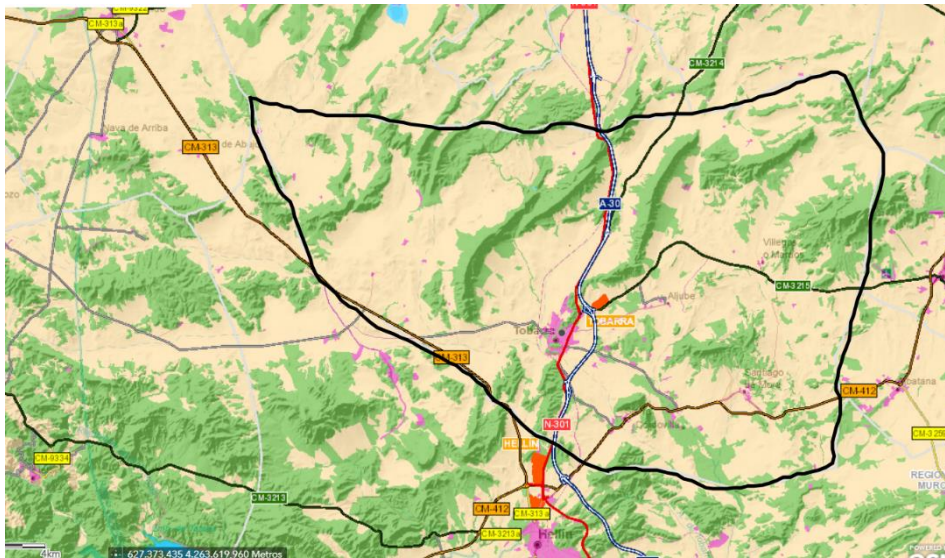


Figura 5. Mapa termino municipal Tobarra. Fuente: Portal de Mapas de Castilla-La Mancha.

4.2. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

El viento son masas de aire que se desplazan entre zonas de diferente presión que se originan debido al desigual calentamiento de la tierra, de manera que como el aire caliente es menos denso que el aire frío, las masas de aire caliente ascienden y las masas de aire frío descienden originando esa diferencia de presión.

A esto hay que añadirle el efecto que produce la rotación de la tierra, lo que se denomina efecto de Coriolis. La rotación produce que las masas de aire se muevan al este y oeste.

Este movimiento del aire genera energía cinética y con ello la potencia que se podrá extraer del viento.

La potencia que se puede obtener de estas masas de aire depende de varios factores, como la velocidad media del viento, la dirección del viento y la rugosidad superficial.

4.2.1. VELOCIDAD MEDIA ANUAL

La energía del viento es energía cinética, causada por la masa de aire en movimiento.

Por lo que la potencia disponible en el viento con velocidad v que atraviesa una sección circular A perpendicular a la dirección del viento es:

$$P_{disponible} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Donde ρ es la densidad del aire que es la relación entre la masa de este y el volumen que ocupa.

Pero no toda la energía del viento es aprovechable, la máxima potencia que podemos extraer del viento viene expresada por la fórmula de Betz:

$$P_{extraible} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia que se define como la relación entre la potencia disponible y la potencia extraíble. Dicho coeficiente depende del tipo de aerogenerador y de las pérdidas debidas al rozamiento o las turbulencias, además tiene un límite cuyo valor es 0,59 y dicho valor es el que maximiza la potencia máxima. Para ello la velocidad del rotor debería variar para mantener la velocidad específica (TSR) en el valor que maximice la C_p .

$$TSR = \frac{r\omega}{v} \quad (3)$$

Donde ω es la velocidad angular del rotor de radio R y v la velocidad del viento antes del aerogenerador.

Como podemos observar la potencia extraíble es directamente proporcional a la densidad al área, al coeficiente de potencia y al cubo de la velocidad del viento, por ello este último es un factor muy importante ya que la potencia aumenta exponencialmente con la velocidad.

4.2.2. RUGOSIDAD SUPERFICIAL

La rugosidad superficial también es un factor importante ya que influye en el perfil de velocidades. La fricción del aire con el terreno frena al viento por ello se crea un perfil de velocidades que depende de la altura. Cuanto más rugoso sea el terreno menor será la velocidad del viento. Además, la velocidad del viento aumenta con la altura, y con ello, la potencia producida por el aerogenerador, como se ve en la Figura 6.

Esta rugosidad superficial depende de los obstáculos del terreno, por tanto, es preferible rugosidades bajas ya que se obtiene mayor velocidad con menor altura.

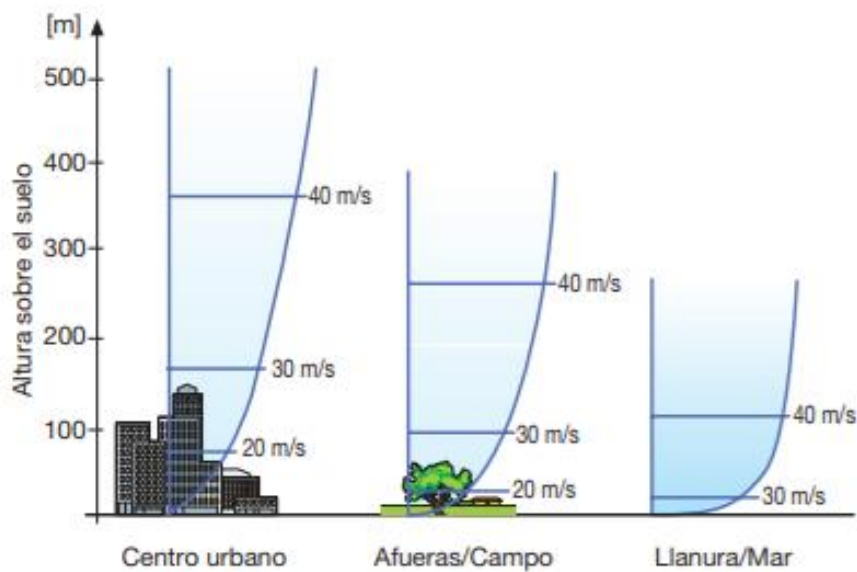


Figura 6. Variación de la velocidad del viento con la altura. Fuente: ABB.

Por lo que se puede observar en la Figura 7, la rugosidad máxima que tenemos en el término municipal de Tobarra es de 0,06. Además en la Figura 8, vemos que correspondería a terrenos con arbustos por lo que esta sería un buen emplazamiento.



Figura 7. Rugosidad superficial de Tobarra. Fuente: Portal de Mapas de Castilla-La Mancha.



Figura 8. Escala de rugosidades. Fuente: Manual eólico.

4.3. ELECCIÓN DE LA ZONA

Para la elección de la zona tenemos que tener en cuenta los datos obtenidos en los apartados anteriores. Se han de seleccionar zonas donde la rugosidad superficial sea baja y la velocidad media anual del viento sea mayor de 6m/s, como ya hemos visto en el apartado anterior la rugosidad superficial en toda la zona es apta. Y como podemos observar en la Figura 9, hay varias zonas donde la velocidad media anual supera este límite incluso hay zonas en las que llega a casi 9m/s.

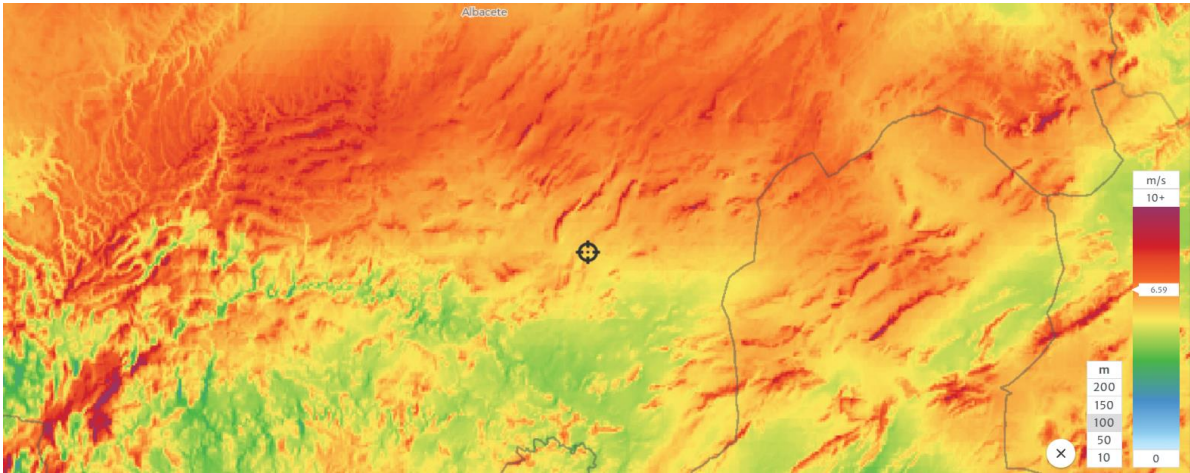


Figura 9. Velocidad del viento en Tobarra. Fuente: Global Wind Atlas.

A la hora de realizar el diseño de un parque eólico hay que tener en cuenta las limitaciones que existen en el territorio en cuanto a figuras ambientales. Las figuras ambientales que existen son la Red Natura 2000, los Parques Nacionales, las Reservas de la Biosfera y las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad de España (IBAS).

El término municipal se ve afectado por tres espacios Natura 2000 uno de ellos afecta a la Sierra de Abenuz como se observa en la Figura 10, pero las demás zonas marcadas en círculo azul, sí que son adecuadas.

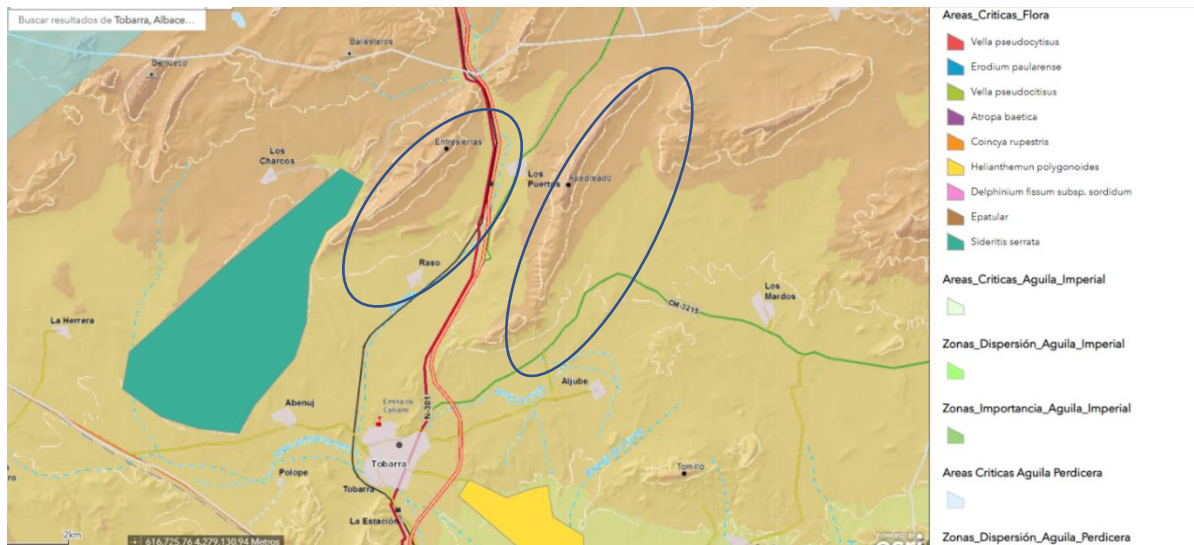


Figura 10. Espacios protegidos. Fuente: Portal de Mapas de Castilla-La Mancha.

Analizando las zonas tenemos varios emplazamientos idóneos. En uno de ellos disponemos de alrededor de 4.000 metros de largo donde se podrían poner de 15 a 20 aerogeneradores en una sola fila, correspondiente a la Figura 11.

También tenemos otra sierra donde disponemos de alrededor de 2000 metros de largo en la cual también podemos colocar de 15 a 20 aerogeneradores, correspondiente a la Figura 12.

Como se indica en el documento, *Zonificación Ambiental para la implantación de energías renovables*, Castilla La-Mancha prohíbe la instalación de aerogeneradores en núcleos urbanos, pero no especifica distancia, por tanto, para seguir el principio de precaución optaremos que la distancia sea de 1.000 metros.



Figura 11. Imagen en 3D de la sierra 1 del estudio. Fuente: Google Earth.



Figura 12. Imagen en 3D de la sierra 1 del estudio. Fuente: Google Earth.

4.4. ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es un gráfico radial que se utiliza para conocer en que direcciones el viento sopla con mayor frecuencia e intensidad, de esta manera podemos saber cuál es la dirección más idónea para colocar los aerogeneradores. Está dividida en 12 sectores y se colocaran los aerogeneradores de manera perpendicular a la dirección más idónea.

Zona 1

Primero se estudia la frecuencia de cada uno de los 12 sectores, que nos indica que tanto por ciento del tiempo está soplando el viento en esa dirección. Como podemos observar en la Figura 13, el viento sopla la mayor parte del tiempo en dirección sur y noroeste.

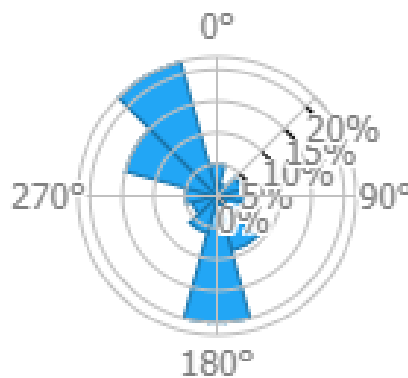


Figura 13. Rosa de los vientos de frecuencias. Fuente: Global Wind Atlas.

En cuanto a la velocidad media anual, se observa en la Figura 14, que el viento sopla con más intensidad para el noroeste la mayor parte del tiempo, como era de esperar.

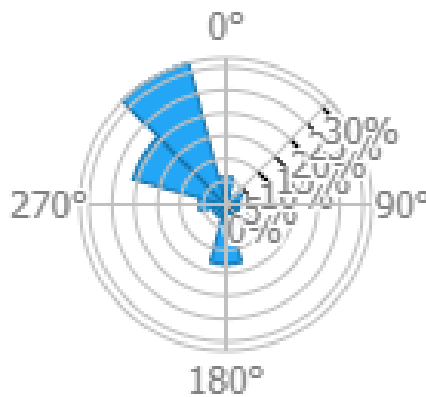


Figura 14. Rosa de los vientos de la velocidad media. Fuente: Global Wind Atlas.

En la Figura 15, se observa que en la dirección noroeste es donde mayor potencia extraíble se puede obtener. Todas las rosas de los vientos indican que de donde se puede obtener mayor recurso eólico es en la dirección noroeste. Para maximizar la producción de energía eólica será necesario orientar los aerogeneradores perpendiculares a esta dirección.

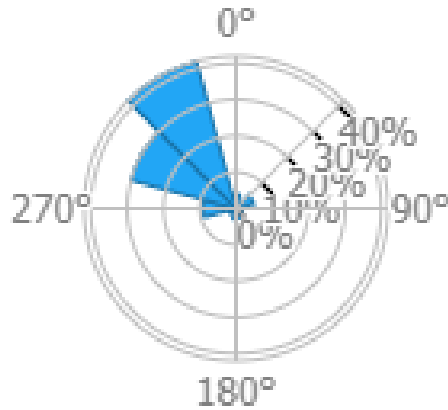


Figura 15. Rosa de los vientos del aporte de energía. Fuente: Global Wind Atlas.

Zona 2

Al igual que en la zona 1, primero se estudia la frecuencia de cada uno de los 12 sectores, que nos indica que tanto porcentaje del tiempo está soplando el viento en esa dirección. Como podemos observar en la Figura 16, el viento sopla la mayor parte del tiempo en dirección sur y noroeste, obteniendo una situación similar a la zona 1.

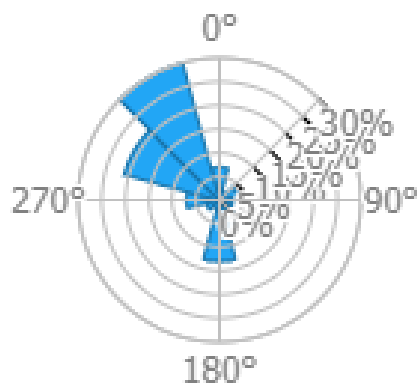


Figura 16. Rosa de los vientos de frecuencias. Fuente: Global Wind Atlas.

En cuanto a la velocidad media anual el viento sopla con mayor intensidad en la dirección noroeste como se observa en la Figura 17, situación similar a la zona 1 también.

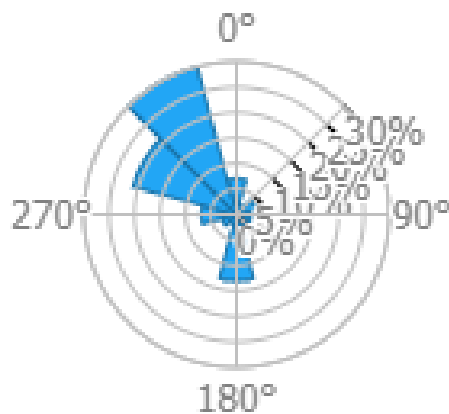


Figura 17. Rosa de los vientos de la velocidad media. Fuente: Global Wind Atlas.

Respecto a la máxima potencia extraíble, se sitúa también en la dirección noroeste, por lo que los aerogeneradores deberán estar situados perpendicularmente a esta dirección, como se aprecia en la Figura 18.

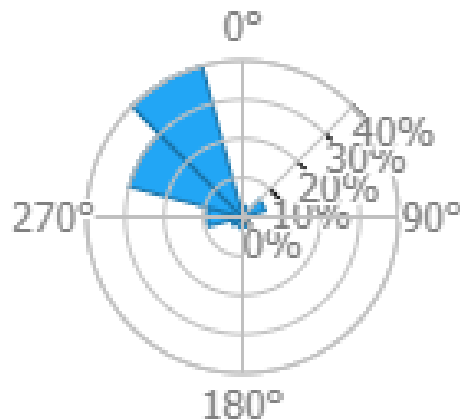


Figura 18. Rosa de los vientos del aporte de energía. Fuente: Global Wind Atlas.

Como se observa independientemente de la zona en la que se coloquen los aerogeneradores, en ambos casos deberemos colocar los aerogeneradores en la dirección noroeste.

4.5. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

No solo nos basta con conocer la velocidad media de un lugar, igual de importante es conocer la duración porcentual de las distintas velocidades del viento en un lugar determinado y en una dirección ya que existe una distribución de Weibull distinta para cada dirección del viento, ya que la energía a obtener dependerá de ambos parámetros.

$$P(V) = \frac{K}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^K\right], V \geq 0 \quad (3)$$

La distribución de Weibull depende de dos factores A Y K, donde el factor de escala (A) se mide en m/s y se relaciona de forma directa con la velocidad y el factor de forma (k) es adimensional y modifica la simetría de la distribución. Con valores cercanos al 1 la distribución es asimétrica mientras que con valores mayores de 2 la distribución es simétrica.

A continuación, en la Figura 19 y Figura 20 se observan la distribución de Weibull de los 12 de la zona 1 y de la zona 2 respectivamente.

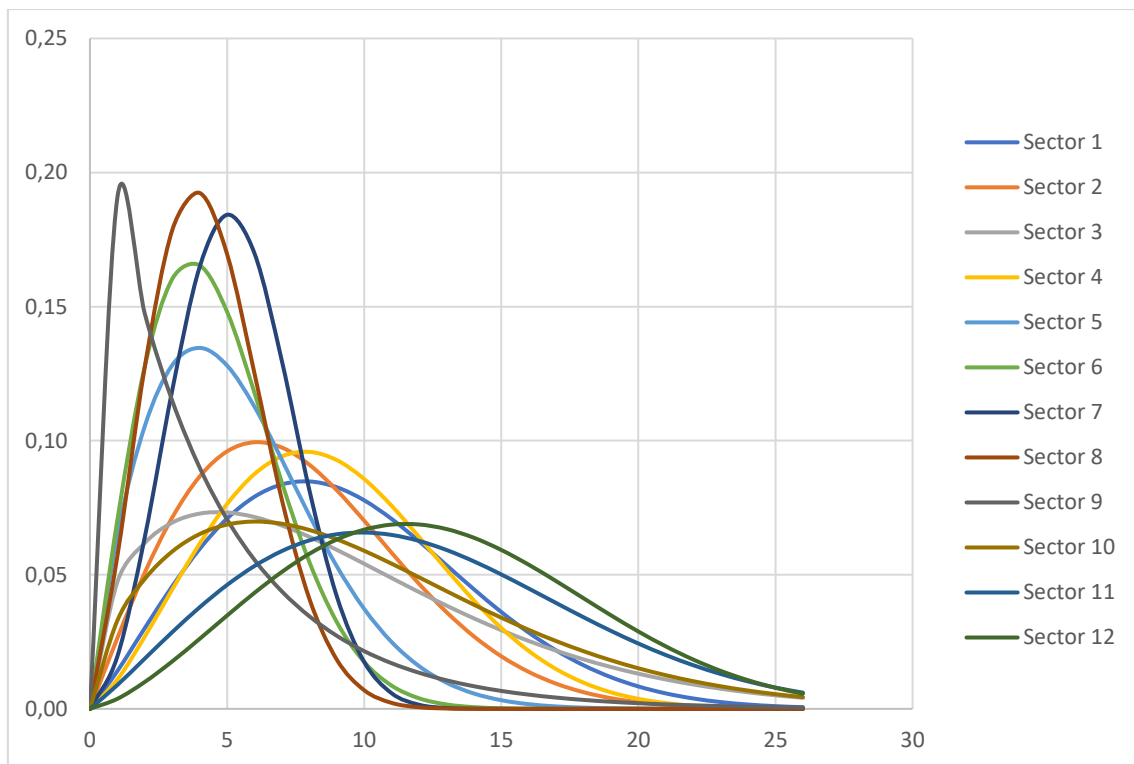


Figura 19. Distribución de Weibull a 100 metros Zona 1.

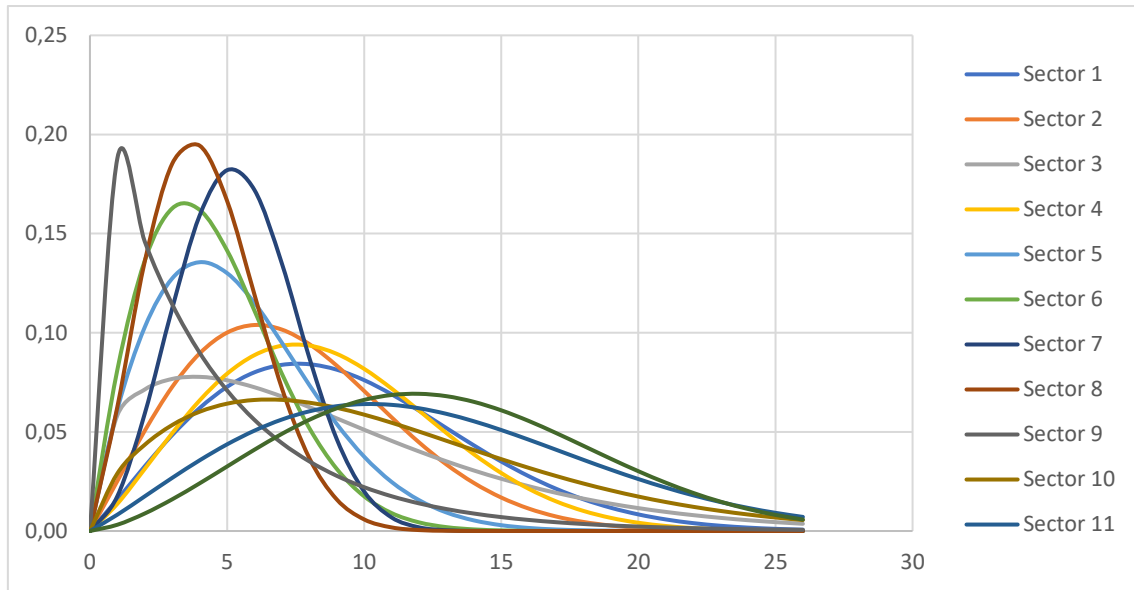


Figura 20. Distribución de Weibull a 100 metros Zona 2.

4.6. PERFIL DE VELOCIDADES

En el diseño de un parque eólico hay que tener en cuenta la variación de la velocidad con la altura sobre el suelo. Cuando hay obstáculos en el terreno la velocidad del viento tiende a disminuir cerca del suelo mientras que cuando el terreno está despejado obtenemos mayores velocidades a menor altura, generando un perfil de velocidades respecto a la altura.

Utilizando las siguientes ecuaciones obtenemos la velocidad a una altura determina.

$$V_2 = V_1 * \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^n \quad (4)$$

$$n = 0.096 \log Z_0 + 0.016(\log Z_0)^2 + 0.24 \quad (5)$$

Donde V_1 es la velocidad media del viento a una altura conocida Z_1 , V_2 siendo la velocidad a una altura Z_2 y el exponente n un parámetro que depende de la rugosidad del terreno Z_0 .

En la Figura 21 se observa el perfil de velocidades de la zona 1. Para sacar este perfil hemos utiliza las fórmulas anteriores tomando una rugosidad media (Z_0) de 0.06 sacado de la Figura 7 del apartado 4 visto anteriormente y una velocidad media (V_1) de 8.41 m/s a una altura (Z_1) de 100 m. asimismo en la misma figura se observa el perfil de velocidades de la zona 2. Calculado con una rugosidad del terreno (Z_0) de 0.06 m, una velocidad media del viento (V_1) de 8.23 m/s a una altura (Z_1) de 100 m.

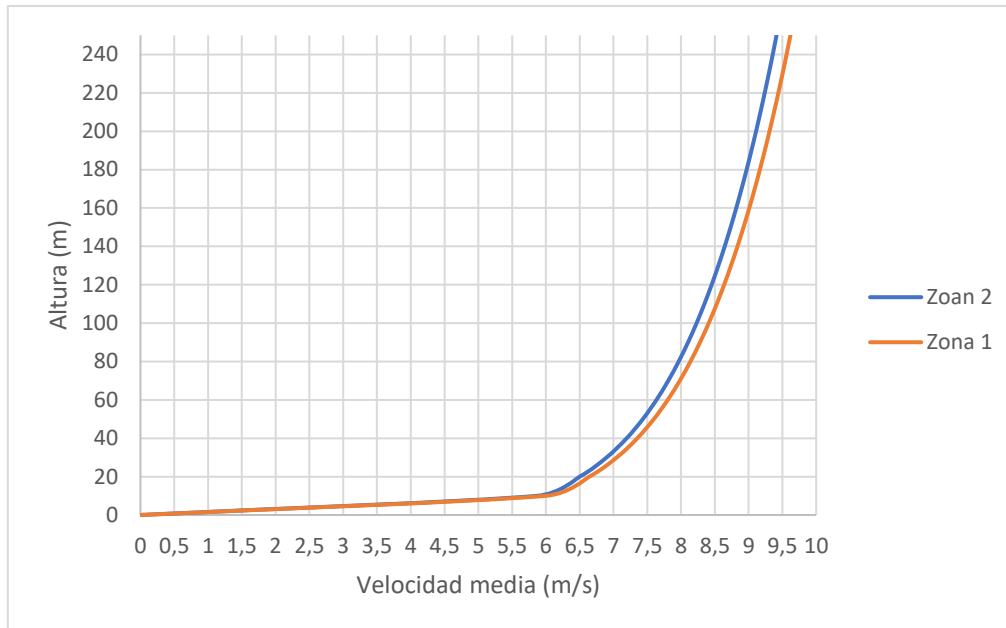


Figura 21. Perfil de velocidades de la Zona 1 y Zona 2.

Hemos realizado los anteriores perfiles de velocidad ya que las torres anemométricas de las que se han cogido los valores de velocidades de viento suelen estar a distinta altura que los bujes de los aerogeneradores. Como las alturas del buje suelen estar entre los 80 y 100 metros la velocidad de la zona 1 está comprendida entre 8,14 y 8,41 m/s. Y en la zona 2 está comprendida entre 7,96 y 8,23 m/s.

CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR

En este capítulo vamos a analizar los diferentes aerogeneradores y elegir el que más adecuado para el emplazamiento elegido, cumpliendo los criterios de seguridad establecidos.

5.1. CLASES DE AEROGENERADORES

La norma IEC 61400 clasifica a los aerogeneradores en tres clases diferentes de acuerdo a unos parámetros de robustez mínimos exigidos según la velocidad del viento en cada zona en la Tabla 2 se puede ver dicha clasificación. Se debe elegir la clase cuya velocidad sea superior a la velocidad de referencia calculada en el emplazamiento, dicha velocidad de referencia se calcula a partir de la velocidad media anual del viento en dicha zona, usando la siguiente fórmula:

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0.2} \quad (6)$$

Tabla 2. Clasificación de aerogeneradores. Fuente: Norma IEC 61400-1.

Clases	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30	Valores que deben ser especificados por el diseñador
V_{pro} (m/s)	10	8.5	7.5	6	
A I_{15} (-)	0.18	0.18	0.18	0.18	
a(-)	2	2	2	2	
B I_{15} (-)	0.16	0.16	0.16	0.16	
a(-)	3	3	3	3	

V_{ref} : Velocidad máxima en 10 minutos con periodo de retorno de 50 años (C. Rotor)

V_{pro} : Velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor.

A y B: Categoría para características de turbulencia alta y turbulencia baja

I_{15} : Valor característico de la intensidad de turbulencia a 15 m/s

a: Parámetro usado para cálculo de desviación estándar en el modelo normal de turbulencia

En la zona norte del municipio donde hay varias sierras la velocidad media esta alrededor de los 8,22 m/s para una altura del buje de 100 metros, haciendo uso de la norma la velocidad de referencia es de 42,4 m/s. Por lo que la clase de aerogenerador a utilizar es de Clase II.

5.2. ELECCIÓN DEL MODELO DE AEROGENERADOR

En este capítulo vamos a seleccionar varios aerogeneradores y mostrar sus principales características para posteriormente seleccionar el que mejor viabilidad energética nos presente. Vamos a analizar dos aerogeneradores de la marca Gamesa y uno de la marca AAER. A continuación, en las Tablas 3, 4 y 5 podemos ver las características de cada uno de los aerogeneradores.

Tabla 3. Especificaciones técnicas aerogenerador G80-2.0 MW.

General	Modelo	G80-2.0 MW
	Clase de viento	IA/IIA/S
	Potencia (KW)	2000
Rotor	Diámetro (m)	80
	Área de barrido (m ²)	5026,55
	Velocidad de giro (rpm)	
Torre	Altura (m)	100

Tabla 4. Especificaciones técnicas aerogenerador G83-2.0 MW.

General	Modelo	G83-2.0 MW
	Clase de viento	IIA/S
	Potencia (KW)	2000
Rotor	Diámetro (m)	83
	Área de barrido (m ²)	5410,61
	Velocidad de giro (rpm)	9-19
Torre	Altura (m)	100

Tabla 5. Especificaciones técnicas aerogenerador A2000-84.

General	Modelo	A2000-84
	Clase de viento	
	Potencia (KW)	2000
Rotor	Diámetro (m)	84
	Área de barrido (m ²)	5542
	Velocidad de giro (rpm)	9-19
Torre	Altura (m)	100

A continuación, para la elección del aerogenerador se procede a calcular la cantidad de energía que producirá cada uno de los modelos en los diferentes emplazamientos. Para ello es necesario saber la potencia que es capaz de extraer para cada rango de velocidades a la altura del buje. Esta información la proporciona el fabricante en las curvas de potencia. A continuación, en la Figuras 22, 23 y 24 se muestran las curvas de potencia pertenecientes a los modelos seleccionados.

Aunque no se puede apreciar en la gráfica porque la diferencia es pequeña, la velocidad de arranque es menor en el modelo G80 que comenzaría a producir energía a una velocidad de 3 m/s, antes que el modelo antes que los dos modelos restantes que empezaran a los 4 m/s.

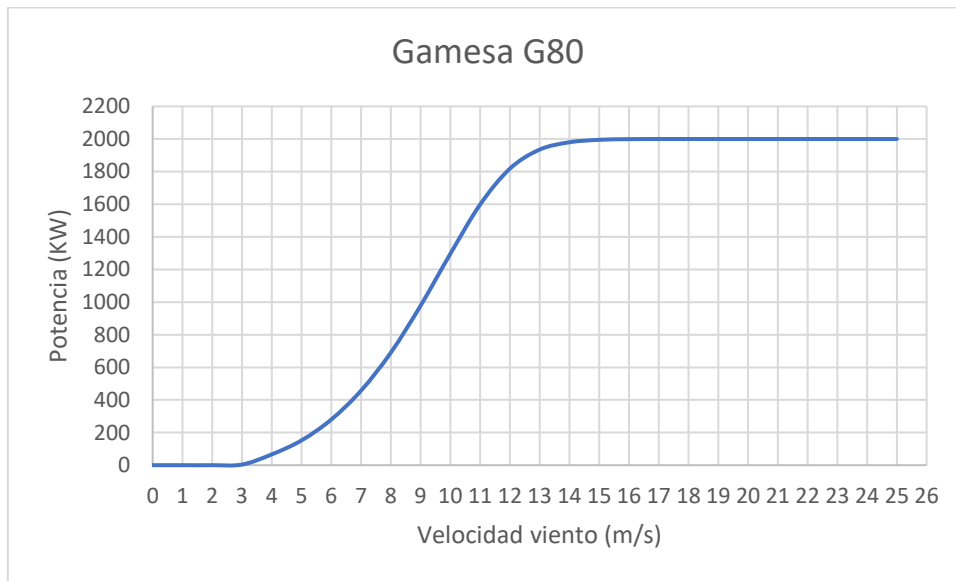


Figura 22. Curva de potencia G80-2.0 MW.

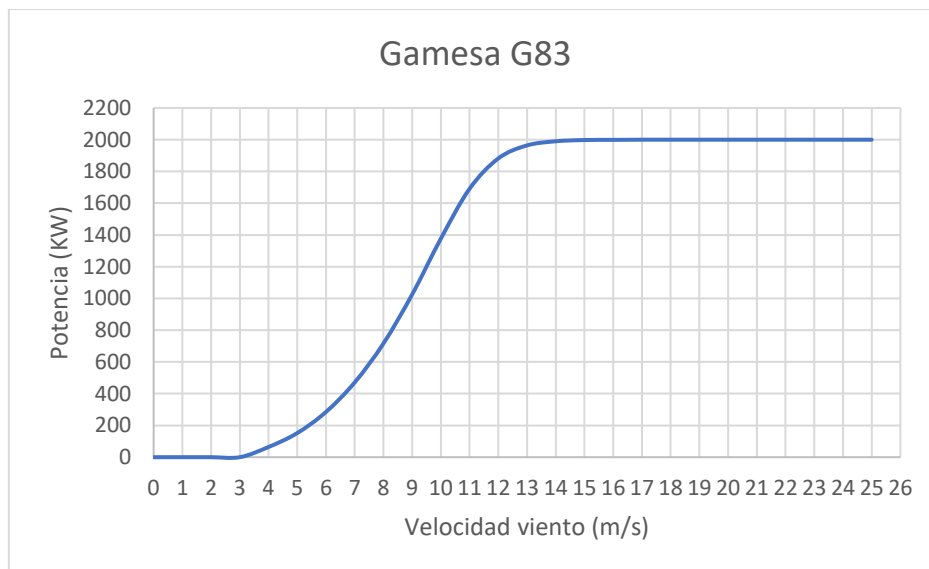


Figura 23. Curva de potencia G83-2.0 MW.

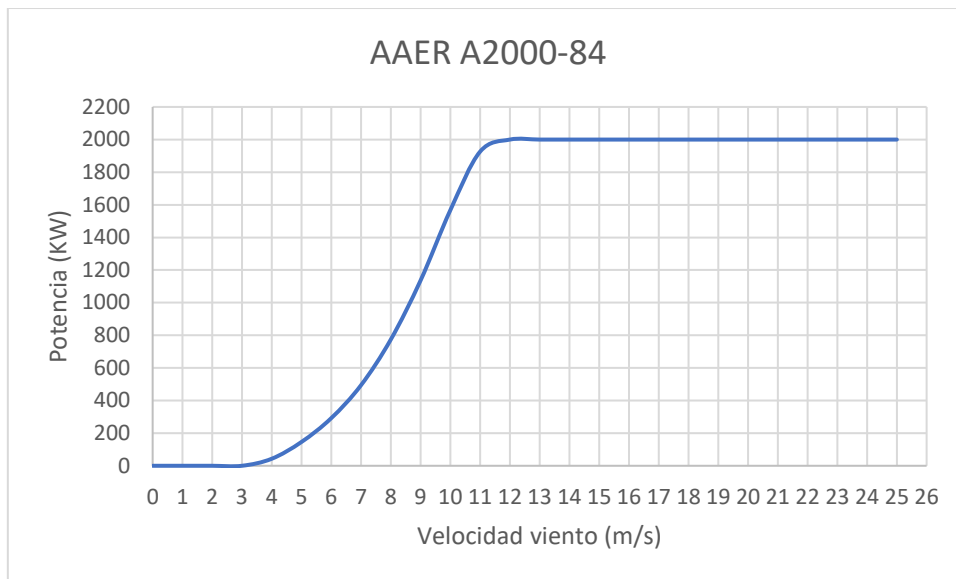


Figura 24. Curva de potencia AAER A2000-84.

5.3. CALCULO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

En este capítulo se procede a calcular la energía anual producida por los tres aerogeneradores a partir de las características del emplazamiento y de las propias del aerogenerador. Obtendremos la energía que produce cada uno de los tres aerogeneradores en las dos zonas, el aerogenerador que mayor energía al año produzca en ambas zonas será el que elijamos para el diseño del parque eólico.

Primero debemos calcular la densidad del aire en el lugar para corregir la curva de potencia de los aerogeneradores, debido a que los datos que nos proporciona el fabricante son a nivel del mar y el emplazamiento está a 900 metros de altitud. Necesitamos saber la temperatura y la presión del lugar, mirando en la Aemet la presión atmosférica es de 949 hPa y la temperatura media anual de 15.2°C. Para obtener la densidad vamos a utilizar la ecuación de los gases ideales y se obtiene que la densidad es de 1,144 Kg/m³. Ahora ya podemos obtener las curvas de la potencia corregida de los aerogeneradores.

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (7)$$

Ahora con la curva de potencias corregidas de cada aerogenerador vamos a estimar los KW producidos por cada aerogenerador, mediante la siguiente fórmula que consiste en el sumatorio de los productos de la distribución de Weibull y la curva de potencia.

$$P(v) = \sum_{V_{arranque}}^{V_{parada}} \text{Frecuencia} * \text{Potencia extraíble} \quad (8)$$

A continuación, se multiplica los KW obtenidos por 8760 horas que hay en un año para obtener la energía producida en un año por cada modelo en los dos emplazamientos, se realiza mediante la ecuación siguiente:

$$EEP = n^{\circ} \text{ horas} * P(v) \quad (9)$$

Seguidamente se calculan las horas equivalentes, que nos indican las horas que un aerogenerador tendría que funcionar para producir la energía estimada en un año, se realiza mediante la ecuación 10.

$$H_{eq} = \frac{EEP(KWh)}{P_n(KW)} \quad (10)$$

Y por último se procede a calcular el factor de carga mediante la ecuación 11, este valor adimensional nos indica si un aerogenerador es viable o no, cuanto mayor sea el factor de carga mejor será el rendimiento de dicho aerogenerador.

$$F_c = \frac{H_{eq}}{8760} \quad (11)$$

En las Tablas 6 Y 7 siguientes se muestran todos los parámetros mencionados anteriormente para las zonas 1 y 2 respectivamente.

Tabla 6. Parámetros zona 1.

ZONA 1			
AEROGENERADOR	EEP (KWh/año)	H_{eq} (h)	F_c
G80-2.0 MW	5.556.984	2.778	0,32
G83-2.0 MW	5.673.219	2.836	0,32
A2000-84	5.473.150	2.737	0,31

Tabla 7. Parámetros zona 2.

ZONA 2			
AEROGENERADOR	EEP (KWh/año)	H_{eq} (h)	F_c
G80-2.0 MW	5.549.930	2.775	0,32
G83-2.0 MW	5.664.417	2.832	0,32
A2000-84	5.437.927	2.719	0,31

Con los resultados obtenidos de los cálculos realizados se observa que el aerogenerador que mayor energía produciría al año en ambas zonas sería el modelo G83-2.0 MW de la marca Gamesa, respecto a las zonas podemos ver que en ambas se produce casi la misma energía. En el siguiente apartado profundizaremos más en los cálculos de energía en ambas zonas con 3 disposiciones distintas de los aerogeneradores en dichas zonas para saber que disposición será la más rentable.

CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En este capítulo se van a analizar las distintas distribuciones en las que podemos colocar los aerogeneradores dentro de las zonas seleccionadas en el apartado 4.3.

6.1. EFECTOS MODIFICADORES DEL VIENTO

6.1.1. Efecto parque

El viento que deja atrás la turbina tiene menor energía que el que llega a ella, esto es debido a que la energía no se crea ni se destruye si no que se transforma, por lo que, el aerogenerador transforma la energía. De esta manera tras el aerogenerador aparecerá una estela, es decir, una cola de viento turbulenta y ralentizada. Esto es lo que se conoce como efecto parque y hay que evitarlo porque al disminuir la velocidad del viento también lo hará la energía generada por el resto de aerogeneradores.

Para evitar este efecto, los aerogeneradores se disponen teniendo en cuenta unas distancias mínimas:

- En la dirección de mayor potencia extraíble del viento, los aerogeneradores deberán de colocarse con una separación entre cada uno de ellos del orden de 5 a 9 diámetros de rotor, que equivale más o menos, según el aerogenerador, a una distancia de 500 metros.
- En la dirección perpendicular a la anterior, los aerogeneradores deberán de colocarse con una separación entre cada uno de ellos del orden de 3 a 5 diámetros de rotor que equivale a una distancia de 200 metros.

6.1.2. Efecto colina

Usualmente los aerogeneradores se colocan en lo alto de las colinas, en estas zonas la velocidad del viento es mayor que en las zonas adyacentes, esto se debe a que el viento es comprimido en la zona de la montaña que da el viento y cuando el aire alcanza lo alto de la colina se vuelve a expandir hacia la zona de bajas presiones. Pero si la colina es escarpada puede haber gran cantidad de turbulencias y anular este efecto.

6.2. ALTERNATIVAS DE DISEÑO

En este apartado se mostrarán las distintas alternativas escogidas para el diseño del parque eólico. Todas las alternativas constan de 20 aerogeneradores G83-2.0 MW obteniéndose una potencia de 40 MW. Los aerogeneradores se han colocado enfrentados a la dirección del viento.

6.2.1. Alternativa 1

En esta alternativa los aerogeneradores se han colocado a una distancia de 200 metros en dirección perpendicular a la dirección del viento de mayor potencia extraíble.

A continuación, en la Figura 25 podemos ver una disposición aproximada de los aerogeneradores en esta alternativa.

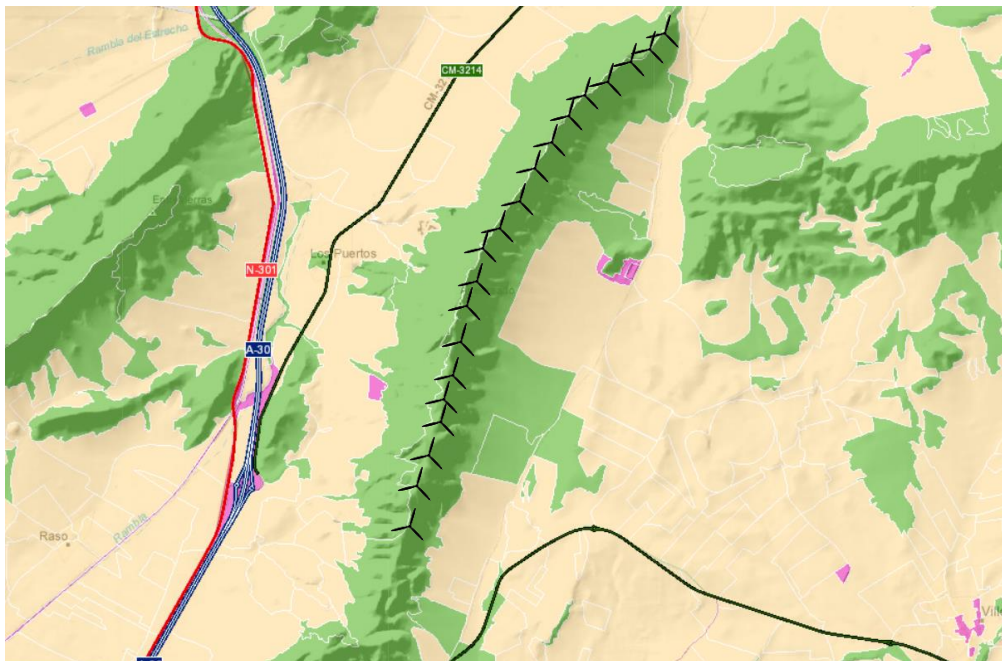


Figura 25. Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Portal de Mapas de Castilla La-Mancha.

A continuación, en la Tabla 8 se muestra las coordenadas UTM, la energía producida, las horas equivalentes y el factor de carga de cada uno de los aerogeneradores, además ve pueden ver valores muy parecidos eso es debido a que la separación entre ellos no es lo suficientemente grande y por tanto los valores de la zona donde están colocados son prácticamente los mismo.

Tabla 8. Coordenadas UTM, energía producida, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa 1.

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		KWh/año producidos	Horas equivalentes	Factor de carga
	X	Y			
1	619571,3	4280899,2	6674376	3337	0,38
2	619428,6	4280742,9	6674376	3337	0,38
3	619285,4	4280617,5	6674376	3337	0,38
4	619142,2	4280492	6674376	3337	0,38
5	619023,7	4280336,1	6674376	3337	0,38
6	618905,6	4280149,3	6674376	3337	0,38
7	618811,2	4279993,7	6674376	3337	0,38
8	618717,3	4279807,4	6674376	3337	0,38
9	618598,8	4279651,4	6674376	3337	0,38
10	618456	4279495,1	6674376	3337	0,38
11	618362,1	4279308,8	6674376	3337	0,38
12	618267,7	4279153,2	6705405	3353	0,38
13	618173,7	4278966,8	6508564	3254	0,37
14	618104	4278780,8	6597325	3299	0,38
15	618034,2	4278594,8	6597325	3299	0,38
16	618013,2	4278378,6	6558459	3279	0,37
17	617991,8	4278193,3	6558459	3279	0,37
18	617970,3	4278008	6562686	3281	0,37
19	617949,3	4277791,9	6562686	3281	0,37
20	617879,5	4277605,9	6562686	3281	0,37

En la tabla 9 se muestran las características del parque eólico en su conjunto, teniendo en cuenta las pérdidas existentes.

Tabla 9. Resumen alternativa 1.

Potencia unitaria (MW)	2
Nº de aerogeneradores	20
Potencia del parque (MW)	40
Energía bruta producida anualmente (KWh/año)	132.631.731
Pérdidas efecto parque=5% Energía bruta (KWh/año)	6.631.587
Pérdidas por disponibilidad (mantenimiento) = 15% Energía bruta (KWh/año)	19.894.760
Pérdidas eléctricas = 1% Energía bruta (KWh/año)	1.326.317
Pérdidas varias = 5% Energía bruta (KWh/año)	6.631.587
Energía neta producida anualmente (KWh/año)	98.147.481
Horas equivalentes	3.315
Factor de carga	0,32

6.2.2. Alternativa 2

En esta alternativa los aerogeneradores se han colocado con la misma distancia de separación que en la alternativa 1, y en la Figura 26 podemos ver su colocación



Figura 26. Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Portal de Mapas de Castilla La-Mancha.

A continuación, en la tabla 10 se muestra las coordenadas UTM, la energía producida, las horas equivalentes y el factor de carga de cada uno de los aerogeneradores.

Tabla 10. Coordenadas UTM, energía producida, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa 2.

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		KWh/año producidos	Horas equivalente s	Factor de carga
	X	Y			
1	612635	4277406,8	6453659	3227	0,37
2	612777,9	4277563	6453659	3227	0,37
3	612945,8	4277657,9	6437444	3219	0,37
4	613113,7	4277752,7	6445758	3223	0,37
5	613305,8	4277848	6445758	3223	0,37
6	613473,7	4277942,8	6466679	3233	0,37
7	613617	4278068,2	6450465	3225	0,37
8	613784,5	4278193,9	6450465	3225	0,37
9	613952,4	4278288,8	6426546	3213	0,37
10	614119,4	4278445,3	6426546	3213	0,37
11	614262,7	4278570,7	6426546	3213	0,37
12	614406	4278696,1	6410331	3205	0,37
13	614549,2	4278821,5	6410331	3205	0,37
14	614692	4278977,7	6431293	3216	0,37
15	614835,3	4279103,1	6432407	3216	0,38
16	615002,3	4279259,6	6575909	3288	0,37
17	615121,4	4279384,7	6551598	3276	0,37
18	615264,2	4279540,9	6564789	3282	0,37
19	615519,3	4280284,5	6651071	3326	0,38
20	615709,5	4280503,1	6664263	3332	0,38

En la tabla 11 se muestran las características del parque eólico en su conjunto, teniendo en cuenta las pérdidas existentes.

Tabla 11. Resumen alternativa 2.

Potencia unitaria (MW)	2
Nº de aerogeneradores	20
Potencia del parque (MW)	40
Energía bruta producida anualmente (KWh/año)	129.575.517
Pérdidas efecto parque=5% Energía bruta (KWh/año)	6.478.776
Pérdidas por disponibilidad (mantenimiento) = 15% Energía bruta (KWh/año)	19.436.328
Pérdidas eléctricas = 1% Energía bruta (KWh/año)	1.295.755
Pérdidas varias = 5% Energía bruta (KWh/año)	6.478.776
Energía neta producida anualmente (KWh/año)	95.885.883
Horas equivalentes	3.239
Factor de carga	0,32

6.2.3. Alternativa 3

Y en esta última alternativa los aerogeneradores se han colocado igual que en las alternativas anteriores. En la Figura 27, podemos ver su disposición.

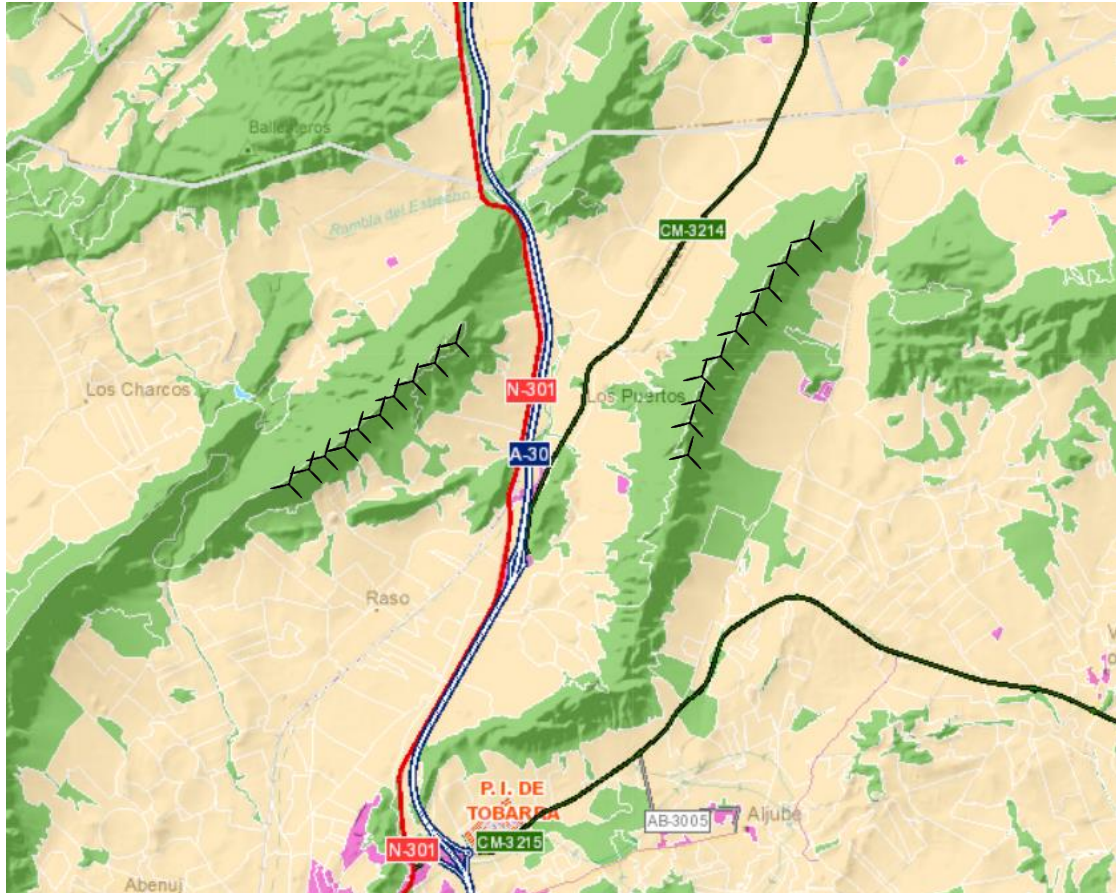


Figura 27. Disposición de los aerogeneradores. Fuente: Portal de Mapas de Castilla La-Mancha.

A continuación, en la tabla 12 se muestra las coordenadas UTM, la energía producida, las horas equivalentes y el factor de carga de cada uno de los aerogeneradores.

Tabla 12. Coordenadas UTM, energía producida, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa 3.

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		KWh/año producidos	Horas equivalente s	Factor de carga
	X	Y			
1	618221,2	4279029,2	6508564	3254	0,37
2	618315,1	4279215,6	6674376	3337	0,38
3	618409,5	4279371,1	6674376	3337	0,38
4	618503,5	4279557,5	6674376	3337	0,38
5	618622	4279713,4	6674376	3337	0,38
6	618740,6	4279869,4	6674376	3337	0,38
7	618834,5	4280055,8	6674376	3337	0,38
8	618928,9	4280211,3	6674376	3337	0,38
9	619047	4280398,1	6674376	3337	0,38
10	619189,7	4280554,4	6674376	3337	0,38
11	613952,4	4278288,8	6426546	3213	0,37
12	614095,7	4278414,2	6426546	3213	0,37
13	614238,5	4278570,4	6426546	3213	0,37
14	614406	4278696,1	6410331	3205	0,37
15	614549,2	4278821,5	6410331	3205	0,37
16	614667,9	4278977,3	6453275	3227	0,37
17	614835,3	4279103,1	6420424	3210	0,37
18	614978,6	4279228,5	6444736	3222	0,37
19	615121,4	4279384,7	6539615	3270	0,37
20	615264,2	4279540,9	6552807	3276	0,37

En la tabla 13 se muestran las características del parque eólico en su conjunto, teniendo en cuenta las pérdidas existentes.

Tabla 13. Resumen alternativa 3.

Potencia unitaria (MW)	2
Nº de aerogeneradores	20
Potencia del parque (MW)	40
Energía bruta producida anualmente (KWh/año)	131.089.105
Pérdidas efecto parque=5% Energía bruta (KWh/año)	6.554.455
Pérdidas por disponibilidad (mantenimiento) = 15% Energía bruta (KWh/año)	19.663.366
Pérdidas eléctricas = 1% Energía bruta (KWh/año)	1.310.891
Pérdidas varias = 5% Energía bruta (KWh/año)	6.554.455
Energía neta producida anualmente (KWh/año)	97.005.938
Horas equivalentes	3.315
Factor de carga	0,32

6.3. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

A continuación, en la tabla 14 se muestran los datos más relevantes, como la energía producida, las horas equivalentes y el factor de carga de las tres alternativas vistas anteriormente, todas las alternativas presentan valores similares en cuanto a las horas equivalentes y el factor de carga, pero la alternativa que presenta mayor energía producida es la primera en comparación con las otras dos, por lo que, escogeremos esta configuración.

Tabla 14. Comparación de las alternativas.

Alternativa	Energía producida (KWh/año)	Horas equivalentes	Factor de carga
1	98.147.481	3.315	0,32
2	95.885.883	3.239	0,32
3	97.005.938	3.315	0,32

La alternativa elegida es la 1 porque es la que mayor energía producido con 98.147.481 KWh/año, ya que las horas equivalentes y el factor de carga es similar al de las otras dos alternativas de diseño.

CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

En este capítulo se va a realizar un estudio de impacto ambiental en el que se evaluarán los posibles impactos que conlleva colocar el parque eólico en el lugar escogido. Para ello, se va a llevar a cabo un inventario ambiental para caracterizar la zona y se tendrán en cuenta los efectos que causarán cada una de las etapas del proyecto y las posibles medidas correctoras que se adoptarán para minimizar este impacto.

7.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto tiene como objetivo la construcción de un parque eólico de 40 MW en el término municipal de Tobarra. El parque eólico está formado por 20 aerogeneradores del modelo G83-2000 MW con una altura de 100 metros de torre, de la marca Gamesa. La producción estimada de energía es de 98.147.481 MWh/año.

7.2. INVENTARIO AMBIENTAL

Se va a realizar un inventario ambiental en el cual se muestran las características del emplazamiento del proyecto.

7.2.1. Clima

El clima térmico de Tobarra es BSk según la clasificación climática Köppen-Geiger, es decir como indican las letras es un clima seco y frío. Esto se corresponde con el clima mediterráneo donde en invierno hace frío y los veranos son calurosos como se indica en la página Climate-Data.

Como se observa en la Figura 28, la temperatura media anual es de 15.2°C, llegando a las 6°C en los meses de invierno y los 25°C en los meses de verano.

En cuanto a las precipitaciones, se observa que es un clima seco ya que las precipitaciones anuales están alrededor de los 323 mm, en los meses de verano apenas llueve siendo Julio el mes que menos llueve.

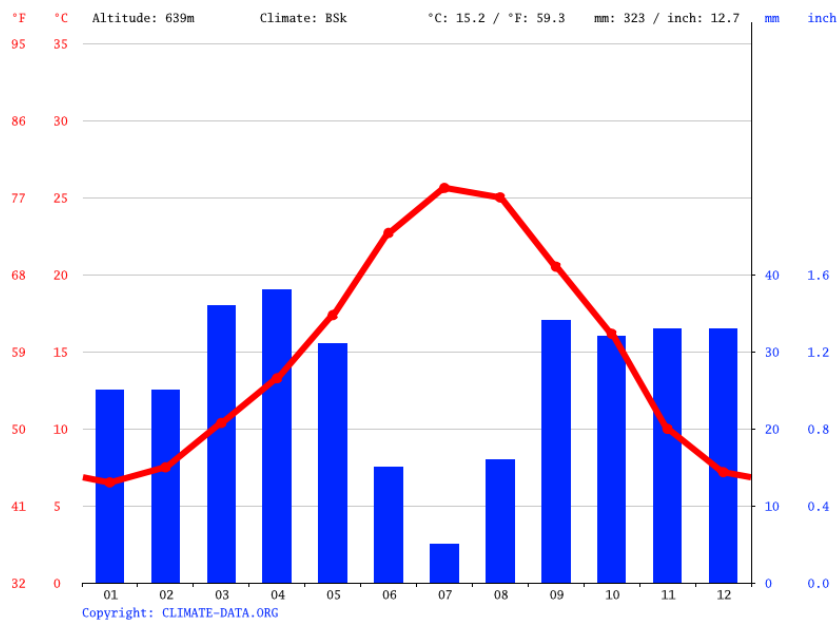


Figura 28. Climograma de Tobarra. Fuente: Climate-Data.org.

7.2.2. Sismología

Como se puede observar en la Figura 29, el riesgo de sufrir un sismo es bajo, aunque está cerca de una zona donde suelen haber terremotos, pero de baja intensidad.

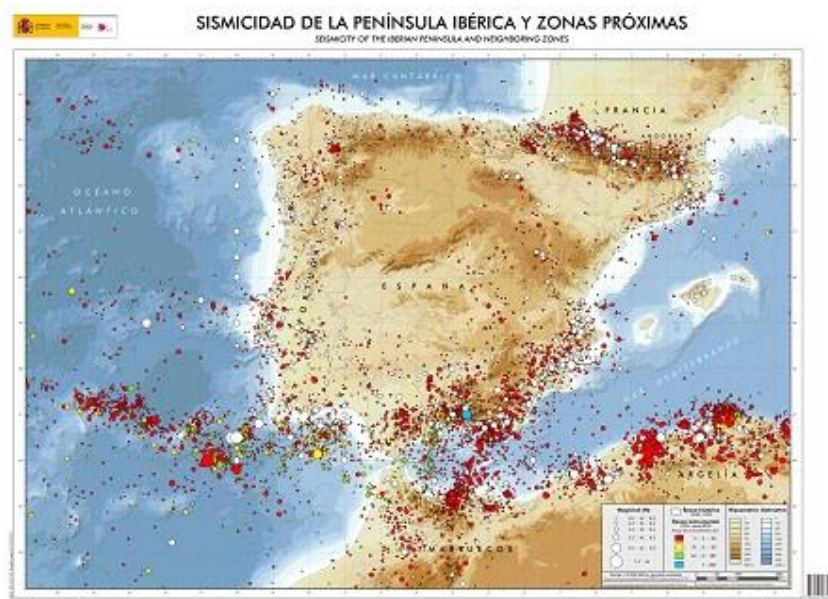


Figura 29. Mapa de sismología. Fuente: Instituto Geográfico Nacional (IGN).

7.2.3. Composición del suelo y relieve

El territorio de Tobarra ha estado bajo el mar en varias ocasiones, esto ha provocado consecuencias en su geología. La mayor parte de los montes son dolomías y calizas dolomíticas, es decir, se formaron en lecho marino.

En cuanto al relieve de la zona, tiene amplias llanuras y valles alargados, esta área es una zona de transición donde se abandona la planicidad de la meseta.

7.2.4. Usos del suelo

En la zona seleccionada está ocupada por matorrales de espino negro y plantas aromáticas y en algunas zonas se pueden agrupaciones de pinares, además también huertas de regadío.

7.2.5. Hidrología

Mirando en los visores temáticos de Castilla La-Mancha, en la Figura 30 observamos que no hay ningún río en la zona, aunque sí que se pueden observar algunas ramblas.

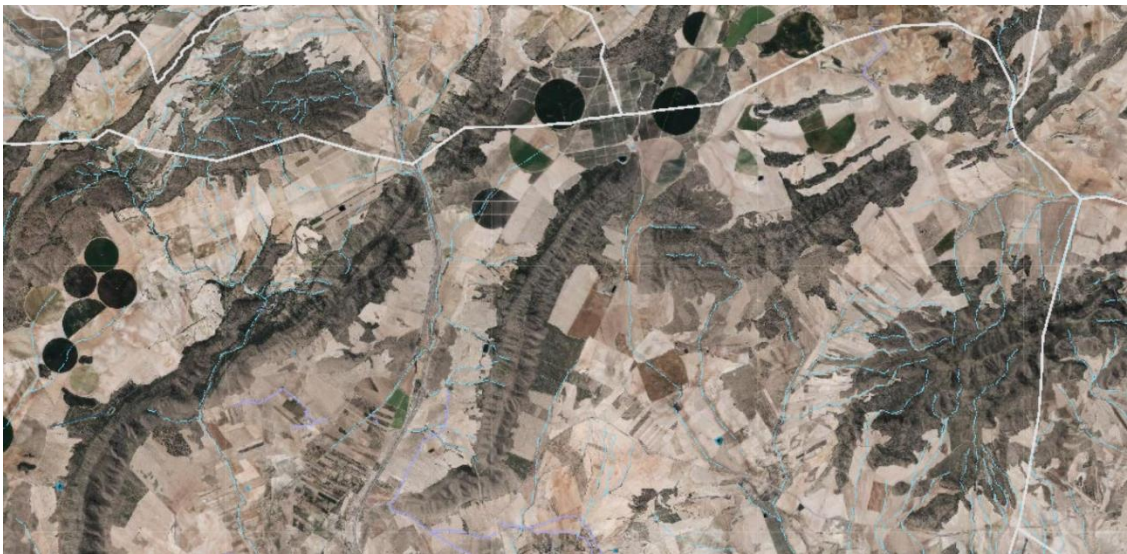


Figura 30. Mapa hidrográfico de Tobarra. Fuente: Portal de Mapas de Castilla-La Mancha.

7.2.6. Espacios naturales

Como ya se ha visto en el apartado 4.3 y en la Figura 10, hay una zona afectada por un espacio natural protegido, pero las otras dos localizaciones escogidas no hay ningún espacio protegido.

7.2.7. Socioeconomía

Tobarra cuenta con una población de 7.709 habitantes de los cuales, 3.958 son hombres y 3.751 mujeres, según datos obtenidos del INE. La edad media es de 43 años.

La economía en la zona se basa mayormente en la agricultura, pero la industria textil está teniendo un auge ya que cuenta con numerosas empresas, y también hay que destacar la industria agroalimentaria en cuanto a la elaboración de vino y productos cárnicos.

7.2.8. Fauna

A continuación, se muestra un listado de las especies presentes en la zona:

Aves

- abejaruco europeo (*Merops apiaster*)
- abubilla (*Upupa epops*)
- alcaraván común (*Burhinus oedicephalus*)
- alcaudón real (alcaudón norteño, o picapuercos) (*Lanius excubitor*), alcaudón común (*Lanius senator*)
- alondra totovía (*Lullula arborea*)
- arrendajo (*Garrulus glandarius*)
- autillo europeo (*Otus scops*)
- avión común (*Delichon urbicum*)
- carbonero común (*Parus major*)
- carricero común (*Acrocephalus scirpaceus*), carricero tordal (*Acrocephalus arundinaceus*)
- cernícalo vulgar (*Falco tinnunculus*)
- chotacabras pardo (*Caprimulgus ruficollis*)
- cigüeñuela común (*Himantopus himantopus*)
- codorniz común (*Coturnix coturnix*)
- cogujada común (*Galerida cristata*), cogujada montesina (*Galerida theklae*)
- collalba negra (*Oenanthe leucura*)
- collalba rubia (*Oenanthe hispanica*)
- corneja negra (*Corvus corone*)
- críalo europeo (*Clamator glandarius*)
- curruca cabecinegra (*Sylvia melanocephala*)
- curruca capirotada (*Sylvia atricapilla*)
- curruca carrasqueña (*Sylvia cantillans*)
- curruca rabilarga (*Sylvia undata*)
- escribano montesino (*Emberiza cia*)
- estornino negro (*Sturnus unicolor*)
- focha común (*Fulica atra*)
- gallineta común (polla de agua, pollona negra, gal (*Gallinula chloropus*)
- gaviota reidora (*Larus ridibundus*)

- golondrina común (*Hirundo rustica*)
- gorrión chillón (*Petronia petronia*)
- gorrión común (*Passer domesticus*),
- gorrión molinero (*Passer montanus*)
- jilguero (*Carduelis carduelis*)
- lavandera blanca (aguzanieves) (*Motacilla alba*)
- lechuza común (*Tyto alba*)
- curruca mirlona (*Sylvia hortensis*)
- mirlo común (*Turdus merula*)
- mito (*Aegithalos caudatus*)
- mochuelo común (*Athene noctua*)
- oropéndola europea u oriol (*Oriolus oriolus*)
- paloma doméstica (*Columba domestica*)
- paloma doméstica (*Columba livia/domestica*)
- paloma torcaz (*Columba palumbus*)
- papamoscas gris (*Muscicapa striata*)
- pardillo común (*Carduelis cannabina*)
- perdiz roja (*Alectoris rufa*)
- pinzón vulgar (*Fringilla coelebs*)
- pito real (*Picus viridis*)
- porrón común (*Aythya ferina*)
- ruiseñor bastardo (*Cettia cetti*)
- ruiseñor común (*Luscinia megarhynchos*)
- tarabilla común (*Saxicola torquatus*)
- terrera común (*Calandrella brachydactyla*)
- tórtola europea (*Streptopelia turtur*)
- tórtola turca (*Streptopelia decaocto*)
- triguero (*Emberiza calandra*)
- urraca (*Pica pica*)
- vencejo común (*Apus apus*)
- verdecillo (*Serinus serinus*)
- verderón europeo o verderón común (*Carduelis chloris*)
- zarcero común (*Hippolais polyglotta*)
- zorzal charlo (*Turdus viscivorus*)

Flora vascular

- sideritis serrata (*Sideritis serrata*)

Invertebrados

- agabus didymus (*Agabus didymus*)
- helochares lividus (*Helochares lividus*)

- *hyphydrus aubei* (*Hyphydrus aubei*)
- *laccobius sinuatus* (*Laccobius sinuatus*)
- *yola bicarinata* (*Yola bicarinata*)
- *enochrus bicolor* (*Enochrus bicolor*)
- *hydroglyphus geminus* (*Hydroglyphus geminus*)
- *hydroglyphus signatellus* (*Hydroglyphus signatellus*)

Mamíferos

- *cabra montés* (*Capra pyrenaica*)
- *conejo común* (*Oryctolagus cuniculus*)
- *liebre ibérica* (*Lepus granatensis*)
- *erizo común* (*Erinaceus europaeus*)
- *zorro* (*Vulpes vulpes*)
- *gineta o gato almizclero* (*Genetta genetta*)
- *jabalí* (*Sus scrofa*)
- *lirón careto* (*Eliomys quercinus*)
- *murciélago común* (*Pipistrellus pipistrellus*)
- *murciélago de Cabrera* (*Pipistrellus pygmaeus*)
- *murciélago de cueva* (*Miniopterus schreibersii*)
- *murciélago grande de herradura* (*Rhinolophus ferrumequinum*)
- *murciélago orejudo gris* (*Plecotus austriacus*)
- *murciélago pequeño de herradura* (*Rhinolophus hipposideros*)
- *musaraña gris* (*Crocidura russula*)
- *comadreja común* (*Mustela nivalis*)
- *garduña* (*Martes foina*)
- *rata comun* (*Rattus norvegicus*)
- *ratón casero* (*Mus musculus*)
- *ratón de campo* (*Apodemus sylvaticus*)
- *ratón moruno* (*Mus spretus*)
- *topillo mediterráneo* (*Microtus duodecimcostatus*)

Peces continentales

- *carpa común* (*Cyprinus carpio*)
- *lucio europeo* (*Esox lucius*)

Reptiles

- *culebra bastarda* (*Malpolon monspessulanus*)
- *culebra de collar* (*Natrix natrix*)
- *culebra de escalera* (*Rhinechis scalaris*)
- *culebra lisa meridional* (*Coronella girondica*)

- culebra viperina (*Natrix maura*)
- lagartija colilarga (*Psammodromus algirus*)
- lagartija colirroja (*Acanthodactylus erythrurus*)
- lagartija ibérica (*Podarcis hispanica*)
- lagarto ocelado (*Lacerta lepida*)
- lagarto ocelado (*Timon lepidus*)

7.2.9. Flora

A continuación, se muestra un listado de la flora de la zona de Tobarra.

- pino doncel (*Pinus pinea*)
- Albaricoquero (moniquí)
- Albaricoquero (pepito)
- rabogato de Abenuj (*Sideritis serrata*) *en peligro de extinción*
- eucalipto (*Eucalyptus camaldulensis*)
- Romero (*Rosmarinus officinalis*)
- Tomillos (*Thymus*)
- jara blanca (*Cistus albidus*)
- enebros (*Juniperus*)
- sabinas (*Juniperus thurifera*)
- uñas de gato (*Carpobrotus edulis*)
- tenebrionido del género pimelia
- Pino carrasco (*Pinus halepensis*)

7.3. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

En este punto, se procede a la identificación de los impactos que pueden producir las acciones llevadas a cabo durante la realización del proyecto. Vamos a agrupar los impactos en las tres fases que abarca la vida del proyecto.

Fase de construcción

- Creación de carreteras.
- Modificación de la vegetación.
- Movimiento de tierras.
- Cimentación.
- Montaje de aerogeneradores.
- Construcción de líneas de transporte eléctrico.

Fase de explotación

- Funcionamiento de los aerogeneradores.
- Labores de mantenimiento.
- Transporte asociado a las labores de mantenimiento.

Fase de desmantelamiento

- Desarme de los aerogeneradores.
- Circulación de máquinas y material que se retira.
- Circulación de maquinaria.
- Reforestación y reacondicionamiento de la zona.

7.4. FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS

A continuación, se muestran los factores ambientales afectados por las actividades citadas en el apartado anterior. Estos factores se clasifican en cuatro categorías: físicas y químicas, condiciones biológicas, factores culturales y medio perceptual.

Características físicas y químicas

- Tierra: Durante la fase de creación de carreteras y pavimentación se verá modificada la forma del terreno y si se vierte algún producto contaminante la calidad del terreno también se puede ver modificada.
- Agua: La calidad de posibles aguas subterráneas puede verse modificada durante la fase de construcción.
- Atmósfera: Durante las fases de construcción y desmantelamiento del parque puede haber emisiones contaminantes a la atmosfera asociadas al funcionamiento de la maquinaria y del polvo producido, ya que los aerogeneradores no producen ninguna emisión contaminante. Además, habrá ruido producido durante la fase de construcción y desmantelamiento y también del funcionamiento de los aerogeneradores.
- Erosión: Durante la fase de construcción y desmantelamiento se moverán excavaciones y movimientos de tierra que provocarán la erosión del terreno.

Condiciones biológicas

- Flora: Durante la fase de construcción se producirá la tala de especies vegetales en las zonas de acceso y donde se colocarán los aerogeneradores.
- Fauna: La pérdida de vegetación conllevará a que especies animales pierdan su refugio, a eso hay que sumarle el ruido, por lo que estas especies migrarán a otras zonas y respecto a las aves muchas de ellas morirán a causa de chocarse con las palas de los aerogeneradores.

Factores socioeconómicos

- Empleo: La implantación de un parque eólico es un proyecto de gran envergadura que requiere del trabajo de un gran número de trabajadores, por lo que durante este periodo se crearan un gran número de empleos, además hay que añadir que durante la vida de funcionamiento del parque también se necesitaran empleados encargados del mantenimiento del mismo.

Medio perceptual

- Paisaje: La calidad del paisaje se verá dañada debido a la tala de vegetación y a la presencia de los aerogeneradores.

7.5. EVALUACIÓN DE IMPACTOS. MATRIZ DE LEOPOLD

La matriz de Leopold es un método cualitativo para evaluar el impacto ambiental de un proyecto en un entorno natural. Esta matriz tiene un cuadro de doble entrada. En la entrada de eje horizontal se colocan las acciones que causan un impacto ambiental y en la entrada vertical se colocan las características ambientales que se pueden ver afectadas. En la intersección de estas dos entradas se colocará el índice de incidencia estandarizado que es un valor entre 0 y 1.

Además, a cada valor le corresponde un signo positivo o negativo según si el impacto es beneficioso o perjudicial.

Cada impacto se evalúa atendiendo a los atributos que este presenta. A estos atributos les corresponde un determinado valor, como se puede ver en la tabla 15. A continuación, se explican cada uno de ellos:

- Signo: Indica si el impacto es beneficioso o perjudicial.
- Inmediatez: si el impacto es directo se verá reflejado inmediatamente sino si es indirecto será derivado de otro efecto.
- Acumulación: si es simple presenta un único componente ambiental, mientras que si es acumulativo el efecto se agrava conforme se alarga la duración de la actividad que lo genera.
- Sinergia: cuando la existencia de varios efectos simples tiene un mayor impacto que cada uno de ellos por separado.
- Momento: si se produce en un periodo a corto plazo sus efectos se verán en un periodo de un año. En un impacto de medio plazo los efectos se verán en un periodo de cinco años y en efectos de largo plazo en un periodo mayor de cinco años.
- Persistencia: Si el efecto es temporal o permanente.
- Reversibilidad: Reversible si el efecto puede ser contrarrestado por procesos naturales e irreversible si no es así.
- Recuperabilidad: Si el efecto puede ser eliminado por la naturaleza o mediante la acción del hombre será recuperable, si no, será irrecuperable.
- Continuidad: si el efecto es intermitente, que no aparece siempre, o continuo.
- Periodicidad: si aparece de forma regular o por el contrario no se sabe cuándo aparece, es decir, es irregular.

Cuando ya se le ha asignado a cada atributo un valor, se suman todos los valores de ese atributo para obtener el índice de incidencia del impacto.

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (12)$$

Tabla 15. Códigos de cada tributo. Fuente: Evaluación impacto ambiental (2013).

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	CÓDIGO VALOR
Signo del efecto	Benéfico	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	A largo plazo o irreversible	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
Continuidad	Continuo	3
	Discontinuo	1
Periodicidad	Periódico	3
	Irregular	1

Lo siguiente será estandarizar el índice de incidencia para introducir este factor en la matriz. Para ello utilizaremos la siguiente formula que nos dará un valor comprendido entre 0 y 1.

$$I_{estandarizada} = \frac{I - I_{min}}{I_{max} - I_{min}} \quad (13)$$

Donde I_{min} es el valor menor de entre todos los valores de los atributos, I_{max} es el mayor valor.

Tabla 16. Matriz de Leopold fase construcción.

			ACTIVIDADES DE FASE DE CONSTRUCCIÓN						Σ	
			Creación de carreteras	Modificación de la vegetación	Movimiento de tierras	Cimentación	Montaje de los aerogeneradores	Construcción de líneas de transporte eléctrico		
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS	Tierra	Calidad	-0.16		-0.38	-0.16			-0.7
			Erosión	-0.22		-0.38				-0.6
		Agua	Calidad	-0.11		-0.11	-0.11			-0.33
		Atmósfera	Calidad	-0.11	-0.11	-0.16	-0.11			-0.49
	Ruido		-0.22	-0.16	-0.16	-0.16	-0.12	-0.12	-0.94	
	CONDICIONES BIOLÓGICAS	Flora	Especies vegetales	-0.27	-0.38	-0.22			-0.12	-0.99
			Especies protegidas	-0.33	-0.44	-0.22			-0.28	-1.11
		Fauna	Aves	-0.22	-0.11			-0.22	-0.28	-0.83
			Animales terrestres	-0.27	-0.33	-0.17	-0.22	-0.17	-0.22	-1.38
			Especies protegidas	-0.33	-0.44	-0.17	-0.22	-0.17	-0.22	-1.55
FACTORES SOCIOECONÓMICOS	Empleo		+0.38	+0.38	+0.27	+0.33	+0.38	+0.33	+2.07	
MEDIO PERCEPTUAL	Paisaje		-0.33	-0.33	-0.38	-0.27	-0.44	-0.44	-2.19	
Σ			-2.19	-1.92	-2.08	-0.92	-0.74	-1.35		

Tabla 17. Matriz de Leopold fase explotación.

				ACTIVIDADES DE FASE DE EXPLOTACIÓN			
				Funcionamiento de los aerogeneradores	Labores de mantenimiento	Transporte asociado al mantenimiento	Σ
FACTORES MEDIOAMBIENTALES AFECTADOS	CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS	Tierra	Calidad			-0.36	-0.36
			Erosión			-0.13	-0.13
		Agua	Calidad				
		Atmósfera	Calidad			-0.22	-0.22
			Ruido	-0.44		-0.22	-0.66
	CONDICIONES BIOLÓGICAS	Flora	Especies vegetales				
			Especies protegidas				
		Fauna	Aves	-0.56			-0.56
			Animales terrestres	-0.44		-0.16	-0.66
			Especies protegidas	-0.44		-0.16	-0.6
FACTORES SOCIO ECONÓMICOS	Empleo		+0.33	+0.22	+0.55		
MEDIO PERCEPTUAL	Paisaje		-0.5		-0.33	-0.83	
Σ				-2.38	+0.33	-1.36	

Tabla 18. Matriz de Leopold fase desmantelamiento.

				ACTIVIDADES DE FASE DE DESMANTELAMIENTO			
				Desarme de los aerogeneradores	Circulación de maquinaria y material a retirar	Reforestación y reacondicionamiento de la zona	Σ
FACTORES MEDIOAMBIENTALES AFECTADOS	CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS	Tierra	Calidad		-0.27		-0.27
			Erosión		-0.39		-0.39
		Agua	Calidad		-0.11		-0.11
		Atmósfera	Calidad	-0.27	-0.11		-0.33
			Ruido	-0.33	-0.11		-0.44
	CONDICIONES BIOLÓGICAS	Flora	Especies vegetales			+0.44	+0.44
			Especies protegidas			+0.5	+0.5
		Fauna	Aves			+0.5	+0.5
			Especies terrestres		-0.16	+0.44	+0.28
			Especies protegidas		-0.16	+0.5	+0.34
	FACTORES SOCIOECONÓMICOS	Empleo		+0.44	+0.22		+0.66
	MEDIO PERCEPTUAL	Paisaje			-0.17	+0.38	+0.21
		Σ		-0.16	-1.26	+2.76	

Como se puede observar en las tablas 16, 17 y 18 la fase de construcción es la que más impacto negativo produce, por lo que es considerada la fase más perjudicial del proyecto.

De la tabla 16, correspondiente a la fase de explotación se observa que los factores ambientales más afectados son la flora y la fauna, además que el paisaje también se ve afectado debido a la modificación del terreno y la tala de vegetación. Además, es en esta fase en el que el empleo se ve más beneficiado. Y en cuanto a las acciones más agresivas son la creación de carreteras, la modificación de la vegetación y el movimiento de tierras.

En la fase de explotación, correspondiente a la Tabla 17, la fauna sobre todo las aves debido al movimiento de las palas será el factor ambiental más afectado, por otra parte, el empleo también es positivo debido a las labores de mantenimiento, pero en menor medida que en las otras dos fases. Y la acción que más perjudica en esta fase es el funcionamiento de los aerogeneradores ya que el movimiento de las palas y las vibraciones y el ruido afectan a la fauna de la zona.

Y por último en la Tabla 18, correspondiente a la fase de desmantelamiento se observa que tanto la flora y la fauna como el paisaje se ven favorecidos debido al desarme del parque y el reacondicionamiento de la zona, el suelo, la atmosfera y el agua se ven algo afectados debido a la maquinaria utilizada. Además, el empleo también es positivo por las labores de desmantelamiento y en cuanto a la acción más perjudicial es la circulación de maquinaria y material que es retirado.

7.6. MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS

7.6.1. Ruido

El ruido es inevitable en todas las fases debido al uso de maquinaria, pero se podrían usar modelos de vehículos que generen menos decibelios y vehículos eléctricos.

7.6.2. Calidad del aire

Utilizar vehículos eléctricos ayudaría a reducir la emisión de partículas contaminantes.

7.6.3. Suelo y erosión

En la fase de construcción el suelo se verá modificado debido a la construcción de vías de acceso y la cimentación, por lo que para dañar lo menos posible el terreno no se realizaran movimientos bruscos de tierra y tras las fases de construcción y desarme se procederá a restaurar la forma del terreno.

7.6.4. Fauna

En este caso las aves son las más perjudicadas, ya que cada año mueren muchas aves al golpearse con las palas en movimiento, por lo que para evitar esto se colocara un dispositivo desarrollado por el CSIC que es capaz de detectar si un ave se aproxima y detener las palas.

7.6.5. Flora

Cuando se desmantele el parque se llevará a cabo una reforestación de la zona dañada con las especies de la zona.

7.6.6. Paisaje

Se podría reducir el impacto visual de los aerogeneradores pintándolos de colores acordes con el entorno.

CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica para saber si es rentable la instalación del parque eólico. Para ello se utilizará la aplicación informática RETScreen para obtener la rentabilidad. Por lo tanto, primero habrá que realizar un presupuesto aproximado, con los datos proporcionados por el PER 2011-2020. Luego se con RETScreen para comprobar la viabilidad del proyecto con unas hipótesis dadas.

8.1. COSTES INICIALES

Con los porcentajes proporcionados por el PER 2011-2020 realizaremos una aproximación de los costes iniciales, según el documento Future of Wind de IRENA el coste inicial total de la instalación es de 1.296,97 euros por KW. A continuación, en la Tabla 19, se puede ver el desglose de los costes de cada una de las partes del proyecto.

Tabla 19. Costes Iniciales.

Aerogeneradores (75%)	38.909.100 €
Obra civil e ingeniería (8%)	4.150.304 €
Instalación eléctrica (5%)	2.593.940 €
Subestación y conexión eléctrica (10%)	5.187.880 €
Promoción (2%)	1.037.576 €
TOTAL	51.878.800 €

8.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Según el PER 2011-2020 los costes de explotación son los asociados a la mano de obra, transporte y repuestos derivados del mantenimiento de los aerogeneradores, y estos costes ascienden según el citado documento a 45.000 €/MW, dado que el parque tiene una potencia instalada de 40 MW los costes ascienden a un total de 1.800.000 €. A esto hay que añadirle una cuota tributaria distinta en cada comunidad llamada el canon eólico que en la comunidad de Castilla La Mancha para un parque eólico de más de 15 aerogeneradores y cuando el número de aerogeneradores sea menor que la potencia instalada del parque mediada en megavatios dicho canon asciende a 1.233 euros por cada unidad de aerogenerador. Como este parque tiene 20 aerogeneradores, el canon eólico será de 24.660 €

Teniendo en cuenta todo lo anterior, los costes de explotación ascienden a un valor de 1.824.660 € al año.

8.3. INGRESOS

Para obtener los ingresos obtenidos de la producción energética del parque se hará uso de las siguientes formulas con las que calcularemos la tarifa de explotación:

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Restribución Específica} + \text{Ingresos Producción Anual}}{\text{Energía producida anualmente}} \quad (14)$$

$$\text{Restribución Específica} = R_{inv} * \text{Potencia Instalada} + R_o * \text{Producción Anual} \quad (15)$$

$$\text{Ingresos Producción Anual} = \text{Producción Anual} * \text{Precio de Mercado} \quad (16)$$

En la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero se regulan el valor de los parámetros retribución a la inversión (R_{inv}) y retribución a la operación (R_o) cuyos valores son $R_{inv} = 98.638 \text{ €/MW}$ y $R_o = 0 \text{ €/MW}$. Con un valor de producción anual de 98.147,481 MWh como indica el apartado 6, una potencia instalada de 40 MW y un precio de mercado de 48,92 €/MWh. Haciendo uso de las fórmulas anteriores se obtiene una tarifa de exportación de 89,12 €/MWh.

8.4. ANÁLISIS FINANCIERO

A continuación, se analizar si el proyecto es rentable desde el punto de vista económico evaluando las salidas y entradas de dinero, para ello también se calculará el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Si obtenemos un VAN superior a cero significa que el proyecto es rentable ya que este valor son los ingresos que genera el parque eólico descontando la inversión inicial.

Para realizar estos cálculos es necesario saber la vida útil del proyecto. Esta información está en el Real Decreto 413/2014, en la que se establecen la vida útil según el tipo de instalación, dicha instalación es clasificada como b.2.1 y como se puede ver en la Tabla 20, le corresponde una vida útil de 20 años.

Tabla 20. Vida útil según el tipo de instalación. Fuente: Real Decreto 413/2014.

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y 1.3	25
	a.2		25
b)	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8		25
c)	c.1, c.2 y c.3		25

Para el análisis financiero utilizaremos el programa RETScreen, en el calcularemos el VAN y el TIR en base a una tasa de inflación del 2,7% y una tasa de descuento del 5%, una relación de la deuda del 70% y una tasa de interés del préstamo del 5% con una duración de la deuda de 15 años, nos sale un VAN de 23.679.136€ y un TIR del 18,4%. A continuación, con una tasa de interés de la deuda del 6%, obtendríamos un VAN de 21.058.845€ y un TIR del 16,8% y con finalmente con una tasa de interés de la deuda del 7% obtendríamos un VAN de 18.354.891€ y un TIR del 15,1 %.

Con dichos resultados se obtiene que el proyecto sería viable ya que el TIR siempre tiene valores positivos, además podemos observar que cuanto mayor sea la tasa de reducción de la deuda, la rentabilidad del proyecto disminuirá. Teniendo en cuenta esto de los tres casos anteriores el más rentable es con una tasa de interés de la deuda del 5%. A continuación, se observa la Figura 31 del flujo de caja del caso más rentable, en él se muestran las entradas y salidas de dinero.

En la tabla 21 se pueden observar el análisis descrito anteriormente.

Tabla 21. Comparacion escenarios con diferente Tasa de interés de la deuda.

Tasa de interés de la deuda (%)	TIR después de impuestos (%)	VAN (€)
5	18,4	23.679.136
6	16,8	21.058.845
7	15,1	18.354.891

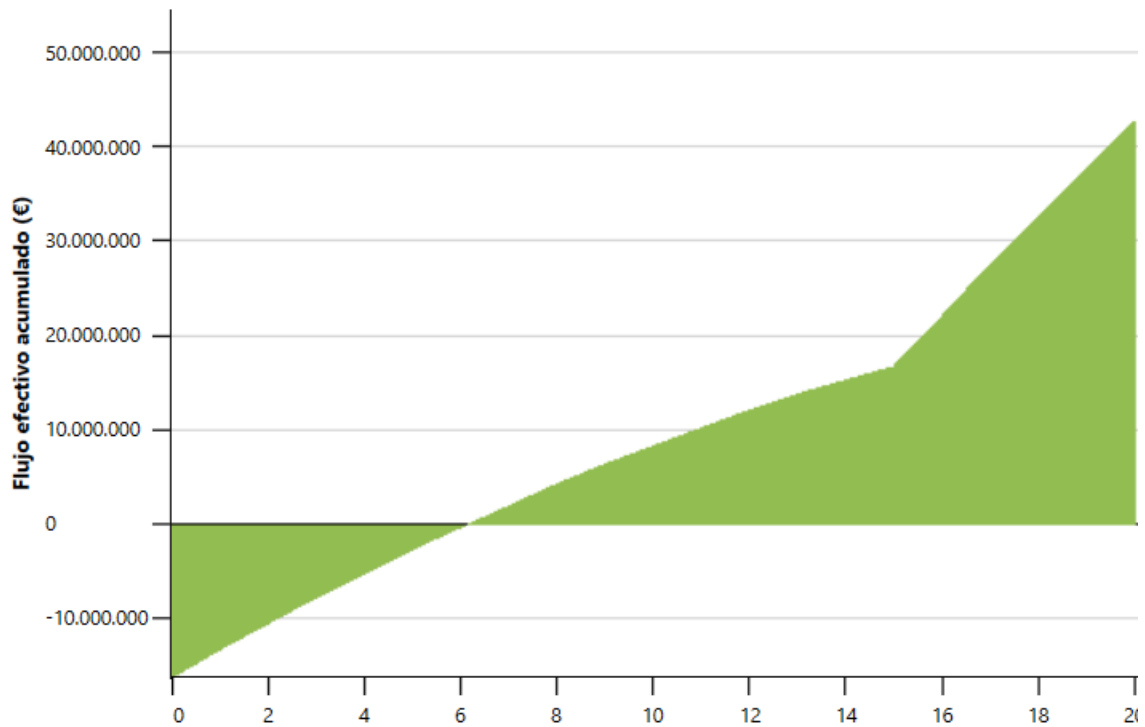


Figura 31. Gráfico de flujo de caja acumulado. Fuente: RETScreen.

8.5. ANÁLISIS DE EMISIONES

Como bien es sabido la energía eólica no emite gases de efecto invernadero. El software RETScreen nos indica la cantidad de CO₂ emitido a la atmosfera si hubiéramos utilizado gas natural para producir la misma cantidad de energía, en este proyecto equivaldría a 50.649 toneladas de CO₂ anualmente, equivalente a utilizar 9.276,4 de automóviles.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

En el estudio eólico realizado en el término municipal de Tobarra (Albacete), ha dado como resultado dos sierras en las que colocar el parque eólico. Una vez comprobado que ninguna de las zonas entra en conflicto con algún espacio protegido, se han estudiado las características del viento llegando a la conclusión de que en ambas sierras el aerogenerador que mayor energía al año producía era el modelo G83-2000 MW de la marca Gamesa y que en ambas zonas se debían de colocar en la dirección noroeste.

Después se han estudiado tres alternativas de diseño del parque eólico con el modelo escogido anteriormente, calculándose la energía generada en las alternativas teniendo en cuenta las pérdidas correspondientes y se ha elegido la alternativa que mayor producción obtiene. La opción elegida es la alternativa 1 con la colocación de 20 aerogeneradores del modelo anteriormente citado, estimándose una producción de 98.147.481 MWh al año y un factor de carga del 0,37.

Seguidamente se ha realizado un estudio de impacto ambiental para analizar cómo afecta las distintas acciones llevadas a cabo en el proyecto sobre diversos factores ambientales y económicos. Para minimizar este impacto se han propuesto diversas medidas correctoras y preventivas.

Para finalizar se ha llevado a cabo un estudio de viabilidad económica del proyecto donde se ha observado que el proyecto es rentable obteniéndose en el mejor caso un Valor Neto Actual (VAN) de 7.503.596€ y una Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) de 9,3%.

CAPÍTULO 10. REFERENCIAS

- Asociación Empresarial Eólica (2021). www.aeeolica.org
- Instituto Nacional de Estadística (2021). www.ine.es
- Instituto Geográfico Nacional (2021). www.ign.es
- Parques Nacionales y Parques Naturales de España (2021). www.naturaspain.com
- Portal de Mapas de Castilla-La Mancha (2021). www.castillalamancha.maps.arcgis.com
- Ayuntamiento de Tobarra (2021). www.tobarra.es
- Tobarramanía (2021). www.tobarramania.com
- Global Wind Atlas (2021). www.globalwindatlas.info
- Climate-Data (2021). <https://es.climate-data.org>
- Boletín Oficial del Estado (2021). www.boe.es
- Plan Eólico de Castilla-La Mancha (2014). www.castillalamancha.es
- Google Earth (2021). www.google.com/intl/es-419/earth/
- Asociación de Empresas de Energías Renovables (2021). www.appa.es
- Global Wind Energy Council (2021). <https://gwec.net/>
- El Digital de Albacete (2021). www.eldigitaldealbacete.com
- International Renewable Energy Agency (2021). www.irena.org
- Asociación Empresarial de Empresas (2021). www.aeeolica.org
- Ayuntamiento de Tobarra (2021). www.tobarra.es
- Wikipedia (2021). https://es.wikipedia.org/wiki/Matriz_de_Leopold
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. (2011). Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- IRENA (2019), Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

DOCUMENTO Nº2:

PRESUPUESTO

CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio Unitario	Importe
C01.1	Ud.	Aerogenerador Gamesa G83 de 2MW. Diámetro de rotor 83 m y altura de torre 100m.	20	972,7275	38909100

TOTAL CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES 38.909.100 €

CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL E INGENIERÍA

TOTAL CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL E INGENIERÍA 4.150.304 €

CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

TOTAL CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN ELÉCTRICA 2.593.940 €

CAPÍTULO 04. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

TOTAL CAPÍTULO 04. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA 5.187.880 €

CAPÍTULO 05. PROMOCIÓN

TOTAL CAPÍTULO 05. PROMOCIÓN 1.037.576 €

RESUMEN PRESUPUESTO

TOTAL CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES 38.909.100 €

TOTAL CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL E INGENIERÍA 4.150.304 €

TOTAL CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN ELÉCTRICA 2.593.940 €

TOTAL CAPÍTULO 04. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA 5.187.880 €

TOTAL CAPÍTULO 05. PROMOCIÓN 1.037.576 €

TOTAL PRESUPUESTO 51.878.800 €

DOCUMENTO Nº3:

PLANOS



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES



Proyecto: ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO DE 40 MW EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE TOBARRA (ALBACETE)

Plano: Mapa distribución aerogeneradores

Autor:
Beatriz Giménez Martínez

Fecha:
Junio 2021

Escala:
0 100 200 300 400 m

Nº Plano:

1