



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Evaluación de alternativas, diseño básico y evaluación del
impacto ambiental de un parque eólico onshore en la
provincia de Valencia.

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Miguel Alacreu, Carlos

Tutor/a: Mayo Nogueira, Patricia

Cotutor/a: Barrachina Celda, Teresa María

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría aprovechar la ocasión para mostrar mis agradecimientos a mis tutoras Patricia y Teresa, quienes han tutorizado mi TFG y me han guiado en la realización del mismo.

Por otro lado, quiero agradecer también a mi familia y compañeros de carrera, que me han apoyado durante estos años y me han hecho vivir muchos buenos momentos

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) se centra en el diseño y la evaluación de la viabilidad económica de un parque eólico en el municipio de Ademuz, ubicado en la provincia de Valencia.

En el análisis técnico se lleva a cabo un estudio detallado de la orografía de la zona, así como de las condiciones del viento, incluyendo la velocidad y dirección preferente. Para lograrlo, se utilizan diversas herramientas y técnicas que permiten calcular la capacidad de producción de energía, lo cual es fundamental para determinar la configuración óptima del parque. Se consideran y plantean varias alternativas con el fin de encontrar la opción más eficiente.

Una vez que se ha concretado el diseño y se han estudiado las distintas alternativas, se realiza un análisis exhaustivo del impacto ambiental del parque eólico propuesto. Se identifican los posibles efectos negativos en el entorno y se proponen medidas específicas para minimizarlos. El objetivo es garantizar que el proyecto se desarrolle de manera sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

Finalmente, se lleva a cabo un análisis de la viabilidad económica del parque eólico. Se evalúan varios parámetros financieros relevantes, como la inversión inicial, los costos operativos o los ingresos generados. Este análisis permite estimar la rentabilidad del proyecto y determinar si el parque eólico en Ademuz es financieramente viable.

Palabras Clave: parque eólico, viabilidad económica, energías renovables, impacto ambiental

RESUM

Aquest Treball de Fi de Grau (TFG) se centra en el disseny i l'avaluació de la viabilitat econòmica d'un parc eòlic al municipi d'Ademús, ubicat a la província de València.

En l'anàlisi tècnica, es realitza un estudi detallat de l'orografia de la zona, així com de les condicions del vent, incloent-hi la velocitat i la direcció preferent. Per a aconseguir-ho, s'utilitzen diverses eines i tècniques que permeten calcular la capacitat de producció d'energia, la qual cosa és fonamental per determinar la configuració òptima del parc. Es consideren i es plantejen diverses alternatives amb la finalitat de trobar l'opció més eficient.

Una vegada concretat el disseny i s'han estudiat les diferents alternatives, es realitza una anàlisi exhaustiva de l'impacte ambiental del parc eòlic proposat. S'identifiquen els possibles efectes negatius en l'entorn i es proposen mesures específiques per minimitzar-los. L'objectiu és garantir que el projecte es desenvolupe de manera sostenible i respectuosa amb el medi ambient.

Finalment, es realitza una anàlisi de la viabilitat econòmica del parc eòlic. S'avaluen diversos paràmetres financers rellevants, com ara la inversió inicial, els costos operatius i els ingressos generats. Aquesta anàlisi permet estimar la rendibilitat del projecte i determinar si el parc eòlic a Ademús és viable des d'un punt de vista econòmic.

Paraules clau: parc eòlic, viabilitat econòmica, energies renovables, impacte ambiental.

ABSTRACT

This Final Degree Project (TFG) focuses on the design and evaluation of the economic viability of a wind farm in the municipality of Ademuz, located in the province of Valencia.

The technical analysis involves a detailed study of the area's topography as well as wind conditions, including speed and preferred direction. Various tools and techniques are used to calculate the energy production capacity, which is crucial in determining the optimal configuration of the wind farm. Several alternatives are considered and proposed to find the most efficient option.

Once the design is finalized and different alternatives are studied, a comprehensive analysis of the environmental impact of the proposed wind farm is conducted. Possible negative effects on the surroundings are identified, and specific measures are proposed to minimize them. The objective is to ensure that the project is developed sustainably and in an environmentally respectful manner.

Finally, an analysis of the economic viability of the wind farm is carried out. Various relevant financial parameters such as initial investment, operating costs, and generated income are evaluated. This analysis allows estimating the profitability of the project and determining whether the wind farm in Ademuz is financially viable.

Keywords: wind farm, economic viability, renewable energy, environmental impact.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Documento nº1: MEMORIA
- Documento nº2: PRESUPUESTO
- Documento nº3: PLANOS

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO	1
1.2. ESTRUCTURA	1
CAPÍTULO 2. NORMATIVA.....	2
2.1. LEGISLACIÓN EUROPEA	2
2.1.1. Legislación europea sobre regulación de la producción de energía con renovables	2
2.1.2. Legislación europea relativa al impacto ambiental	2
2.2. LEGISLACIÓN ESTATAL	3
2.2.1. Legislación estatal sobre regulación de la producción de energía con renovables	3
2.2.2. Legislación estatal relativa al impacto ambiental.....	3
2.3. LEGISLACIÓN AUTONÓMICA	4
2.3.1. Legislación autonómica sobre regulación de la producción de energía con renovables	4
2.3.2. Legislación autonómica relativa al impacto ambiental	4
CAPÍTULO 3. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	5
3.1. SITUACIÓN EN EL MARCO MUNDIAL.....	5
3.2. SITUACIÓN EN EL MARCO ESTATAL.....	6
3.3. SITUACIÓN EN LA COMUNIDAD VALENCIANA.....	8
CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.....	9
4.1. SITUACIÓN DEL MUNICIPIO	9

4.2.	FIGURAS AMBIENTALES	10
4.2.1.	Red Natura 2000	10
4.2.2.	IBA.....	11
4.2.3.	Parques Nacionales.....	11
4.2.4.	Reservas de Biosfera.....	12
4.3.	ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO.....	12
4.3.1.	Velocidad media anual	13
4.3.2.	Rugosidad superficial.....	13
4.4.	ÁREAS DE ESTUDIO	14
4.5.	ROSA DE LOS VIENTOS.....	16
4.5.1.	Zona 1	16
4.5.2.	Zona 2	17
4.6.	DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	19
4.7.	PERFIL DE VELOCIDADES.....	20
CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DE AEROGENERADORES.....		22
5.1.	CLASES DE AEROGENERADORES.....	22
5.2.	ELECCIÓN DEL MODELO.....	23
CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO		28
6.1.	EFFECTOS MODIFICADORES DEL VIENTO	28
6.1.1.	Efecto Parque	28
6.1.2.	Efecto colina	28
6.2.	ALTERNATIVAS.....	29
6.2.1.	Alternativa 1	29
6.2.2.	Alternativa 2	31
6.3.3.	Alternativa 3	32
6.3.	COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS	34
CAPÍTULO 7. IMPACTO AMBIENTAL.....		35
7.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	35
7.2.	INVENTARIO AMBIENTAL.....	35
7.2.1.	Clima	35
7.2.2.	Sismología.....	36
7.2.3.	Composición del suelo.....	37
7.2.4.	Hidrología	37

7.2.5. Espacios naturales	37
7.2.6. Socioeconomía.....	37
7.2.7. Fauna	37
7.2.8. Flora	40
7.3. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS	41
7.4. FACTORES AFECTADOS	41
7.5. EVALUACIÓN DE IMPACTOS. MATRIZ DE LEOPOLD	42
7.6. MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS.....	49
7.6.1. Ruido.....	49
7.6.2. Calidad del aire	49
7.6.3. Erosión del terreno	49
7.6.4. Paisaje.....	50
7.6.5. Fauna	50
7.6.6. Flora	50
CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	51
8.1. COSTES INICIALES	51
8.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN.....	52
8.3. INGRESOS.....	52
8.4. ANÁLISIS FINANCIERO.....	53
8.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	56
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES.....	58
CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA.....	59

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Incremento de la capacidad eólica desde 2018	5
Figura 2. Previsiones nuevas instalaciones eólicas 2023-2030	6
Figura 3. Evolución potencia instalada en España al finalizar 2021.....	7
Figura 4. Zonas Eólicas de la Comunidad Valenciana	8
Figura 5. Término municipal de Ademuz	10
Figura 6. LIC de Rius de Racó d'Ademús	11
Figura 7. Parques Nacionales de España.....	12
Figura 8. Mapa Rugosidad superficial del municipio de Ademuz y sus alrededores	14
Figura 9. Mapa Velocidad media anual del viento en Ademuz y sus alrededores	14
Figura 10. Áreas de estudio.....	15
Figura 11. Zona 1.....	15
Figura 12. Zona 2.....	16
Figura 13. Rosa de vientos de frecuencias de la zona 1.....	16
Figura 14. Rosa de vientos de velocidad media anual de la zona 1	17
Figura 15. Rosa de vientos del aporte de energía de la zona 2	17
Figura 16. Rosa de vientos de frecuencias de la zona 2.....	18
Figura 17. Rosa de vientos de velocidad media anual de la zona 2	18
Figura 18. Rosa de vientos del aporte de energía de la zona 2	18
Figura 19. Distribución de Weibull a 100 m de altura en la zona 1	19
Figura 20. Distribución de Weibull a 100 m de altura en la zona 2	20
Figura 21. Perfil de velocidades	21
Figura 22. Curva de potencia SG 2.1-114.....	24
Figura 23. Curva de potencia G 97-2000.....	25
Figura 24. Alternativa 1 de colocación de aerogeneradores	29
Figura 25. Alternativa 2 de colocación de aerogeneradores	31
Figura 26. Alternativa 3 de colocación de aerogeneradores	33
Figura 27. Climograma de Ademuz	36
Figura 28. Sismicidad de la Península Ibérica	36
Figura 29. Coste total de los proyectos de parques eólicos.....	51
Figura 30. Gráfica de flujo de caja.....	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia eólica instalada por comunidades en 2021	7
Tabla 2. Clases de aerogeneradores	22
Tabla 3. Especificaciones técnicas aerogenerador SG 2.1-114	23
Tabla 4. Especificaciones técnicas aerogenerador G 97-2000	24
Tabla 5. Producción energética Zona 1	26
Tabla 6. Producción energética Zona 2	27
Tabla 7. Coordenadas y cálculos energéticos alternativa 1	30
Tabla 8. Resumen alternativa 1	31
Tabla 9. Coordenadas y cálculos energéticos alternativa 2	32
Tabla 10. Resumen alternativa 2	32
Tabla 11. Coordenadas y cálculos energéticos alternativa 3	33
Tabla 12. Resumen alternativa 3	34
Tabla 13. Comparativa entre alternativas	34
Tabla 14. Valores asignados a cada atributo	44
Tabla 15. Calificación final de impacto	45
Tabla 16. Código de colores para cada calificación	45
Tabla 17. Matriz de Leopold de la fase de construcción	46
Tabla 18. Matriz de Leopold de la fase de explotación	47
Tabla 19. Matriz de Leopold de la fase de desmantelamiento	48
Tabla 20. Costes iniciales del proyecto	52
Tabla 21. Datos subasta para el otorgamiento del REER	53
Tabla 22. Vida útil según el tipo de instalación	54
Tabla 23. Resumen ingresos y costes	55
Tabla 24. VAN, TIR y Relación Beneficio-Coste	55
Tabla 25. Análisis de sensibilidad del VAN	56
Tabla 26. Análisis de sensibilidad del TIR	57

DOCUMENTO N°1
MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO

El objetivo de este proyecto es diseñar y evaluar la viabilidad de un parque eólico en el término municipal de Ademuz, Valencia.

Para ello, se requiere alcanzar una serie de objetivos específicos. Se realiza un análisis del potencial eólico de la zona que se ha elegido, se diseñan distintas alternativas de ubicación y disposición de los aerogeneradores, se realiza un estudio del impacto ambiental que provocaría la implantación del parque y se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica para saber si el proyecto es económicamente rentable.

1.2. ESTRUCTURA

El Trabajo de Fin de Grado cuenta con diversos capítulos, entre los cuáles se dividen los objetivos del proyecto:

- En el Capítulo 2 se lleva a cabo un estudio de la normativa aplicable y de los requisitos legales para la instalación del parque.
- En el Capítulo 3 se estudia la situación actual de las energías renovables para conocer el contexto en el que nos encontramos respecto a este tema.
- En el Capítulo 4 se evalúa el recurso eólico de la zona, considerando variables como la velocidad media anual, la rugosidad superficial, rosa de los vientos, la distribución de Weibull y el perfil de velocidades.
- En el Capítulo 5 se selecciona el modelo de aerogenerador más adecuado en función del recurso eólico disponible.
- En el Capítulo 6 se diseñan distintas alternativas de ubicación y disposición de los aerogeneradores, eligiendo la disposición óptima que maximice la producción energética, considerando efectos como el efecto parque o el efecto colina.
- En el Capítulo 7 se realiza un estudio del impacto ambiental para evaluar los posibles impactos que puede conllevar la implantación del parque y proponer medidas preventivas
- En el Capítulo 8 se lleva a cabo un análisis de viabilidad económica para evaluar la rentabilidad del proyecto.

Con estos objetivos se pretende proporcionar un diseño óptimo y una evaluación técnica, ambiental y económica del parque eólico propuesto en el municipio de Ademuz.

CAPÍTULO 2: NORMATIVA

En este capítulo se detalla la normativa aplicable al proyecto de implantación de un parque eólico. Se realiza una clasificación distinguiendo entre normativa de la Unión Europea, estatal y autonómica, y dentro de cada una de ellas se diferencia entre aquella normativa que está relacionada con la producción de energía con renovables y aquella relativa al impacto ambiental, resumiendo aquellas que tienen una relación directa con el proyecto.

2.1. LEGISLACIÓN EUROPEA

2.1.1. Legislación europea sobre regulación de la producción de energía con renovables

- Directiva (UE) 2018/2001, la cual entró en vigor en diciembre de 2018 como parte del paquete de medidas “Energía limpia para todos los europeos”.

Esta Directiva tiene como objetivo ayudar a la Unión Europea a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y cumplir con sus compromisos del Acuerdo de París. Establece un nuevo objetivo vinculante de energías renovables para la UE del 32 % del consumo final de energía para 2030, y un objetivo incrementado del 14% para combustibles renovables en el transporte.

2.1.2. Legislación europea relativa al impacto ambiental

- 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.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Directiva 2001/42/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación ambiental de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.

Estas directivas establecen que se debe realizar una evaluación del impacto ambiental del proyecto para conocer qué posibles efectos puede tener sobre el medio ambiente, y proponer una serie de medidas para corregirlos.

2.2. LEGISLACIÓN ESTATAL

2.2.1. Legislación estatal sobre regulación de la producción de energía con renovables

- Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el Registro electrónico del régimen económico de energías renovables en estado de preasignación las solicitudes relativas a la subasta celebrada el 22 de noviembre de 2022 para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables, al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.
- La Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética define el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) como la herramienta de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos en el seno de la Unión Europea (UE) en materia de energía y clima, de conformidad con lo establecido en la normativa de la Unión Europea. Así, el PNIEC junto con la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) configuran el marco básico de actuación nacional para alcanzar los objetivos de neutralidad climática fijados por la UE para antes de 2050.
- Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- 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 IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Estas leyes y resoluciones tienen como objetivo promover el uso de energías renovables, establecer un marco económico y regulador para su desarrollo, y contribuir a la transición hacia un sistema energético más sostenible. También buscan fomentar la planificación estratégica y la reducción de gases de efecto invernadero, en línea con los objetivos de la Unión Europea en materia de energía y cambio climático.

2.2.2. Legislación estatal relativa al impacto ambiental.

- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de

marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Se establecen unos ingresos por reducción de gases de efecto invernadero, de 10 euros por cada tonelada de CO₂ no emitida.

- Real Decreto 1367/2007 de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003 de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

Con estos decretos se pretenden establecer medidas para minimizar el impacto ambiental sobre la biodiversidad y la calidad acústica de los emplazamientos.

2.3. LEGISLACIÓN AUTONÓMICA.

2.3.1. Legislación autonómica sobre regulación de la producción de energía con renovables

- Decreto-ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica.
- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.

Esta Agenda Valenciana de la Energía coordina la política energética de la Comunidad Valenciana, impulsa la investigación, fomenta el uso racional de la energía y promueve el uso de energía renovables.

2.3.2. Legislación autonómica relativa al impacto ambiental.

- Decreto Legislativo 1/2021, de 18 de junio, del Consell, de aprobación del texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje.
- Decreto 230/2015, de 4 de diciembre, del Consell, por el que se aprueba el Reglamento del órgano ambiental de la Generalitat a los efectos de evaluación ambiental estratégica (planes y programas).
- Decreto 65/2021, de 14 de mayo, del Consell, de regulación de la Plataforma Urbanística Digital y de la presentación de los instrumentos de planificación urbanística.

CAPÍTULO 3. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

El uso de la energía eólica se ha convertido en una alternativa cada vez más popular para la producción de electricidad, tanto en pequeña como en gran escala, ya que es asequible, segura, sostenible y moderna. A medida que los avances tecnológicos y las preocupaciones por el deterioro del medio ambiente continúan impulsando la demanda de fuentes de energía renovables, la energía eólica ha demostrado ser una opción confiable y eficiente para satisfacer las necesidades energéticas de muchas comunidades en todo el mundo.

En este capítulo se analiza pues la situación actual de las energías renovables, centrándose en particular en la energía eólica.

3.1. SITUACIÓN EN EL MARCO MUNDIAL

La energía eólica es actualmente una de las fuentes de energías renovables que más rápidamente está creciendo, y esto es algo que se puede ver reflejado en los datos recogidos en los últimos años. Según los datos del Global Wind Energy Council (GWEC) en el informe del año 2023, el año 2022 ha sido el tercer año de la historia en el que más se ha aumentado la capacidad a nivel mundial, con 77,6 GW adicionales (Figura 1), alcanzándose así los 906 GW, lo cual representa un crecimiento interanual del 9%.

Se pueden diferenciar dos tipos de eólica: la eólica terrestre (onshore) y la eólica marina (offshore). La más predominante es la terrestre.



Figura 1. Incremento de la capacidad eólica desde 2018

Fuente: Global Wind Energy Council

En vistas al futuro, este año 2023 se espera que sea el primer año en el que se superen los 100 GW de nueva capacidad instalada a nivel mundial. GWEC pronostica un aumento de 680 GW de nueva capacidad en los próximos cinco años (2023-2027), lo que representa una media de 136 GW por año hasta 2027.

GWEC tiene una perspectiva positiva hasta 2030, con una capacidad adicional media esperada de unos 143 GW para el final de la década, un 13% más alto que las previsiones anteriores. Anteriormente se pronosticaba que se construirían 1.078 GW entre 2022-2030, pero ahora se espera que se añadan 1.221 GW de nueva capacidad entre 2023-2030 (Figura 2).

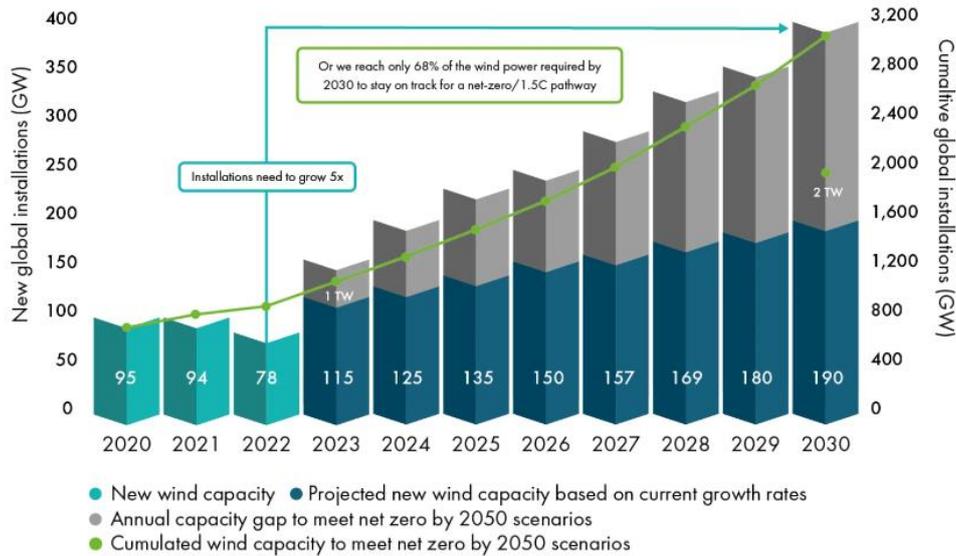


Figura 2. Previsiones nuevas instalaciones eólicas 2023-2030

Fuente: Global Wind Energy Council

Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), los países con más potencia instalada en el mundo durante el año 2022 son China, Estados Unidos y Alemania. España se sitúa en el quinto lugar de países con más potencia instalada a nivel mundial, y en el segundo lugar a nivel europeo, tan solo por detrás de Alemania.

3.2. SITUACIÓN EN EL MARCO ESTATAL

El sector de la energía eólica en España, al igual que en el mundo, ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, tal y como informa el Anuario Eólico 2022 (Figura 2), publicado por la Asociación Empresarial Eólica (AEE). Actualmente, la eólica española se encuentra en la quinta posición a nivel mundial en términos de potencia instalada, y en la segunda posición en Europa.

El informe indica que durante el año pasado se instalaron 842 MW eólicos en España, lo que llevó la capacidad instalada total a 28.139,51 MW a finales de 2021. En la actualidad, España cuenta con 1.298 parques eólicos en 857 municipios, con más de 21.500 aerogeneradores instalados. Esto ha hecho que, en 2021, la energía eólica superara el 23% de la demanda del sistema energético en España, consolidándose como la tecnología más destacada del país.

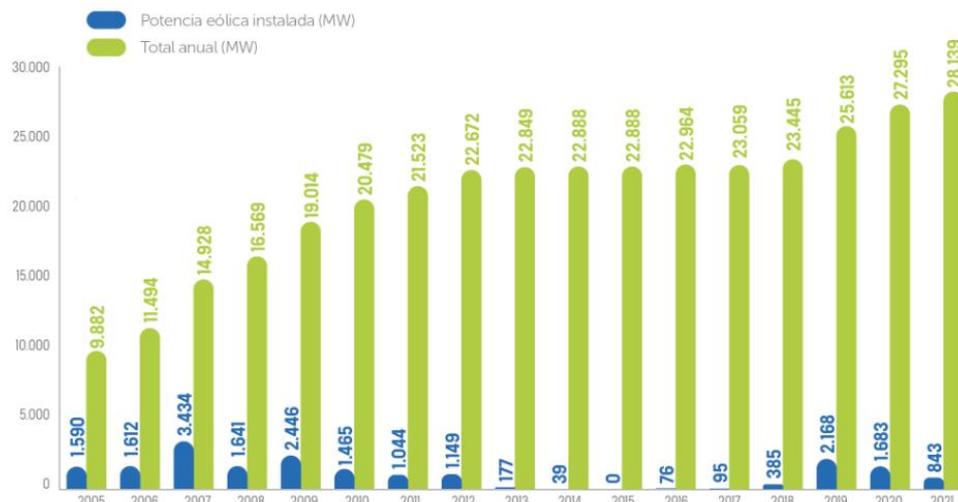


Figura 3. Evolución potencia instalada en España al finalizar 2021

Fuente: Anuario eólico 2022

En España, durante 2021, las comunidades autónomas que más eólica han instalado han sido Aragón, seguido de Castilla y León, Asturias, Canarias, Galicia, Castilla La Mancha y Andalucía (Tabla 1). Castilla y León se mantiene en primer lugar como comunidad autónoma con más potencia eólica total instalada. Las comunidades que no tienen presencia eólica son Madrid, Ceuta y Melilla.

Tabla 1. Potencia eólica instalada por comunidades en 2021

CCAA	POTENCIA INSTALADA 2021 (MW)	POTENCIA ACUMULADA A CIERRE 2021 (MW)	CUOTA DE MERCADO SOBRE EL ACUMULADO (%)	TOTAL PPEE
Castilla y León	155,45	6.404,43	23%	272
Aragón	275,66	4.435,44	16%	176
Castilla La Mancha	68,7	3.954,84	14%	151
Galicia	68,9	3.866,64	14%	182
Andalucía	43,5	3.521,95	13%	163
Navarra	0	1.302,80	5%	58
Cataluña	0	1.271,20	5%	47
Comunidad Valenciana	0	1.238,78	4%	39
Asturias	126	645,45	2%	25
Canarias	104,4	557,82	2%	100
La Rioja	0	446,62	2%	14
Murcia	0	261,96	1%	14
País Vasco	0	153,25	1%	7
Extremadura	0	39,38	0%	1
Cantabria	0	35,30	0%	3
Baleares	0	3,68	0%	46
TOTAL	842,61	28.139,51		1.298

Fuente: Anuario eólico 2022

3.3. SITUACIÓN EN LA COMUNIDAD VALENCIANA

En la actualidad hay 39 parques eólicos funcionando en la Comunidad Valenciana, con una capacidad de generación de 1.239 MW. Esto corresponde a un 4% del total instalado en España, colocándose como la 8ª comunidad autónoma en lo que a potencia eólica instalada se refiere en 2021.

El Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (DOGV, 2019) tiene por objeto regular la instalación de parques eólicos en las zonas calificadas como aptas para dicho fin. Estas zonas se denominan Zonas Eólicas (Figura 4), y la elección de éstas se ha planteado teniendo en cuenta tres tipos de criterios:

1. Criterios territoriales, que se basan en la ubicación geográfica y pertenencia de las superficies a un mismo área.
2. Criterios energéticos, que buscan un equilibrio en el aprovechamiento de diferentes fuentes de energía.
3. Criterios eléctricos, que buscan resolver de manera eficiente los problemas de transporte y evacuación de la energía producida por las instalaciones eólicas hacia las redes de transporte.

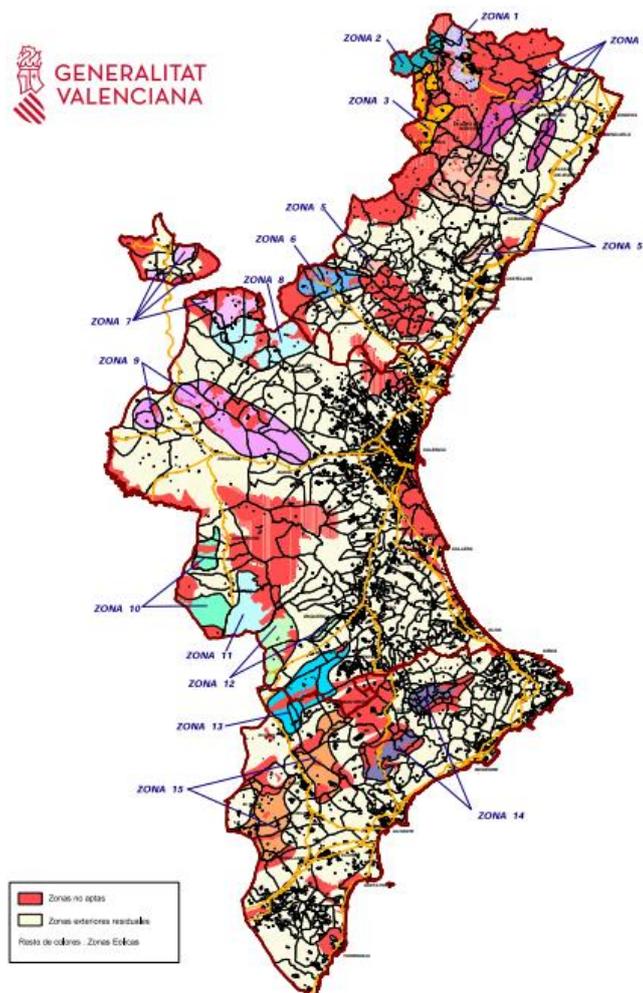


Figura 4. Zonas Eólicas de la Comunidad Valenciana

Fuente: Generalitat Valenciana

CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO

EÓLICO

En el siguiente capítulo se realiza la caracterización del recurso eólico de la zona seleccionada para la instalación del parque eólico. La zona que se ha seleccionado se ubica en el término municipal de Ademuz, ya que es una zona conocida por el autor de este trabajo, y no alberga por el momento ningún parque eólico. Para caracterizar el recurso se detallan las figuras ambientales presentes en las inmediaciones del territorio y se escogen zonas candidatas para albergar el parque. Se estudian factores como la velocidad media del viento y la rugosidad superficial, a partir de los cuales se puede calcular la potencia que se puede extraer del viento. De las zonas se obtiene su distribución de Weibull y su perfil de velocidades.

4.1. SITUACIÓN DEL MUNICIPIO

Ademuz es una localidad situada en el interior de la provincia de Valencia, en la Comunidad Valenciana. Esta localidad se encuentra en el Rincón de Ademuz, que es un territorio que se considera un enclave valenciano, ya que se encuentra rodeado por las comunidades autónomas de Aragón y Castilla-La Mancha.

Ademuz y su término municipal se ubican en la zona central de la comarca. La localidad está a unos 132 kilómetros de Valencia. Como se ve en la Figura 5, se puede acceder por la carretera N-330 (línea roja) que conecta con Teruel, Cuenca y Valencia, así como por la carretera local CV-478 (línea amarilla), que conecta con Vallanca.

La altitud de la localidad oscila entre los 700 metros a orillas del Turia y los 1517 metros del pico Tortajada, y tiene una superficie de 100,4 km². Según los datos publicados por el INE a 1 de Enero de 2022 el número de habitantes en Ademuz es de 1000 habitantes.



Figura 5. Término municipal de Ademuz

Fuente: Visor cartográfico de la Generalitat Valenciana

Para estudiar el recurso eólico de la zona se ha hecho uso del Global Wind Atlas, el cual recoge toda la información necesaria para evaluarlo.

4.2. FIGURAS AMBIENTALES

Cuando se realiza el diseño de un parque eólico es importante tener en cuenta una serie de limitaciones que vienen marcadas por las figuras ambientales de la zona. Si un área se ve afectada por alguna de las figuras ambientales, esta quedará excluida como espacio válido para ser soporte de instalaciones eólicas. Las figuras ambientales a tener en cuenta son las que se desarrollan a continuación.

4.2.1. Red Natura 2000

La Red Natura 2000 es una red ecológica que tiene como objetivo proteger la biodiversidad mediante la conservación de especies y hábitats en toda Europa. Esta red consta de dos tipos de áreas en conservación: los Lugares de Interés Comunitario (LIC), establecidos de acuerdo con la Directiva Hábitat, y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), designadas en virtud de la Directiva Aves.

El propósito de esta red es garantizar la supervivencia a largo plazo de la biodiversidad en Europa. Como tal, se considera el principal instrumento de conservación de la naturaleza en la Unión Europea.

Actualmente, en la Comunidad Valenciana hay 93 LIC y 40 ZEPA. Como se observa en la Figura 6, el municipio de Ademuz se ve afectado por el LIC de Rius del Racó d'Ademús, por lo tanto, se tiene esto en cuenta a la hora de elegir la zona del parque eólico.



Figura 6. LIC de Riu de Racó d'Ademús

Fuente: Visor cartográfico de la Generalitat Valenciana

4.2.2. IBA

Las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España (IBA) son aquellas zonas en las que se encuentran presentes regularmente una parte significativa de la población de una o varias especies de aves consideradas prioritarias por la BirdLife, una organización internacional dedicada a la protección de las aves y sus hábitats.

El municipio de Ademuz no se ve afectado por ninguna zona IBA, por lo que no se tienen en cuenta para este estudio.

4.2.3. Parques Nacionales

Los parques nacionales son espacios naturales de gran importancia tanto en términos culturales como naturales, que ha sido escasamente alterada por la actividad humana. Debido a esto, es esencial su conservación y se considera de interés nacional para proteger el patrimonio natural de España.

En España se pueden encontrar 15 parques nacionales: 10 están en la península ibérica, 4 están en Canarias y 1 en Baleares. En la Comunidad Valenciana no se encuentra ningún Parque Nacional, por lo que el municipio de Ademuz no se ve afectado por ningún Parque Nacional.



Figura 7. Parques Nacionales de España

Fuente: Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico

4.2.4. Reservas de Biosfera

Las reservas de Biosfera son áreas que buscan equilibrar la protección de la diversidad biológica y cultural con el desarrollo económico y social a través de la interacción humana con la naturaleza. Estas reservas se establecen en zonas terrestres, costeras y marinas que son representativas desde el punto de vista ecológico o de valor único, y son fundamentales para la integración de la población y sus actividades en la conservación.

En la Provincia de Valencia se encuentran dos Reservas de Biosfera: la Reserva de Valle del Cabriel y la del Alto Turia. Ninguna de estas reservas afecta al municipio de Ademuz.

4.3. ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO

Lo primero que se ha de tener en cuenta antes de evaluar el potencial eólico de la zona son las zonas que se ven afectadas por las figuras ambientales que se han visto anteriormente. En este caso la única figura ambiental que afecta a los alrededores del municipio es el LIC de Rius del Racó d'Ademús, por lo que en esa zona no se ha de instalar ninguna instalación eólica.

El potencial eólico se obtiene a partir del viento. El viento es el movimiento del aire en la atmósfera terrestre, y se obtiene por diferencias de temperatura y presión en distintas zonas del planeta. Cuanto mayor sea esta diferencia, mayor será la velocidad de desplazamiento del aire y, por tanto, más fuerte será el viento.

A esto hay que sumarle el efecto Coriolis, un fenómeno físico que se produce debido a la rotación de la Tierra sobre su propio eje, y el cual provoca que las masas de aire en movimiento sean desviadas hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Este movimiento genera la energía cinética presente en el viento.

A partir de esta energía se puede extraer la potencia, que dependerá de varios factores, como la velocidad media del viento y la rugosidad superficial.

4.3.1. Velocidad media anual

La velocidad media del viento tiene una influencia directa con la cantidad de energía que se puede extraer de él. Es uno de los factores más importantes a la hora de calcular la potencia del viento, ya que esta crece con el cubo de la velocidad, de acuerdo a la siguiente definición:

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

Donde ρ es la densidad del aire, que se define como la relación entre la masa del aire y el volumen que ocupa; A es la superficie del viento barrida por las palas del generador, y v es la velocidad del viento.

Sin embargo, no toda la energía del viento es aprovechable. Para conocer cuál es la máxima potencia que podemos extraer del viento hemos de hacer uso de la ecuación de Betz:

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

El coeficiente de potencia C_p se define como la relación entre la potencia extraíble y la potencia disponible. Este coeficiente nunca superará el número 0,593 debido a que una turbina nunca puede aprovechar más del 59,3 % de la energía cinética del viento.

Para poder maximizar la potencia extraíble, el coeficiente de potencia debe acercarse a su máximo valor. Para ello la velocidad del rotor debería variar para mantener la velocidad específica TSR en el valor que haga que C_p sea máximo. Esta velocidad específica se define como:

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

Donde r es el radio del rotor, ω es la velocidad angular del rotor y v la velocidad del viento antes del aerogenerador.

4.3.2. Rugosidad superficial

Otro factor que influye notablemente en el perfil de velocidades es la rugosidad superficial. La rugosidad superficial se refiere a las características de la superficie de la tierra que afectan al flujo del viento. Una superficie con alta rugosidad (como un bosque o una aglomeración de casas) causará turbulencias y frenará el viento, mientras que una baja rugosidad (como el mar o las pistas de un aeropuerto) favorecerá el desplazamiento del aire.

De este modo, es importante que la zona presente un valor de rugosidad lo más bajo posible, así la velocidad del viento será mayor y, por tanto, mayor será la potencia que se pueda extraer de los aerogeneradores.

En la Figura 8 podemos observar que en los alrededores del municipio de Ademuz no existen zonas de rugosidad muy elevadas. Vemos que predominan valores de 0,1 y 0,2 en la mayor parte de los alrededores, llegando en algunas zonas a 0,3 como máximo, por lo que esta zona podría ser un buen emplazamiento.

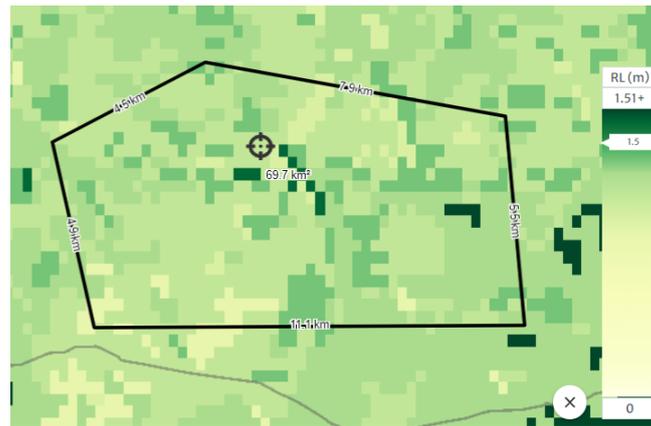


Figura 8. Mapa Rugosidad superficial del municipio de Ademuz y sus alrededores

Fuente: Global Wind Atlas

4.4. ÁREAS DE ESTUDIO

Para elegir la zona en la que se van a instalar los aerogeneradores, se deben tener en cuenta tanto la rugosidad como la velocidad del viento. Se seleccionan zonas que presenten una baja rugosidad y una velocidad media anual del viento adecuada. Para lograr una producción de energía óptima, se recomienda que la velocidad del viento sea mayor de 6 m/s. Como se puede observar en la Figura 9, hay varias zonas en la que la velocidad del viento alcanza los 6 m/s, incluso zonas en las que llega a 7,5 m/s. Respecto a la rugosidad, ya se ha estudiado en el apartado anterior que también es adecuada.

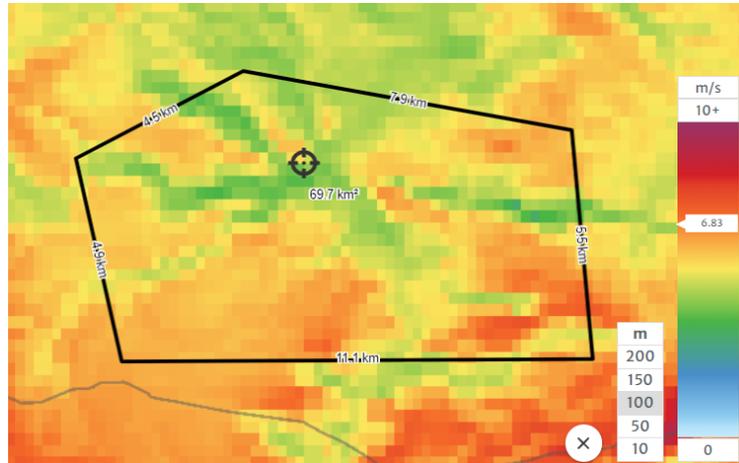


Figura 9. Mapa Velocidad media anual del viento en Ademuz y sus alrededores

Fuente: Global Wind Atlas

Teniendo en cuenta también las figuras ambientales que se han visto en el apartado 4.2. podemos considerar diferentes zonas dentro del área que hemos elegido, ya que hay varios emplazamientos idóneos. De esta manera, se seleccionan dos emplazamientos que podrían ser susceptibles de albergar un parque eólico, como vemos en la Figura 10.

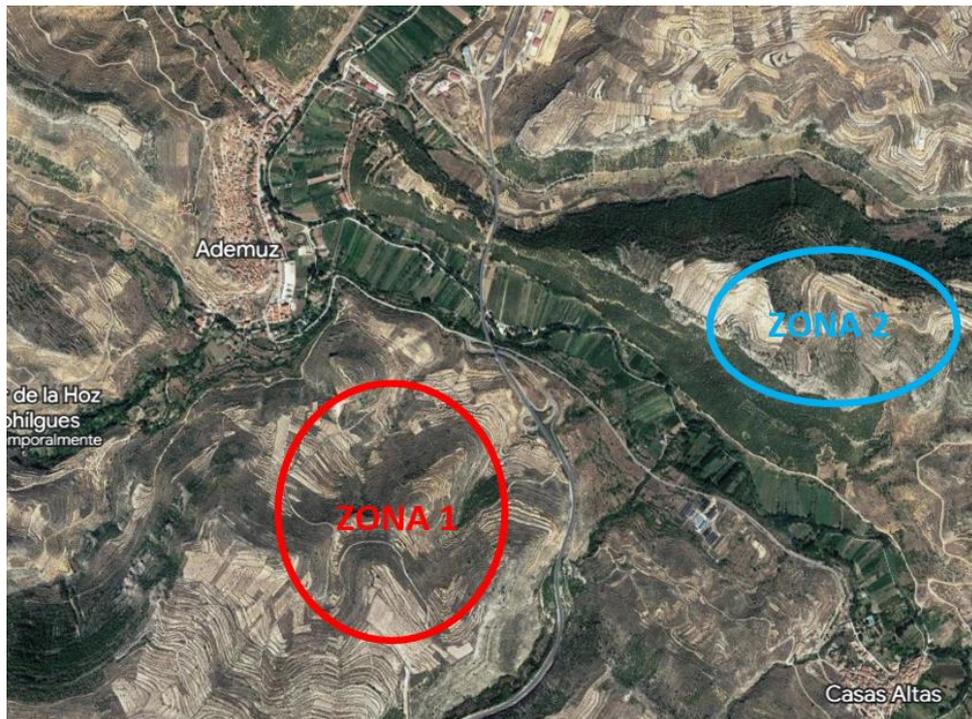


Figura 10. Áreas de estudio

Fuente: Google Earth

La planificación a nivel estatal propone una distancia de 500 metros desde parques eólicos a la población. Por su parte, Valencia obliga a respetar una distancia de 1.000 metros, según el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (DOGV, 2001). Ambas zonas respetan esa distancia, por lo que son aptas para albergar los aerogeneradores.

En primer lugar, la zona 1 está situada al sur del municipio (Figura 11). Se observa que ocupa un gran área, de unos 13 km², siendo además una zona de fácil acceso, por lo que parece un lugar propicio para la instalación de los aerogeneradores.



Figura 11. Zona 1

Fuente: Google Earth

Por otro lado, la zona 2 se encuentra al este de Ademuz (Figura 12), y es una zona con un área bastante menor, ocupando unos 7 km² de terreno. A pesar de ello, es una zona menos escarpada, siendo también una buena candidata para albergar el parque eólico.



Figura 12. Zona 2
Fuente: Google Earth

4.5. ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es un elemento gráfico que se utiliza para indicar la dirección del viento en relación con los puntos cardinales. Esta ayudará a colocar los aerogeneradores, ya que estos deben estar orientados estratégicamente para aprovechar la energía del viento de la manera más eficiente posible. La rosa de los vientos está dividida en 12 sectores de 30° cada uno, siendo el primer sector el correspondiente a la dirección norte y ordenándose a partir de esta dirección en sentido horario cada 30°.

4.5.1. ZONA 1

En primer lugar se observa la frecuencia del viento en la zona 1. Esta rosa de vientos indica el porcentaje de tiempo en el que el viento sopla desde una dirección determinada. En este caso, se observa que la mayor parte del tiempo, el viento sopla en la dirección norte.

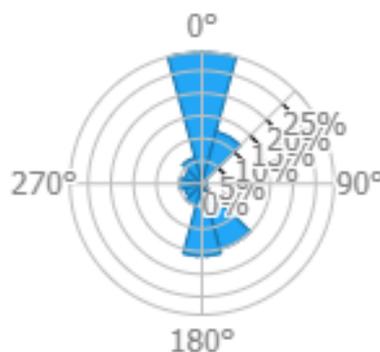


Figura 13. Rosa de vientos de frecuencias de la zona 1
Fuente: Global Wind Atlas

Lo siguiente sería estudiar la velocidad media anual, observando en la Figura 14 que la dirección en la que el viento sopla con mayor intensidad durante el año es la norte.

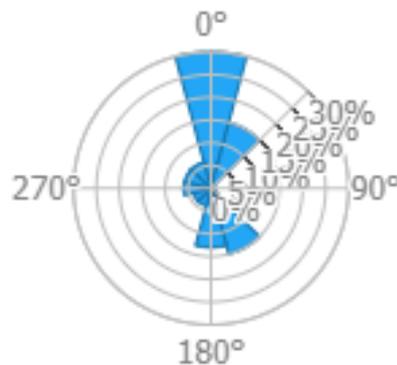


Figura 14. Rosa de vientos de velocidad media anual de la zona 1

Fuente: Global Wind Atlas

En la Figura 15, que hace referencia a la energía eólica, queda claro que la dirección en la que mayor potencia se puede extraer es la norte de nuevo.

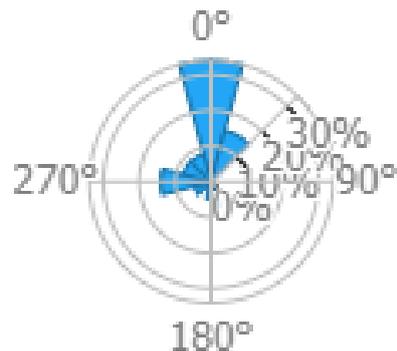


Figura 15. Rosa de vientos del aporte de energía de la zona 1

Fuente: Global Wind Atlas

De esta manera se puede concluir que en esta zona la mejor manera en la que podemos colocar los aerogeneradores para maximizar la producción de energía es orientándolos de manera perpendicular al norte.

4.5.2. ZONA 2

Al igual que en la zona 1, la primera rosa de viento que se estudia es la de frecuencias. En la Figura 16 se observa como la mayor parte del tiempo el viento está soplando en las direcciones norte y noreste, siendo similar a la zona 1.

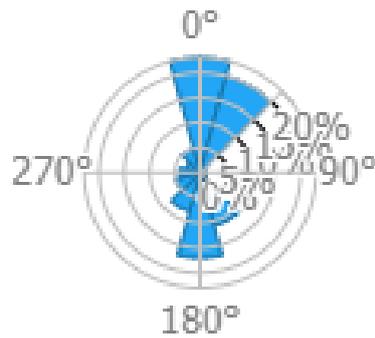


Figura 16. Rosa de vientos de frecuencias de la zona 2

Fuente: Global Wind Atlas

Respecto a la velocidad media anual, también queda claro que las direcciones en las que el viento sopla con mayor intensidad son las direcciones norte y noreste.

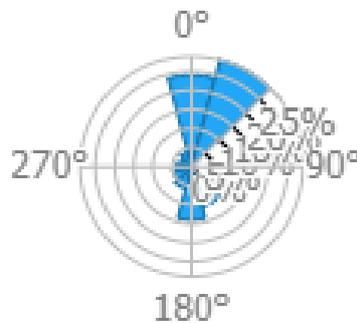


Figura 17. Rosa de vientos de velocidad media anual de la zona 2

Fuente: Global Wind Atlas

Respecto a la máxima potencia extraíble, una vez más esta se sitúa en las direcciones norte y noreste.

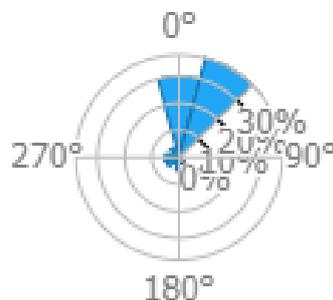


Figura 18. Rosa de vientos del aporte de energía de la zona 2.

Fuente: Global Wind Atlas

De esta manera, en la zona 2 se colocarían los aerogeneradores en dirección perpendicular al norte para una producción óptima.

4.6. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Para estimar con precisión la producción de energía de un aerogenerador no es suficiente solo con conocer la velocidad media del viento en el área, ya que esta puede variar considerablemente en un mismo lugar. Es importante por ello conocer la duración porcentual de las distintas velocidades en cada dirección, existiendo así una distribución de Weibull para cada dirección del viento. Esta distribución nos permite describir las características del viento en un lugar utilizando únicamente dos parámetros: el factor de escala (**A**) y el factor de forma (**K**).

El factor de escala está expresado en m/s y se relaciona directamente con la velocidad. Por otro lado, el factor de forma es adimensional y es el que modifica la simetría de la distribución, con valores cercanos a 1 para distribuciones asimétricas y valores mayores que 2 para distribuciones simétricas.

La función de distribución acumulada de Weibull es la siguiente:

$$F_i(v \leq v_i) = 1 - e^{-\left(\frac{v_i}{A}\right)^K} \quad (4)$$

La función densidad, la cual representa la probabilidad de que la velocidad **v** tome un valor particular, se define de la siguiente manera:

$$f(v) = \left(\frac{K}{A}\right) \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^K} \quad (5)$$

Global Wind Atlas proporciona valores de los factores de escala y de forma para una altura de 100 metros. Gracias a ello, podemos obtener las distribuciones de Weibull de ambas zonas, divididas en sectores, tal y como observamos en la Figura 19 y la Figura 20.

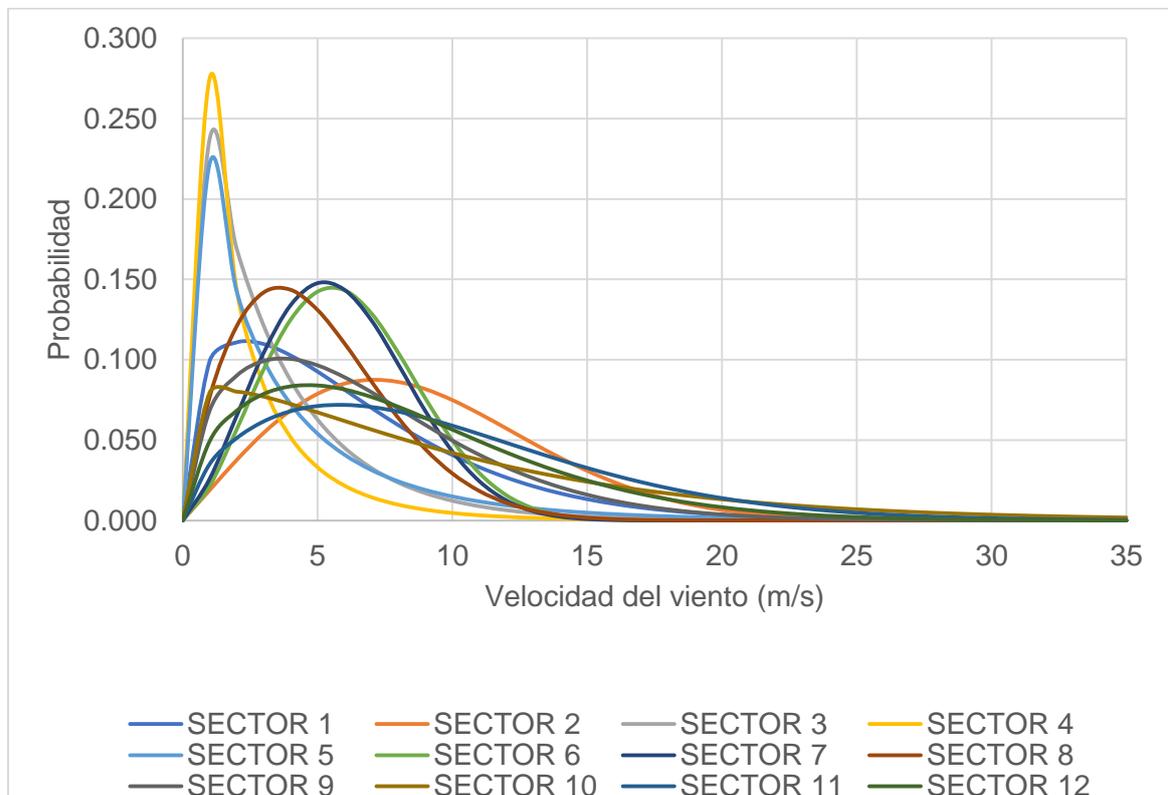


Figura 19. Distribución de Weibull a 100 m de altura en la zona 1

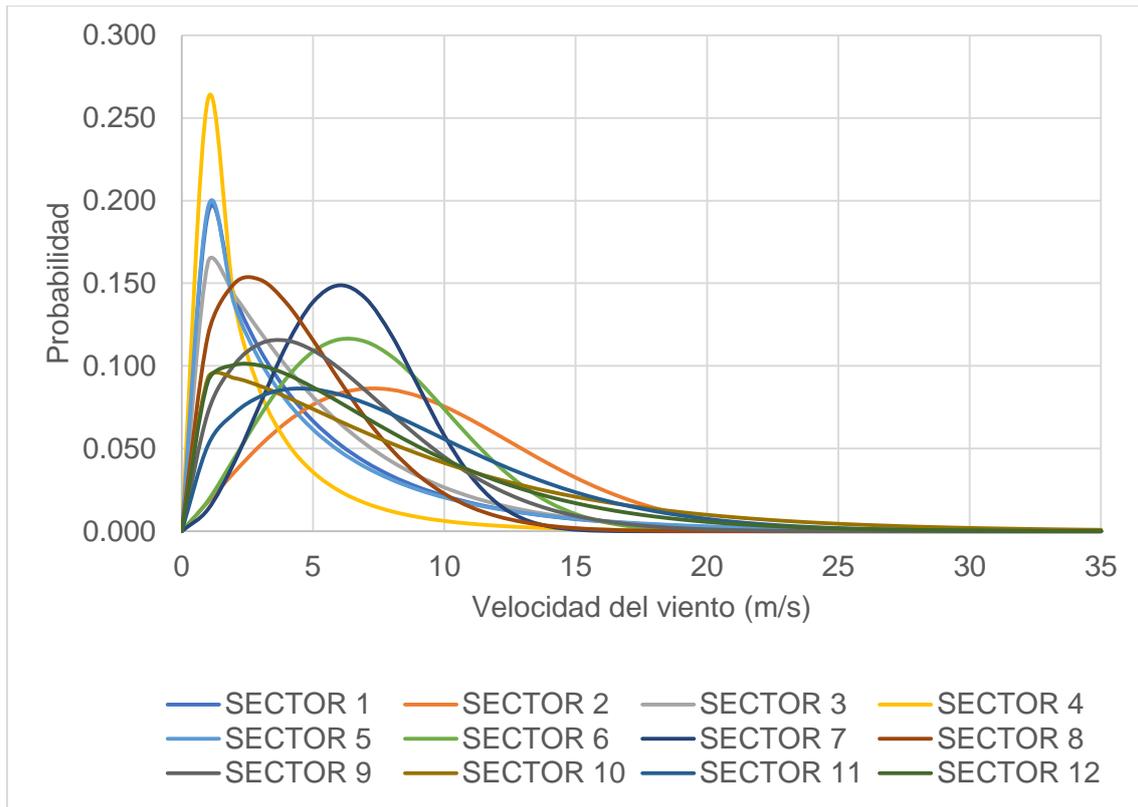


Figura 20. Distribución de Weibull a 100 m de altura en zona 2

4.7. PERFIL DE VELOCIDADES

En el diseño de un parque eólico hay que tener en cuenta cómo cambia la velocidad del viento con respecto a la altura sobre el suelo. Es fundamental para determinar la distribución de energía cinética del viento. Factores como la rugosidad del terreno, el efecto del suelo, el clima y la topografía influyen en el perfil de velocidades. De esta manera, si un terreno de cierta altura está despejado presentará una mayor velocidad del viento que si ese mismo terreno tuviera muchos obstáculos.

Para conocer la velocidad del viento a una determinada altura se hace uso de las siguientes ecuaciones:

$$v_2 = v_1 \cdot \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (6)$$

$$\alpha = 0,097 \cdot \log z_0 + 0,016 \cdot (\log z_0)^2 + 0,24 \quad (7)$$

Donde v_1 es la velocidad media a una altura z_1 (datos conocidos), y v_2 es la velocidad media a una altura z_2 ; y α es un parámetro que depende de la rugosidad del terreno z_0 .

Sirviéndonos del apartado 4.3.2 se puede estimar una rugosidad media de 0,2 metros. Con esta rugosidad se calcula α , que en este caso es igual a 0,180716. Del Global Wind Atlas también se obtienen los datos de las velocidades y las alturas: para la zona 1 tenemos $v_{11}=6.64$ m/s a una altura $z_{11}=100$ metros y para la zona 2 tenemos $v_{12}=6,1$ m/s a una altura $z_{12}=100$

metros. De esta forma se obtiene el perfil de velocidades para las dos zonas, como podemos ver en la Figura 21.

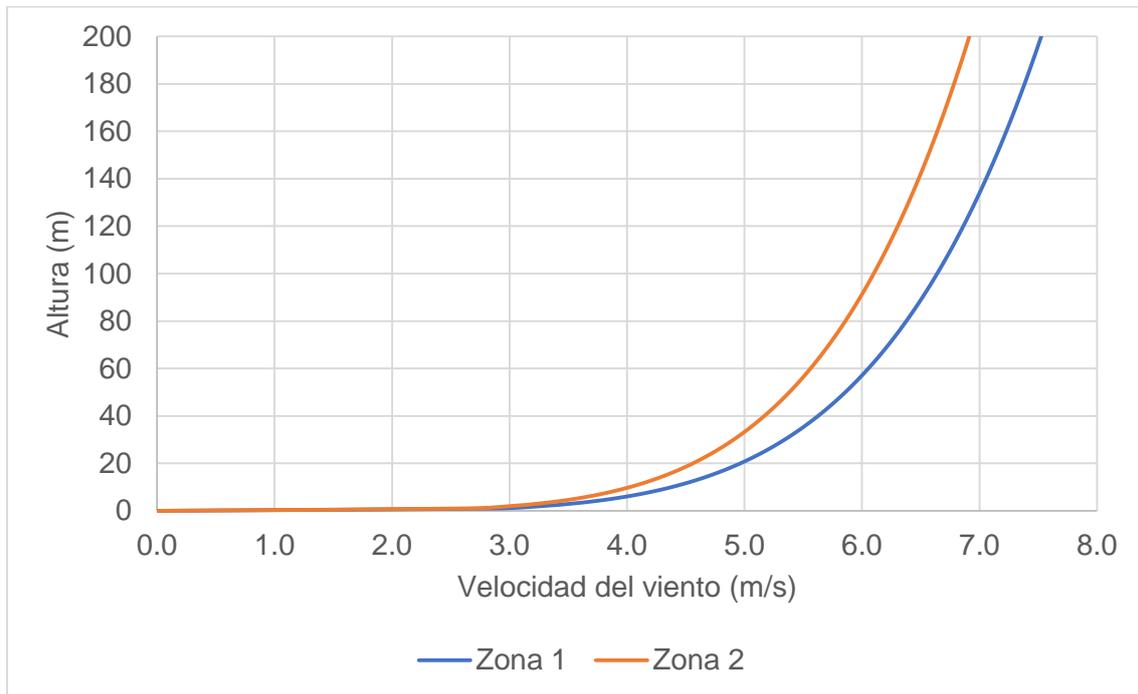


Figura 21. Perfil de velocidades

Como se observa en la Figura 21, si se tiene en cuenta que la altura del buje suele estar entre los 80 y los 140 metros, se puede ver que en la zona 1 la velocidad del viento estaría comprendida entre 6,38 y 7,00 m/s, mientras que en la zona 2 la velocidad estaría comprendida entre 5,86 y 6,49 m/s.

CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DE AEROGENERADORES

En este capítulo se proponen distintos modelos de aerogeneradores y se va a hacer una comparación entre ellos, calculando la energía que producen al año y el factor de carga, para poder determinar cuál será el modelo óptimo para las zonas candidatas, comparando

5.1. CLASES DE AEROGENERADORES

La clasificación de los aerogeneradores viene dada por la Norma IEC 61400-1 y, en función de los niveles mínimos de robustez exigidos según la velocidad del viento en cada zona, establece tres clases diferentes. Cada clase está diseñada para soportar de manera segura velocidades del viento hasta una velocidad de referencia determinada, la cual se determina a partir de la velocidad media anual del viento en la zona. Esta velocidad de referencia se define con la siguiente expresión:

$$v_{ref} = \frac{v_{media\ anual}}{0.2} \quad (8)$$

Tabla 2. Clases de aerogeneradores

Clases	I	II	III	IV	S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores que deben ser especificados por el diseñador
Vpro (m/s)	10	8,5	7,5	6	
A Iref (-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
B Iref (-)	0,19	0,16	0,16	0,16	

Fuente: Norma IEC 61400-1

Siendo:

Vref: Velocidad de referencia media durante 10 minutos.

Vpro: Velocidad media anual a la altura del centro del rotor.

A: Categoría con características de altas turbulencias.

B: Categoría con características de bajas turbulencias.

Iref: Valor esperado de la intensidad de turbulencia.

De esta manera, como en la zona 1 se obtuvo una velocidad media de 6,64 m/s para una altura de 100 metros, se conseguirá una velocidad de referencia de 33,2 m/s. Por otro lado, en la zona 2, al tener una velocidad media anual de 6,1 m/s a la altura del buje de 100 metros, se obtendrá una velocidad de referencia de 30,5 m/s.

Como ambas velocidades de referencia están comprendidas entre 30 m/s y 37,5 m/s, se escogen aerogeneradores de Clase III para las dos zonas.

5.2. ELECCIÓN DEL MODELO

Como se ha visto en el apartado anterior se escogen aerogeneradores de Clase III para las dos zonas. Se ha elegido la marca Siemens Gamesa como fabricante, ya que es líder en el sector de la energía eólica a nivel nacional y además presenta varios modelos de Clase III, la cual no es fabricada por todos los fabricantes. Como se trata de una marca española será más sencillo conseguir estos aerogeneradores, ya que existirá una mayor disponibilidad.

Se seleccionan aerogeneradores tripalas de eje horizontal ya que son los más extendidos actualmente, y además son los que mejor rendimiento ofrecen para nuestro rango de velocidades, siendo más eficientes que los aerogeneradores de eje vertical.

En la Tabla 3 y en la Tabla 4 se observan las características de dos modelos de aerogeneradores de la marca Siemens Gamesa, de clase III.

Tabla 3. Especificaciones técnicas aerogenerador SG 2.1-114

Datos Generales	Fabricante	Siemens Gamesa
	Modelo	SG 2.1-114
	Clase de viento	IEC IIA/IIIA/S
	Potencia (KW)	2.100
Rotor	Diámetro (m)	114
	Área de barrido (m ²)	10.207
	Densidad de potencia (W/m ²)	205,74
Torre	Altura (m)	68, 80, 93, 106, 125, 127, 153

Fuente: Siemens Gamesa

Tabla 4. Especificaciones técnicas del aerogenerador G 97-2000

Datos Generales	Fabricante	Gamesa
	Modelo	G 97-2000
	Clase de viento	IEC IIIA
	Potencia (KW)	2.000
Rotor	Diámetro (m)	97
	Área de barrido (m ²)	7.390
	Densidad de potencia (W/m ²)	270,27
Torre	Altura (m)	78, 90, 100, 120

Fuente: The Wind Power

Una vez conocidas las características de los modelos de aerogeneradores es necesario conocer las curvas de potencia de los modelos, para así poder calcular cuánta energía puede producir cada uno de ellos. La información de estas curvas viene dada por el propio fabricante, e indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento.

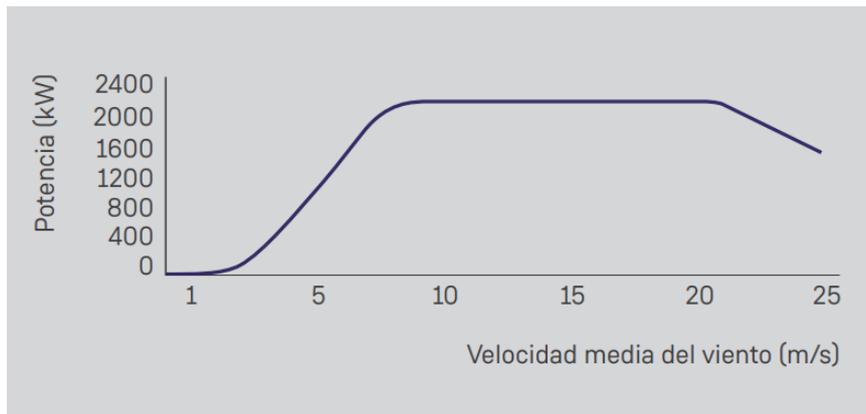


Figura 22. Curva de potencia SG 2.1-114

Fuente: Siemens Gamesa

Para el modelo SG 2.1-114 no existe ninguna publicación en la que estén reflejados los datos concretos de las potencias para cada velocidad, solo encontramos esta imagen de la curva de potencia en su catálogo (Figura 22). Aunque no se aprecie muy bien, se puede observar que el modelo SG 2.1-114 tiene una velocidad de arranque de unos 2 m/s, y estabiliza su curva a una velocidad de unos 8 m/s. La velocidad de parada es de 25 m/s.

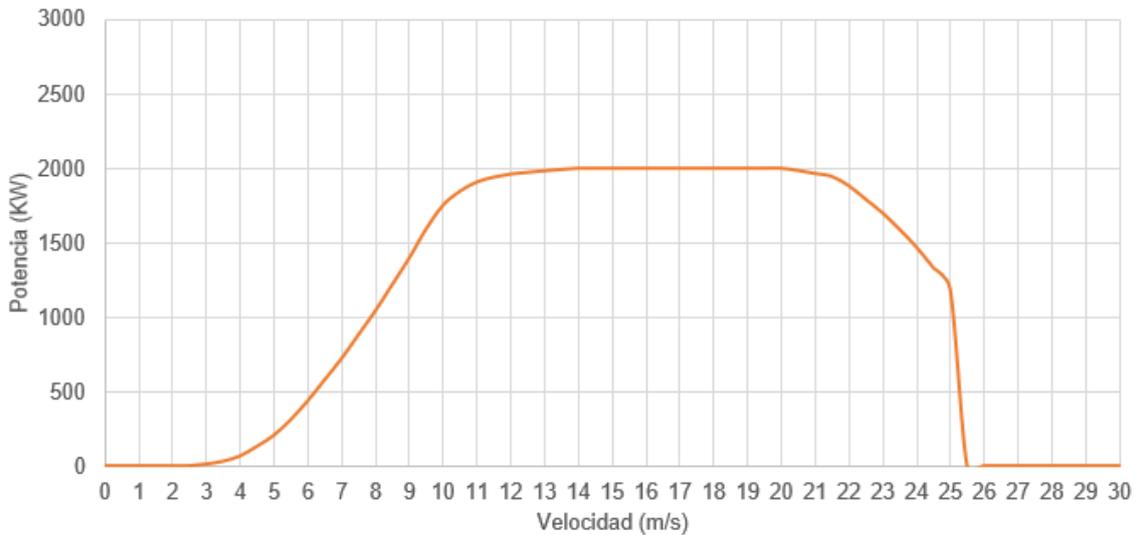


Figura 23. Curva de potencia G 97-2000

Fuente: The Wind Power

Para el modelo G 90-2000 si se obtuvieron datos más precisos gracias a la base de datos de *The Wind Power*, teniendo una velocidad de arranque de 3 m/s y una velocidad de parada a los 25,5 m/s.

Una vez se ha obtenido la curva de potencia de los aerogeneradores, hay que corregirla, ya que sus datos se corresponden para una altura al nivel del mar. Como Ademuz se encuentra a una altura mayor a la del nivel del mar, la densidad del aire será distinta en esta zona, ya que esta depende de la altura (**h**) y de la temperatura (**T**). Para calcular la densidad tenemos esta fórmula:

$$\rho = 1,225 \cdot \left(\frac{288}{T + 273} \right) \cdot e^{\left(-\frac{h}{8345} \right)} \quad (9)$$

Con la densidad se calcula la potencia corregida con la siguiente expresión:

$$P_{\text{corregida}} = \frac{\rho}{\rho_0} \cdot P_{\text{extraible}} \quad (10)$$

siendo ρ_0 la densidad del aire al nivel del mar, que corresponde a un valor de 1,225 kg/m³. Para la ecuación (9) se utiliza la temperatura media anual, que es de 11,8 °C según la Agencia Estatal de Meteorología. Las alturas varían según las alturas de aerogeneradores recogidas en la Tabla 3 y Tabla 4, y se suman a la altura del emplazamiento que se encuentra a 660 metros sobre el nivel del mar.

Para saber los KW que producen cada aerogenerador hay que usar la siguiente expresión, que consiste en el sumatorio de los productos de la distribución de Weibull y la potencia corregida:

$$P(v) = \sum_{V_{\text{arranque}}}^{V_{\text{parada}}} F(v) \cdot P_{\text{corregida}} \quad (11)$$

Una vez obtenida la potencia que produce cada aerogenerador, podemos obtener la cantidad de energía producida al año (**EEP**) multiplicando los KW obtenidos por 8760 (horas que tiene un año):

$$EEP = 8760 \cdot P(v) \quad (12)$$

Con el valor de la energía producida al año, se calculan las horas que tendría que estar funcionando al año cada generador para producir la energía estimada en un año, es decir, las horas equivalentes (H_{eq}):

$$H_{eq} = \frac{EEP}{P_n} \quad (13)$$

Por último, hay que calcular el factor de carga (F_c), cuyo valor es adimensional y nos indica la viabilidad del aerogenerador. Es la relación entre la energía producida en un año por el aerogenerador y la que se podría haber obtenido si este hubiera estado trabajando a plena carga. Cuanto más alto sea este factor, mayor será el rendimiento del aerogenerador. Su fórmula es:

$$F_c = \frac{H_{eq}}{8760} \quad (14)$$

En las Tablas 5 y 6 se muestra la comparativa de estos datos para los modelos de aerogeneradores, para sus distintas alturas y en las distintas zonas.

Tabla 5. Producción energética Zona 1

ZONA 1				
AEROGENERADOR	ALTURA (m)	EEP (KWh/año)	Heq (h)	Fc
SG 2.1-114	68	8.513.346	4.054	0,463
	106	9.299.627	4.428	0,506
	153	10.155.480	4.836	0,552
G97-2000W	78	5.517.237	2.759	0,315
	120	6.364.590	3.182	0,363

Fuente: Global Wind Atlas

Tabla 6. Producción energética Zona 2

ZONA 2				
AEROGENERADOR	ALTURA (m)	EEP (KWh/año)	Heq (h)	Fc
SG 2.1-114	68	8.317.194	3.961	0,452
	106	9.091.278	4.329	0,494
	153	9.931.285	4.729	0,540
G97-2000W	78	5.371.004	2.686	0,307
	120	6.222.236	3.111	0,355

Fuente: Global Wind Atlas

Tras obtener estos resultados se observa que el modelo más eficiente será el SG 2.1-114 de 153 metros, de la marca Siemens Gamesa, debido a que es el aerogenerador que mayor factor de carga tiene en las dos zonas. Por otro lado, no hay mucha diferencia entre la energía producida en las dos zonas, siendo ligeramente superior la de la zona 1. En el siguiente capítulo se analizan los posibles diseños de parque con este modelo de aerogenerador para así elegir cual será el más rentable.

CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En este capítulo se analizan las posibles alternativas de diseño del parque en las dos zonas de estudio, teniendo en cuenta factores como el efecto parque o el efecto colina. Se ha elegido el modelo de aerogenerador SG 2.1-114 de 153 metros, ya que es el que más energía produce.

6.1. EFECTOS QUE AFECTAN A LA COLOCACIÓN DE AEROGENERADORES

A la hora de elegir en qué forma colocar los aerogeneradores hay que valorar de qué manera los aerogeneradores y el entorno afectan a la velocidad o dirección del viento. Para ello se estudian el efecto parque y el efecto colina.

6.1.1. Efecto Parque

En el diseño de parques eólicos, el fenómeno del efecto parque (o efecto estela) desempeña un papel importante. Este efecto se refiere a la interacción aerodinámica entre los aerogeneradores en un parque y el viento. Cuando los aerogeneradores están agrupados en un área determinada, el viento que pasa a través de ellos se ve afectado por la turbulencia generada, lo que puede disminuir la eficiencia de los aerogeneradores posteriores en la dirección del viento. Esto se debe a que los primeros aerogeneradores crean una estela de baja velocidad y mayor turbulencia, y que el viento llegue con menos velocidad al siguiente aerogenerador.

Esto puede tener varios efectos negativos, como reducir la producción de energía de los aerogeneradores cercanos y aumentar el desgaste y fatiga de las palas, reduciendo así la vida útil de los aerogeneradores. Por tanto, es necesario evitar el efecto parque, y para ello, existen unas distancias mínimas que se tienen en cuenta para colocar los aerogeneradores:

- En la dirección de mayor potencia del viento, la separación óptima se sitúa entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor
- En la dirección perpendicular al viento, los aerogeneradores se deberán situar a una distancia de entre 2 y 4 veces el diámetro del rotor.

En este caso, con el modelo SG 2.1-114, que tiene un rotor de 114 metros de diámetro, los aerogeneradores estarán separados de 912 a 1368 metros en la dirección del viento y de 228 a 456 metros en la dirección perpendicular al viento.

6.1.2. Efecto colina

La manera más usual de emplazar aerogeneradores es colocándolos en elevaciones topográficas como colinas o montañas. En estos lugares se produce un efecto acelerador del viento que puede ser aprovechado para la generación de energía eólica. Esto suele suponer

una ventaja siempre y cuando la colina no sea un terreno muy escarpado, ya que esto podría generar turbulencias que afectarían negativamente al aerogenerador.

6.2. ALTERNATIVAS

En este apartado se proponen tres alternativas para colocar los aerogeneradores. En todas las alternativas se instalan 15 aerogeneradores del modelo SG 2.1-114, haciendo una potencia total del parque de 31,5 MW. En la medida de lo posible, se colocan los aerogeneradores de manera perpendicular al viento, ya que se busca maximizar la potencia extraíble.

6.2.1. Alternativa 1

En esta alternativa los aerogeneradores se colocan en la zona 1. Estos son orientados en la dirección perpendicular al norte, que es la dirección del viento de mayor potencia extraíble. La separación entre ellos en la dirección de mayor potencia del viento es de unos 950 metros, y la separación en la dirección perpendicular al viento es de unos 400 metros, estando dentro del rango recomendado para minimizar el efecto parque. En la figura 24 se observa cómo sería la disposición de los aerogeneradores.

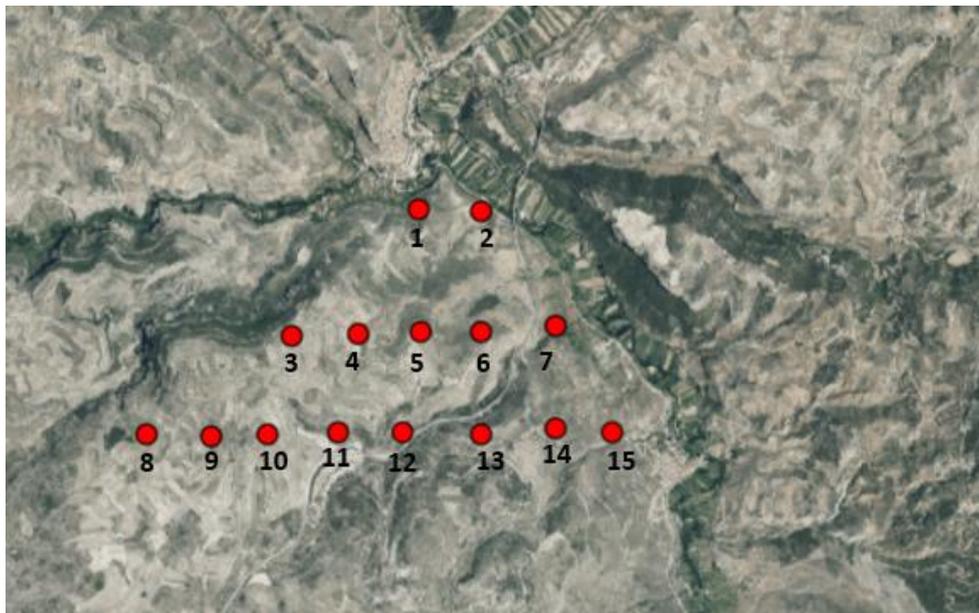


Figura 24. Alternativa 1 de colocación de aerogeneradores

Fuente: Visor cartográfico de la Generalitat Valenciana

En la tabla 7 se encuentran las coordenadas UTM de los 15 aerogeneradores, la energía producida, las horas equivalentes y el factor de carga de cada uno de ellos, haciendo uso de los cálculos que se han utilizado en el apartado 5.2. Los valores son similares, ya que los aerogeneradores no están muy distanciados, y la densidad del aire es parecida en las distintas ubicaciones.

Tabla 7. Coordenadas y cálculos energéticos alternativa 1

Alternativa 1					
Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		EBT (KWh/año)	Horas equivalentes (h)	Factor de carga
	X	Y			
1	646309	4435437	10.046.542	4.784	0,546
2	646756	4435431	10.076.685	4.798	0,548
3	645393	4434510	9.832.161	4.681	0,534
4	645878	4434532	9.832.161	4.681	0,534
5	646329	4434545	9.867.571	4.698	0,536
6	646773	4434557	9.926.871	4.727	0,540
7	647319	4434616	10.070.649	4.795	0,547
8	644352	4433770	9.750.031	4.642	0,530
9	644827	4433759	9.750.031	4.642	0,530
10	645238	4433780	9.750.031	4.642	0,530
11	645744	4433816	9.808.625	4.670	0,533
12	646221	4433822	9.808.625	4.670	0,530
13	646791	4433820	9.956.654	4.741	0,541
14	647335	4433866	10.046.542	4.784	0,546
15	647742	4433850	10.046.542	4.754	0,546

Fuente: Global Wind Atlas y Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana

En la tabla 8 se resumen las características de lo que sería el parque eólico con todos los aerogeneradores. Para esto se tienen en cuenta una serie de pérdidas, que son las siguientes:

- Pérdidas del 15% de la energía bruta del parque por el mantenimiento de los aerogeneradores.
- Pérdidas del 5% de la energía bruta del parque debido al efecto parque.
- Las pérdidas eléctricas se estiman en 5% de la energía bruta del parque
- Pérdidas del 5% de la energía bruta del parque para el resto de las pérdidas.

Tabla 8. Resumen alternativa 1

Potencia unitaria (MW)	2,1
Nº de aerogeneradores	15
Potencia del parque (MW)	31,5
Energía bruta del parque (KWh/año)	148.569.721
Pérdidas por mantenimiento del 15% (KWh/año)	22.285.458
Pérdidas por efecto parque del 5% (KWh/año)	7.428.486
Pérdidas eléctricas del 1% (KWh/año)	1.485.697
Otras pérdidas del 5% (KWh/año)	7.428.486
Energía neta del parque (KWh/año)	109.941.594
Horas equivalentes (h)	4.714
Factor de carga	0,538

6.2.2. Alternativa 2

En la Figura 25 se observan como se colocan los aerogeneradores en la zona 2. Al igual que en la alternativa 2, los aerogeneradores se colocan en dirección perpendicular al norte, ya que en esta zona también es la dirección de mayor potencia del viento. Para minimizar el efecto parque, los aerogeneradores están separados 950 metros en la dirección del viento y 250 metros en la dirección perpendicular del viento, estando dentro del rango recomendado.

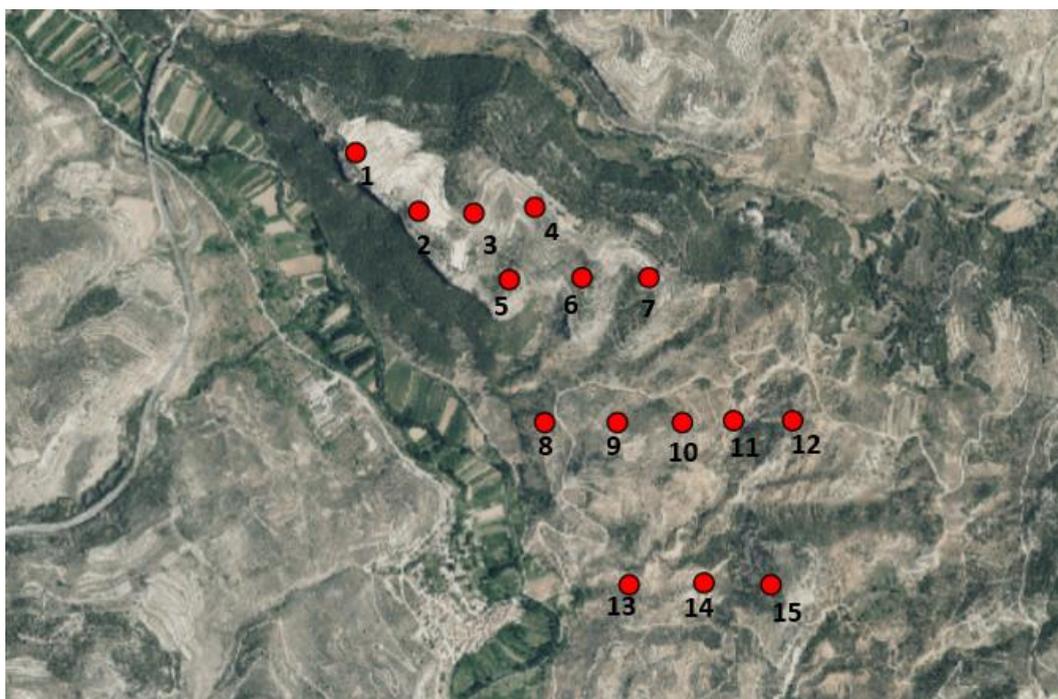


Figura 25. Alternativa 2 de colocación de aerogeneradores

Fuente: Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana

En la Tabla 9 se muestran los parámetros energéticos de cada aerogenerador, de igual manera que se hizo con la alternativa 1.

Tabla 9. Coordenadas y cálculos energéticos alternativa 2

Alternativa 2					
Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		EBT (KWh/año)	Horas equivalentes (h)	Factor de carga
	X	Y			
1	647775	4435352	9.885.323	4.707	0,537
2	648014	4435132	9.879.402	4.704	0,537
3	648222	4435134	9.879.402	4.704	0,537
4	648445	4435160	9.891.248	4.710	0,538
5	648359	4434884	9.926.871	4.727	0,540
6	648628	4434899	9.914.982	4.721	0,539
7	648878	4434903	9.914.982	4.721	0,539
8	648496	4434356	10.034.510	4.778	0,545
9	648770	4434363	10.004.494	4.764	0,544
10	649012	4434368	9.986.527	4.755	0,543
11	649201	4434377	9.986.527	4.755	0,543
12	649419	4434385	9.938.773	4.732	0,540
13	648824	4433759	10.106.918	4.812	0,549
14	649105	4433768	10.064.617	4.792	0,547
15	649354	4433770	9.986.527	4.755	0,543

Fuente: Global Wind Atlas y Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana

En la Tabla 10 se resumen las características del parque eólico.

Tabla 10. Resumen alternativa 2

Potencia unitaria (MW)	2,1
Nº de aerogeneradores	15
Potencia del parque (MW)	31,5
Energía bruta del parque (KWh/año)	149.401.103
Pérdidas por mantenimiento del 15% (KWh/año)	22.410.165
Pérdidas por efecto parque del 5% (KWh/año)	7.470.055
Pérdidas eléctricas del 1% (KWh/año)	1.494.011
Otras pérdidas del 5% (KWh/año)	7.470.055
Energía neta del parque (KWh/año)	110.556.817
Horas equivalentes (h)	4.742
Factor de carga	0,542

6.2.3. Alternativa 3

Como se observa en la Figura 26, en la alternativa 3 los aerogeneradores se dividirán entre la zona 1 y la zona 2, de igual manera orientados en dirección perpendicular al norte.

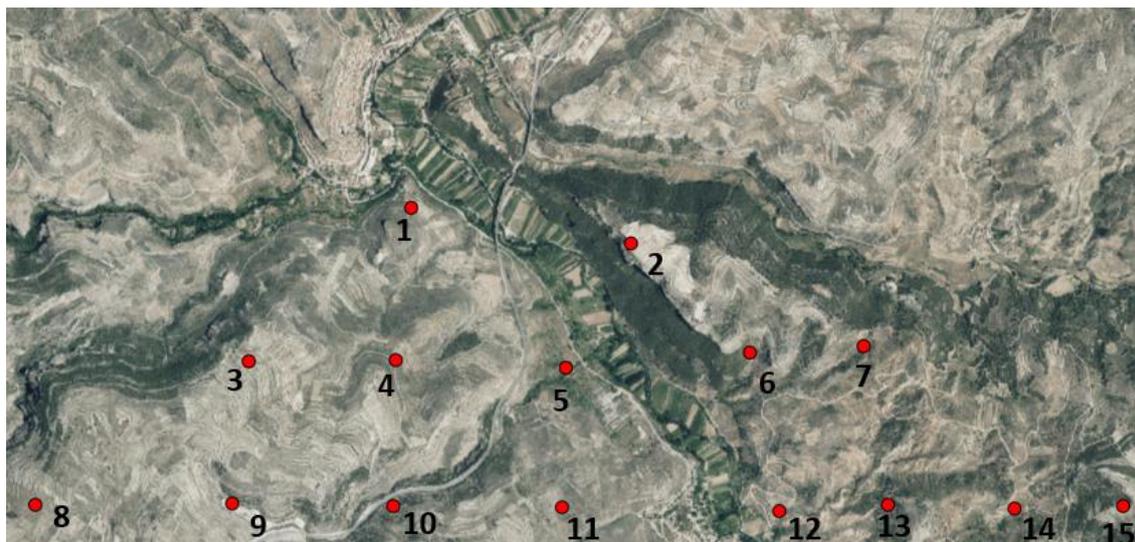


Figura 26. Alternativa 3 de colocación de aerogeneradores

Fuente: Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana

La Tabla 11 muestra los parámetros energéticos de cada aerogenerador, de igual manera que se hizo con las anteriores alternativas.

Tabla 11. Coordenadas y cálculos energéticos alternativa 3

Alternativa 3					
Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		EBT (KWh/año)	Horas equivalentes (h)	Factor de carga
	X	Y			
1	646507	4435534	10.046.542	4.784	0,546
2	647775	4435352	9.879.402	4.704	0,537
3	645598	4434537	9.808.625	4.670	0,533
4	646440	4434660	9.879.402	4.704	0,537
5	647414	4434635	10.088.767	4.804	0,548
6	648463	4434740	9.986.527	4.755	0,543
7	648118	4434793	9.914.982	4.721	0,539
8	644391	4433789	9.720.865	4.628	0,528
9	645518	4433818	9.773.426	4.654	0,531
10	646441	4433821	9.849.850	4.690	0,535
11	647408	4433833	9.926.871	4.727	0,540
12	648649	4433831	10.092.395	4.805	0,549
13	649271	4433882	9.986.527	4.755	0,543
14	649997	4433871	9.903.108	4.715	0,538
15	650620	4433904	9.726.692	4.631	0,529

Fuente: Global Wind Atlas y Visor Cartográfico de la Generalitat Valenciana.

A continuación, en la Tabla 12 se resumen las características del parque eólico.

Tabla 12. Resumen alternativa 3

Potencia unitaria (MW)	2,1
Nº de aerogeneradores	15
Potencia del parque (MW)	31,5
Energía bruta del parque (KWh/año)	148.583.981
Pérdidas por mantenimiento del 15% (KWh/año)	22.287.597
Pérdidas por efecto parque del 5% (KWh/año)	7.429.199
Pérdidas eléctricas del 1% (KWh/año)	1.485.839
Otras pérdidas del 5% (KWh/año)	7.429.199
Energía neta del parque (KWh/año)	109.952.147
Horas equivalentes (h)	4.716
Factor de carga	0,539

6.3. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

En la Tabla 13 podemos ver una comparativa las principales características de las tres alternativas. Las tres zonas ofrecen unos datos muy similares en energía neta producida, ya que las alternativas se encuentran en zonas no muy distanciadas y de alturas similares.

Tabla 13. Comparativa entre alternativas

Alternativa	Energía neta producida (KWh/año)	Horas equivalentes (h)	Factor de carga
1	109.941.594	4.714	0,538
2	110.556.817	4.742	0,542
3	109.952.147	4.716	0,539

La alternativa 2 es la de mayor potencia neta producida con 110.941.594 KWh/año. Además, como se estudió en el apartado 4.4, la zona 2 presenta un terreno menos escarpado. De esta manera, la alternativa elegida es la 2.

CAPÍTULO 7. IMPACTO AMBIENTAL

En el presente capítulo se realiza un estudio sobre los posibles impactos que conllevará la implantación del parque eólico en el lugar que se ha elegido, haciendo uso de la matriz de Leopold. También se proponen diferentes medidas de protección que se pueden adoptar para minimizar estos impactos sobre el medio ambiente.

7.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de estudio tiene como objetivo la implantación de un parque eólico de 31,5 MW de potencia en el municipio de Ademuz. El parque está formado por 15 aerogeneradores de la marca Siemens Gamesa, y el modelo es el SG 2.1-114 de 153 metros de altura. Se ha estimado que el parque eólico producirá 110.556.817 KWh/año.

7.2. INVENTARIO AMBIENTAL

Las principales características ambientales de la localización del parque eólico vienen especificadas en el siguiente inventario ambiental.

7.2.1. Clima

La caracterización del clima viene dada por la clasificación de Köppen-Geiger, que se trata de un sistema que describe cada tipo de clima con una serie de letras que indican el comportamiento de las temperaturas y las precipitaciones.

En este caso, el clima de Ademuz se caracteriza por ser un clima subtropical húmedo, y según el sistema de Köppen-Geiger presenta la clasificación Cfa. El clima en Ademuz es cálido y templado, y hay precipitaciones durante todo el año. Incluso el mes más seco tiene lluvia. La temperatura media anual es de 11,8 °C y la precipitación aproximada es de 492 mm, tal y como se puede ver en la Figura 27.



Figura 27. Climograma de Ademuz

Fuente: Clima-Data

7.2.2. Sismología

En la Figura 28 se puede apreciar que el Rincón de Ademuz presenta un bajo grado de sismicidad. Además, los seísmos que se producen en los alrededores de esta zona son de pequeña magnitud, porque lo este factor no tendrá una gran relevancia para nuestro emplazamiento.



Figura 28. Sismicidad de la Península Ibérica

Fuente: Instituto Geográfico Nacional

7.2.3. Composición del suelo

Gracias al Instituto Geológico y Minero de España (IGME) se puede conocer la composición del suelo de la zona que hemos escogido como emplazamiento, estando en su mayor parte formado por arcillas margoarenosas. Además, respecto a la orografía, no se trata de una zona muy escarpada, como ya estudiamos en apartados anteriores.

7.2.4. Hidrología

En el municipio de Ademuz se encuentran los ríos Turia y Ebrón, con redes muy encajadas que reflejan un descenso del nivel de base en épocas recientes. No obstante, estos no se ven afectados por los aerogeneradores en ningún caso, ya que estos se ubican a alturas muy superiores a las cuencas de los ríos.

7.2.5. Espacios naturales

Como se vió en el apartado 4.2. en el municipio encontramos el LIC de Rius del Racó d'Ademús. No obstante, este no se verá afectado por el parque eólico en la zona que hemos escogido

7.2.6. Socioeconomía

Según los datos publicados por el INE a 1 de Enero de 2022 el número de habitantes en Ademuz es de 1000 habitantes, de los cuales 535 son hombres y 465 son mujeres.

La agricultura es la principal actividad económica del Rincón de Ademuz, aunque al tener poca rentabilidad, tiene también una gran importancia el sector de la construcción.

7.2.7. Fauna

En la siguiente lista se muestra la fauna que está presente en el municipio de Ademuz y sus alrededores, de acuerdo con Natura Spain.

Aves

- Alcaudón real (*Lanius meridionalis*)
- Abejaruco europeo (*Merops apiaster*)
- Abubilla (*Upupa epops*)
- Agateador común (*Certhiidae*)
- Alcaudón común (*Lanius senator*)
- Alondra común (*Alauda arvensis*)
- Andarríos chico (*Actitis hypoleucos*)
- Arrendajo (*Garrulus glandarius*)
- Autillo europeo (*Otus scops*)
- Avión común (*Delichon urbicum*)
- Avión roquero (*Ptyonoprogne rupestris*)
- Carbonero común (*Parus major*)
- Carbonero garrapinos (*Periparus ater*)
- Cernícalo vulgar (*Falco tinnunculus*)
- Chochín (*Troglodytes troglodytes*)
- Chorlitejo chico (*Charadrius dubius*)
- Chova piquirroja (*Pyrrhocorax pyrrhocorax*)

- Codorniz común (*Coturnix coturnix*)
- Cogujada común (*Galerida cristata*)
- Cogujada montesina (*Galerida theklae*)
- Colirrojo tizón (*Phoenicurus ochruros*)
- Collalba gris (*Oenanthe oenanthe*)
- Collalba negra (*Oenanthe leucura*)
- Collalba rubia (*Oenanthe hispánica*)
- Corneja negra (*Corvus corone*)
- Cuco común (*Cuculus canorus*)
- Cuervo (*Corvus corax*)
- Curruca capirotada (*Sylvia atricapilla*)
- Curruca rabilarga (*Sylvia undata*)
- Curruca zarcera (*Sylvia communis*)
- Escribano montesino (*Emberiza cia*)
- Escribano soteño (*Emberiza cirulus*)
- Escribano de garganta (*Emberiza schoeniclus*)
- Estornino negro (*Sturnus unicolor*)
- Gallineta común (*Gallinula chloropus*)
- Gal (*Gallo domesticus*)
- Gavilán común (*Accipiter nisus*)
- Golondrina común (*Hirundo rustica*)
- Gorrión chillón (*Petronia petronia*)
- Gorrión común (*Passer domesticus*)
- Gorrión molinero (*Passer montanus*)
- Herrerillo capuchino (*Lophophanes cristatus*)
- Herrerillo común (*Cyanistes caeruleus*)
- Jilguero (*Carduelis carduelis*)
- Lavandera blanca (*Motacilla alba*)
- Lavandera cascadeña (*Motacilla cinérea*)
- Lechuza común (*Tyto alba*)
- Mirlo acuático (*Cinclus cinclus*)
- Mirlo común (*Turdus merula*)
- Mito (*Aegithalos caudatus*)
- Mochuelo común (*Athene noctua*)
- Mosquitero papialbo (*Phylloscopus bonelli*)
- Oropéndola europea u oriol (*Oriolus oriolus*)
- Paloma doméstica (*Columba livia*)
- Paloma torcaz (*Columba palumbus*)
- Paloma zurita (*Streptopelia turtur*)
- Papamoscas gris (*Muscicapa striata*)
- Pardillo común (*Carduekis cannabina*)
- Perdiz roja (*Alectoris rufa*)
- Petirrojo europeo (*Erithacus rubecula*)

- Pico picapinos (*Dendrocopos major*)
- Pinzón vulgar (*Fringilla coelebs*)
- Piquituerto común (*Loxia curvirostra*)
- Pito real (*Picus viridis*)
- Reyezuelo listado (*Regulus ignicapilla*)
- Roquero rojo (*Monticola saxatilis*)
- Roquero solitario (*Monticola solitarius*)
- Ruiseñor bastardo (*Cettia cetti*)
- Ruiseñor común (*Lucinia megarhynchos*)
- Tarabilla común (*Saxicola torquatus*)
- Torcecuello (*Jyns torquilla*)
- Tórtola europea (*Streptopelia turtur*)
- Trepador azul (*Sitta europea*)
- Triguero (*Miliaria calandra*)
- Urraca (*Pica pica*)
- Vencejo común (*Apus apus*)
- Vencejo real (*Tachymarptis melba*)
- Verdecillo (*Serinus serinus*)
- Verderón europeo o verderón común (*Chloris chloris*)
- Zarcero común (*Hippolais polyglotta*)
- Zorzal charlo (*Turdus viscivorus*)

Anfibios

- Rana común (*Pelophylax perezi*)
- Sapillo pintojo meridional (*Discoglossus jeanneae*)

Mamíferos

- Ardilla común (*Sciurus vulgaris*)
- Ciervo (*Cervus elaphus*)
- Comadreja común (*Mustela nivalis*)
- Conejo común (*Oryctolagus cuniculus*)
- Corzo (*Capreolus capreolus*)
- Erizo común (*Erinaceus europaeus*)
- Garduña (*Martes foina*)
- Gato montés (*Felis silvestris*)
- Gineta o gato almizclero (*Genetta genetta*)
- Jabalí (*Sus scrofa*)
- Liebre ibérica (*Lepus granatensis*)
- Lirón careto (*Eliomys quercinus*)
- Musaraña gris (*Crocidura russula*)
- Musgaño de Cabrera (*Neomys anomalus*)
- Nutria europea (*Lutra lutra*)
- Rata común (*Rattus norvegicus*)
- Rata negra (*Rattus rattus*)

- Ratón casero (*Mus musculus*)
- Ratón de campo (*Apodemus sylvaticus*)
- Ratón moruno (*Mus spretus*)
- Tejón común (*Meles meles*)
- Topillo mediterráneo (*Microtus duodecimcostatus*)
- Topo ibérico (*Talpa occidentalis*)
- Turón o hurón (*Mustela putorius*)
- Visón americano (*Neovison vison*)
- Zorro (*Vulpes vulpes*)

Peces continentales

- Alburno (*Alburnus alburnus*)
- Anguila (*Anguilla anguilla*)
- Barbo mediterráneo (*Luciobarbus sclateri*)
- Bermejuela (*Chondrostoma arcasii*)
- Gobio ibérico (*Gobio lozanoi*)
- Trucha arcoíris (*Oncorhynchus mykiss*)
- Trucha común (*Salmo trutta*)

Reptiles

- Culebra bastarda (*Malpolon monspessulanus*)
- Culebra de escalera (*Rhinechis scalaris*)
- Culebrilla ciega (*Blanus cinereus*)
- Lagartija colilarga (*Pseudis algirus*)
- Lagartija ibérica (*Podarcis hispanica*)
- Lagarto ocelado (*Timon lepidus*)

Invertebrados

- Caballito del diablo (*Odonata*)
- Cangrejo de río europeo (*Austropotamobius pallipes*)
- Coenagrion caeruleus
- Doncella de ondas (*Calopteryx splendens*)

7.2.8. Flora

La flora que podemos encontrar en el municipio de Ademuz y sus alrededores es la siguiente:

- Álamos (*Populus sp.*)
- Carrascas (*Quercus ilex*)
- Chopos (*Populus sp.*)
- Matorrales (*Santolina caescens*)
- Nogales (*Juglans sp.*)
- Pino albar (*Pinus sylvestris*)
- Pino laricio (*Pinus nigra*)
- Robles (*Quercus sp.*)
- Rodeno (*Juniperus oxycedrus*)

- Sabina albar (*Juniperus thurifera*)
- Sabina rastrera (*Juniperus sabina*)
- Tejo (*Taxus baccata*)

7.3. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

Para la realización del proyecto se requiere una serie de acciones que pueden producir impactos sobre el medio ambiente. Estas acciones se agrupan en tres fases, las cuales abarcan la vida del proyecto.

1. Fase de construcción:

- Tala de la vegetación
- Movimiento de tierras
- Creación de vías de acceso
- Cimentaciones
- Transporte de toda la maquinaria incluyendo aerogeneradores
- Montaje de los aerogeneradores
- Instalación de las líneas de alta tensión

2. Fase de explotación

- Funcionamiento del parque eólico
- Supervisión y mantenimiento de los aerogeneradores
- Transportes debidos a labores de mantenimiento

3. Fase de desmantelamiento

- Desarme de las líneas eléctricas y de los aerogeneradores
- Movimiento de tierras y emisión de polvo
- Transporte de los residuos generados
- Transporte de la maquinaria pesada
- Reacondicionamiento de la zona y reforestación

7.4. FACTORES AFECTADOS

Estas acciones afectan a diferentes factores ambientales. Estos factores se clasifican en tres grupos según al medio al que pertenecen: medio inerte, medio biótico, medio perceptual y medio socioeconómico.

1. MEDIO INERTE:

- **Atmósfera**
 - **Calidad del aire:** Aunque los aerogeneradores no producen emisiones contaminantes durante su funcionamiento, durante la construcción y desmantelamiento de los mismos se generan emisiones de dióxido de carbono, generadas principalmente por el funcionamiento de maquinaria y vehículos, empeorando así la calidad del aire. También se producen emisiones de CO₂ durante la fase de explotación, producidas por los vehículos de transporte utilizados en el mantenimiento.

- **Ruido:** El nivel sonoro ve afectado, ya que el movimiento de las palas de los aerogeneradores y el uso de maquinaria elevan el nivel de ruido de la zona.
 - **Tierra y suelo:**
 - **Calidad:** Es posible que durante algunas fases se vierta sobre el suelo algún producto contaminante (gasolina de vehículos), lo que produciría daños sobre la calidad del suelo.
 - **Erosión:** Durante las fases de construcción y desmantelamiento se producirán cambios en el relieve del terreno, ya que se realizarán excavaciones y movimientos de tierras que erosionarán la zona.
 - **Aguas:**
 - **Calidad:** Durante la fase de construcción se puede ver perjudicada la calidad de las aguas superficiales y subterráneas, así como el sistema de drenaje.
- 2. MEDIO BIÓTICO:**
- **Flora:** Como se ha mencionado antes, durante la fase de construcción se produce la tala de vegetación en las vías de acceso y en las zonas donde se van a colocar los aerogeneradores, afectando incluso a posibles especies protegidas. No obstante, se producirá una reforestación en la fase de desmantelamiento.
 - **Fauna:** Algunas especies de mamíferos y aves pueden perder su hábitat debido a la pérdida de algunas formaciones vegetales. Además, el ruido producido por los aerogeneradores puede ahuyentar y desorientar a algunas aves y mamíferos, provocando su migración a otras zonas.
- 3. MEDIO PERCEPTUAL**
- **Paisaje:** El paisaje verá deteriorada su calidad, ya que los aerogeneradores no tienen un encaje natural con el entorno.
- 4. MEDIO SOCIOECONÓMICO**
- **Empleo:** La implantación de un parque eólico conlleva la contratación de numerosos trabajadores, al tratarse de una actividad que requiere mucho personal. Se crearán numerosos puestos de trabajo para la fase de construcción y para la fase de desmantelamiento, así como para las labores de mantenimiento y vigilancia del parque.

7.5. EVALUACIÓN DE IMPACTOS. MATRIZ DE LEOPOLD

La matriz de Leopold, también conocida como Matriz de Evaluación Ambiental de Leopold, es una herramienta que se utiliza en la evaluación del impacto ambiental de proyectos. Esta matriz presenta un enfoque sistemático y estructurado que permite evaluar y comprender los posibles efectos que una acción o proyecto puede tener sobre el entorno natural.

La matriz cuenta con un cuadro de doble entrada. En las columnas se colocarán las acciones productoras de impactos y en las filas se colocarán los factores ambientales que se deberían ver afectados. En la intersección de cada fila y columna se sitúa el índice de incidencia estandarizado, que es un valor que indica la intensidad del impacto que genera una actividad

concreta sobre un factor ambiental concreto. Este índice lo podemos obtener del método que propone Domingo Gómez Orea en su libro *Evaluación de Impacto Ambiental* (2013).

Cada impacto se evalúa en función de los atributos que presenta, que son:

- **Signo:** Un signo positivo indica que el efecto será beneficioso y un signo negativo indica que es perjudicial.
- **Inmediatez:** Si es directo el efecto tendrá una repercusión inmediata, si es indirecto será derivado de otro efecto.
- **Acumulación.** Si el efecto es simple, implica la presencia de un único componente ambiental sin generar efectos secundarios. Si el efecto es acumulativo, su gravedad aumenta a medida que se prolonga la actividad que lo origina.
- **Sinergia.** Se produce cuando la combinación de varios efectos simples provoca un impacto mayor que la suma de todos ellos por separado.
- **Momento.** Hace referencia a la temporalidad del efecto, es decir, si se produce a corto, medio o largo plazo. Los efectos a corto plazo son visibles en menos de un año, los de medio plazo se manifiestan antes de cinco años y los de largo plazo se observan después de cinco años.
- **Persistencia.** Se evalúa si el efecto es temporal o permanente en el tiempo, generando alteraciones indefinidas en el entorno.
- **Reversibilidad.** Se considera si el efecto puede ser contrarrestado por procesos naturales (efecto reversible), o si es irreversible y no puede ser eliminado.
- **Recuperabilidad.** Se evalúa si el efecto puede ser eliminado, ya sea de forma natural o mediante intervención humana, lo cual lo clasificaría como un efecto recuperable. Por el contrario, si no puede ser eliminado, se considera un efecto irrecuperable.
- **Periodicidad.** Se clasifica como efecto periódico aquel que se presenta de manera regular y se puede estimar su aparición. Si no se sabe cuándo ocurre, se considera un efecto irregular.
- **Continuidad.** Se refiere a si el efecto causa una alteración constante en el medio (efecto continuo) o si es intermitente en su manifestación (efecto discontinuo).

Los atributos descritos tienen un valor asociado según sus características y naturaleza, tal y como se observa en la Tabla 14:

Tabla 14. Valores asignados a cada atributo

Atributo	Carácter del atributo	Valor
Signo	Beneficioso	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Débil	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	Corto plazo	3
	Medio plazo	2
	Largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	Corto plazo	1
	Medio plazo	2
	Largo plazo	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
Periodicidad	Periódico	3
	Irregular	1
Continuidad	Continuo	3
	Discontinuo	1

Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental (2013)

Una vez se asignan los valores, se realiza la suma de todos ellos para obtener el índice de incidencia:

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (15)$$

Una vez calculado el índice de incidencia, se realiza la estandarización del mismo para poder introducirlo en la matriz de Leopold, haciendo uso de la siguiente fórmula, obteniendo un valor entre 0 y 1.

$$I_{\text{estandarizada}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (16)$$

En esta fórmula I_{\min} e I_{\max} son valores que se obtienen puntuando cada atributo con el menor y el mayor valor posible respectivamente. De esta forma tenemos $I_{\min} = 9$ e $I_{\max} = 27$.

Según el valor que se obtenga de $I_{estandarizado}$ (que estará entre 0 y 1), cada impacto se clasificará de una forma de acuerdo a la Tabla 15.

Tabla 15. Calificación final de impactos

CALIFICACIÓN FINAL DEL IMPACTO			
COMPATIBLE $0 < I < 0,15$	MODERADO $0,16 < I < 0,36$	SEVERO $0,37 < I < 0,65$	CRÍTICO $0,66 < I < 1$
Impacto de poca relevancia. El medio se recupera tras el cese de la acción por sí mismo sin necesidad de medidas correctoras.	La recuperación lleva cierto tiempo sin medidas correctoras.	La recuperación exige de cierto tiempo, incluso con medidas correctoras.	No existe recuperación posible incluso con el uso de medidas correctoras, produciéndose una pérdida permanente de las condiciones ambientales.

Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental (2013)

Para la matriz de Leopold se utiliza el código de colores de la Tabla 16, asignando un color acorde con la calificación obtenida.

Tabla 16. Código de colores para cada calificación

CALIFICACIÓN	COLOR
Sin interacción	
Compatible	
Moderado	
Severo	
Crítico	
Efecto beneficioso	
Sumatorio	

Tabla 17. Matriz de Leopold de la fase de construcción

				FASE DE CONSTRUCCIÓN							Σ
				Tala de la vegetación	Movimiento de tierras	Creación de vías de acceso	Cimentaciones	Transporte de toda la maquinaria	Montaje de los aerogeneradores	Instalación de las líneas de alta tensión	
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	MEDIO INERTE	Atmósfera	Calidad del aire	-0,11	-0,39	-0,33	-0,22	-0,22	-0,22	-0,33	-1,82
			Ruido	-0,33	-0,11	-0,39	-0,33	-0,39	-0,39	-0,33	-1,94
		Tierra y suelo	Calidad del suelo	-0,22	-0,28	-0,22	-0,56				-1,28
			Erosión	-0,22	-0,44	-0,44		-0,11		-0,44	-1,65
		Aguas	Calidad del agua		-0,11	-0,17	-0,17				-0,45
	MEDIO BIÓTICO	Flora	Formaciones vegetales	-0,44	-0,28	-0,33				-0,28	-1,33
			Especies protegidas	-0,50	-0,28	-0,39				-0,33	-1,50
		Fauna	Aves	-0,11	-0,22	-0,22		-0,17	-0,11	-0,44	-1,27
			Hábitats	-0,39	-0,33	-0,39	-0,17	-0,17		-0,33	-1,78
			Especies protegidas	-0,50	-0,28	-0,50	-0,17	-0,17		-0,33	-1,95
	MEDIO PERCEPTUAL	Paisaje		-0,39	-0,33	-0,44	-0,50	-0,33	-0,33	-0,56	-2,88
	MEDIO SOCIOECONÓMICO	Empleo		0,33	0,39	0,39	0,28	0,39	0,39	0,39	2,56
	Σ				-2,88	-2,66	-3,43	-1,84	-1,17	-0,66	-2,98

Tabla 18. Matriz de Leopold de la fase de explotación

				FASE DE EXPLOTACIÓN			Σ
				Funcionamiento del parque	Supervisión y mantenimiento aerogeneradores	Transportes debidos a labores de mantenimiento	
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	MEDIO INERTE	Atmósfera	Calidad del aire			-0,22	-0,22
			Ruido	-0,56	-0,33	-0,33	-1,22
		Tierra y suelo	Calidad del suelo				0,00
			Erosión		-0,22	-0,22	-0,44
		Aguas	Calidad del agua				
	MEDIO BIÓTICO	Flora	Formaciones vegetales			-0,11	-0,11
			Especies protegidas			-0,11	-0,11
		Fauna	Aves	-0,56		-0,17	-0,73
			Hábitats	-0,44		-0,22	-0,66
			Especies protegidas	-0,56		-0,17	-0,73
	MEDIO PERCEPTUAL	Paisaje		-0,50	-0,56	-0,33	-1,39
	MEDIO SOCIOECONÓMICO	Empleo				0,44	0,44
			Σ	-2,62	-1,11	-1,44	

Tabla 19. Matriz de Leopold de la fase de desmantelamiento

				FASE DE DESMANTELAMIENTO					Σ
				Desarme de las líneas eléctricas y de los aerogeneradores	Movimiento de tierras y emisión de polvo	Transporte de los residuos generados	Transporte de la maquinaria pesada	Reacondicionamiento de la zona y reforestación	
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	MEDIO INERTE	Atmósfera	Calidad del aire	-0,11	-0,39	-0,11	-0,33		-0,94
			Ruido	-0,33	-0,11	-0,39	-0,28		-1,11
		Tierra y suelo	Calidad del suelo		-0,22				-0,22
			Erosión		-0,50	-0,22			-0,72
		Aguas	Calidad del agua		-0,17				-0,17
	MEDIO BIÓTICO	Flora	Formaciones vegetales		-0,28		-0,11	0,44	0,05
			Especies protegidas		-0,28		-0,11	0,50	0,11
		Fauna	Aves	-0,11	-0,22		-0,11	0,44	0,00
			Hábitats		-0,33		-0,22	0,33	-0,22
			Especies protegidas		-0,28		-0,11	0,44	0,05
	MEDIO PERCEPTUAL	Paisaje		-0,56	-0,33	-0,50	-0,33	0,22	-1,50
	MEDIO SOCIOECONÓMICO	Empleo		0,39	0,39	0,39	0,39	0,22	1,78
			Σ	-0,72	-2,72	-0,83	-1,21	2,59	

En las Tablas 17, 18 y 19 se observa para cada fase cuáles son las actividades que causan un mayor impacto en el medio ambiente y cuáles son los factores ambientales que más se ven afectados. Para detectar esto más fácilmente tenemos una columna y una fila extra en las que se han calculado el sumatorio de los índices estandarizados.

En la fase de construcción (Tabla 17) las actividades que causan un mayor impacto son la creación de vía de acceso, la instalación de las líneas eléctricas de alta tensión y la tala de árboles, y el factor que se ve más afectados es el paisaje.

En la fase de explotación (Tabla 18) la actividad que afecta en mayor medida al entorno es la presencia y funcionamiento de los aerogeneradores, afectando notablemente al paisaje y a la calidad sonora del lugar, ya que habrá mucho más ruido.

En la fase de desmantelamiento (Tabla 19) el movimiento de tierras y la emisión de polvo es la actividad que causa un mayor impacto. Por otro lado, la reforestación y reacondicionamiento de la zona genera un impacto bastante positivo. Una vez más, la calidad paisajística se verá afectada en esta fase.

En todas estas fases se generará un impacto positivo en la generación de empleo, ya que se necesitará mano de obra para llevar a cabo todas estas actividades.

En ninguna de las fases hay ningún impacto crítico, siendo la mayoría impactos moderados y severos. Estos impactos pueden ser minimizados con una serie de medidas preventivas y correctoras, tal y como se explica en el apartado 7.6, lo que haría que este proyecto fuera viable desde un punto de vista medioambiental.

7.6. MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS

7.6.1. Ruido

Durante cualquier etapa del proyecto es inevitable encontrarse con ruido, pero existe la posibilidad de reducir el nivel de este mediante el uso de modelos de maquinaria que emitan los mínimos decibelios posibles.

Durante la fase de explotación, los transportes necesarios para las tareas de mantenimiento se llevarán a cabo utilizando vehículos eléctricos, cuyos motores generan mucho menos ruido en comparación con los vehículos de combustión. Además, la rotación de las palas durante el funcionamiento será menos ruidosa gracias a la elección del modelo de aerogeneradores, que incorpora un sistema de reducción de ruido.

7.6.2. Calidad del aire

Una buena manera para reducir la contaminación del aire es, al igual que se ha mencionado antes, la utilización de vehículos eléctricos en lugar de vehículos de combustión para acceder a las labores de mantenimiento.

7.6.3. Erosión del terreno

Durante la fase construcción, los trabajos asociados a la creación de vías de acceso y cimentación provocarán modificaciones en el suelo, por lo que se tratarán de minimizar los

movimientos de tierras para prevenir los procesos erosivos. Una vez finalicen los trabajos, se procederá a restaurar la forma del terreno.

7.6.4. Paisaje

La reducción del impacto visual es algo complejo, ya que los aerogeneradores se disponen de una forma concreta en función de obtener el mejor resultado en cuanto a la acción del viento. A pesar de ello, se puede tratar de reducir el impacto visual pintando los aerogeneradores de unos tonos que sean acordes con el entorno en el que se encuentran, consiguiendo así una mejor integración en el paisaje.

7.6.5. Fauna

Los animales que se ven más afectados por la construcción del parque eólico son las aves. Todos los años muere una gran cantidad de aves debido a la colisión con las palas de los aerogeneradores y su electrocución en las líneas eléctricas. Por ello, los aerogeneradores deberán contener un dispositivo desarrollado por el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), el cual es capaz de detectar la presencia de aves y su trayectoria, y detendrá las palas cuando esto ocurra para así evitar su muerte.

Otra medida importante para reducir este impacto sería estudiar las rutas migratorias de las aves de la zona, así como las épocas en las que se producen, para que, si los aerogeneradores se van a interponer en su camino, se detengan las palas.

7.6.6. Flora

Una vez finalice la fase de desmantelamiento, se realizará una reforestación de la zona para recuperar las especies vegetales que se perdieron tras la tala de vegetación.

CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para determinar si este proyecto es rentable desde un punto de vista económico se realiza un estudio de viabilidad económica. Para ello se estiman los costes iniciales y de mantenimiento del proyecto, así como los ingresos. Se utiliza la aplicación informática RETScreen para obtener el análisis financiero, de sensibilidad y el de emisiones.

8.1. COSTES INICIALES

A partir de los porcentajes del PER 2011-2020 podemos obtener una estimación de cómo se reparten los costes iniciales del proyecto. Para ello, tenemos que estimar el coste inicial total. Según la Figura 29, obtenida del documento Future of Wind, de IRENA, vemos como el coste de los parques eólicos se ha ido reduciendo a lo largo de los años, siguiendo una tendencia para los años futuros. Podría estimarse así que el coste de estos proyectos en 2023 debería estar entre 850 y 1.400 USD/kW. De esta manera, se estima que el coste de este proyecto será de 1050 USD/kW, que son 980 €/kW.

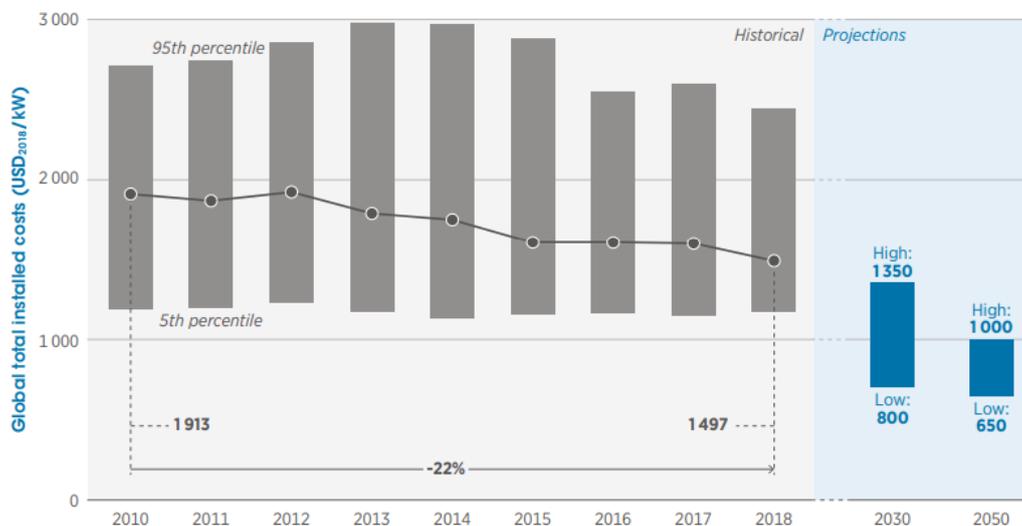


Figura 29. Coste total de los proyectos de parque eólicos

Fuente: Future of Wind. Irena

Con estos 980 €/kW que hemos estimado, al ser un parque que constará de 31,5 MW de potencia, se estima el coste total de la instalación será de 30.870.000 €. De esta manera, en la Tabla 20 se observa cómo se reparten los costes iniciales del proyecto.

Tabla 20. Costes iniciales del proyecto

Aerogeneradores (75%)	23.152.500 €
Obra civil e ingeniería (8%)	2.469.600 €
Instalación eléctrica (5%)	1.543.500 €
Subestación y conexión eléctrica (10%)	3.087.000 €
Promoción (2%)	617.400 €
TOTAL	30.870.000 €

8.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación son aquellos asociados al mantenimiento del parque, a los sueldos de los empleados y los transportes. Basándose en un estudio de AEMER (Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables), hoy en día los costes de explotación se estiman en unos 15.000 €/MW, habiéndose reducido considerablemente en los últimos años. De esta manera podemos estimar que los costes de explotación en unos 472.500 €, ya que la potencia del parque es de 31,5 MW.

8.3. INGRESOS

Desde 2015 hasta 2020, se llevaron a cabo subastas para asignar capacidad de producción de energía eólica terrestre a través de un mecanismo regulado en el Real Decreto 413/2014. Los proyectos seleccionados se registraban en el Registro de Régimen Retributivo Específico (RRE), lo que les permitía recibir una compensación adicional durante su vida útil regulatoria. Esta compensación estaba compuesta por un pago por unidad de potencia instalada y un pago por la operación de los proyectos.

A partir de 2021, las subastas para proyectos de energía eólica terrestre se han realizado mediante un nuevo mecanismo regulado en el Real Decreto 960/2020 (BOE 04/11/2020) y la Orden TED/1161/2020. De esta manera, los proyectos seleccionados se inscriben en el Registro de Régimen Económico de Energías Renovables (REER), lo que les permite obtener ingresos mediante la venta de energía en el mercado. Sin embargo, el precio de venta de la energía se calcula a partir de los resultados de cada subasta, teniendo en cuenta una cantidad específica de energía (energía de subasta) y un plazo determinado (plazo máximo de entrega).

$$\text{Energía mínima subasta} = \text{Potencia} \cdot \text{Número mínimo horas equivalentes} \cdot \text{Plazo máximo entrega} \quad (17)$$

$$\text{Energía máxima subasta} = \text{Potencia} \cdot \text{Número máximo horas equivalentes} \cdot \text{Plazo máximo entrega} \quad (18)$$

- El plazo máximo de entrega es el límite de tiempo en el cual los proyectos inscritos en el REER deben cumplir con la obligación de vender una cantidad mínima de energía. Este plazo varía entre 10 y 15 años, con la posibilidad de ampliarlo hasta 20 años en casos excepcionales.

- La energía mínima de subasta es la cantidad mínima de energía que cada proyecto debe alcanzar durante el plazo máximo de entrega. En caso de incumplimiento, se aplica una penalización que reduce el precio de adjudicación.
- La energía máxima de subasta es la cantidad máxima de energía que puede ser registrada en el REER. Se calcula considerando el número máximo de horas de funcionamiento anual establecido para cada tecnología y el plazo máximo de entrega.
- El precio de adjudicación no se actualiza y se mantiene constante durante el plazo máximo de entrega.

Por lo tanto, al estimar los ingresos anuales, se debe tener en cuenta que el parque eólico está en el Registro de Régimen Económico de Energías Renovables. Se utilizan los datos de la Tabla 21.

Tabla 21. Datos subasta para el otorgamiento del REER

Plazo máximo de entrega (años)	Número mínimo horas equivalentes	Número máximo horas equivalentes	Energía mínima de subasta (MWh)	Energía máxima de subasta (MWh)	Energía mínima de subasta anual (MWh)	Energía máxima de subasta anual (MWh)	Precio de adjudicación (euros/MWh)
12	2.200	3.550	831.600	1.341.900	69.300	111.825	36,24

Fuente: Disposición 4494 del BOE núm. 68 de 2022

Conociendo que la energía eléctrica producida en el parque es de 110.941,594 MWh/año (como vimos en el Capítulo 6), podemos concluir que toda esa energía podrá ser retribuida al precio de adjudicación durante los 12 años, ya que se encuentra entre la energía mínima de subasta y la energía máxima de subasta. Conociendo que el precio de adjudicación es de 36,24 euros/MWh podemos estimar que los ingresos anuales serán de 4.020.523 euros.

8.4. ANÁLISIS FINANCIERO

A continuación, se realizará un análisis para ver si el proyecto es económicamente rentable, y para ello se hará uso de la aplicación informática de RETScreen. Para determinar esto se calculará y evaluará el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio-Costo.

Antes de realizar estos cálculos, es necesario conocer la vida útil del proyecto. Según se indica en el Real Decreto 413/2014, se proporciona información sobre la vida útil de diferentes tipos de proyectos, como se muestra en la Tabla 22. En el caso de una instalación eólica terrestre, esta se clasifica como b.2.1 y su vida útil es de 20 años.

Tabla 22. Vida útil según el tipo de instalación

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.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

Fuente: Real Decreto 413/2014

Una vez se conoce la vida útil, ya se puede calcular el VAN, la TIR y la relación beneficio-coste. El VAN es un parámetro indicador que muestra los ingresos generados por el parque eólico después de descontar la inversión inicial y considerar la depreciación del dinero a lo largo del tiempo, por lo que para que el parque sea rentable tiene que ser positivo. La TIR es el porcentaje de interés que hace que el VAN sea igual a cero, por lo que una TIR elevada indica una buena rentabilidad del proyecto. Por otro lado, la relación beneficio-coste es un indicador que compara los beneficios y los costes del proyecto. Un valor mayor que 1 indicará que el proyecto es viable en términos económicos, es decir, los beneficios serán mayores que los costes.

Para el análisis financiero, se calculan el VAN y el TIR teniendo en cuenta una tasa de inflación del 5,7% (que corresponde con el año 2022 según el Instituto Nacional de Estadística), una tasa de descuento del 6% y una tasa de escalonamiento de combustibles del 0% (no se usa combustible al uso). Respecto a la financiación del proyecto, tenemos una relación de deuda del 70%, con un interés de la deuda del 5% y una duración del préstamo de 15 años.

En la Tabla 23 se resumen los ingresos y los costes del proyecto, incluyendo el pago de la deuda anual y los ingresos por reducción de GEI (considerando 10 €/tCO₂). La energía eólica no emite gases de efecto invernadero, y gracias a RETScreen podemos conocer la cantidad de dióxido de carbono que emitiríamos a la atmósfera si se utiliza gas natural para producir esa cantidad de energía. Se concluye que en este proyecto se ahorran 24.309 toneladas de dióxido de carbono, lo que equivaldría a utilizar 4.452 automóviles.

También se tienen en cuenta para los costes iniciales un beneficio industrial del contratista del 6% y unos gastos generales del 13%, según el Ministerio de Hacienda y Función Pública. Por otro lado, en la Tabla 24 vemos VAN, TIR y Relación Beneficio-Costo obtenidos en RETScreen.

Tabla 23. Resumen ingresos y costes

	Importe	Porcentaje
COSTES INICIALES TOTALES	38.111.111 €	100%
Inversión Inicial	30.870.000 €	81%
Gastos generales	4.954.444 €	13%
Beneficio Industrial	2.286.666 €	6%
COSTES ANUALES TOTALES	3.042.698 €	100%
Operación y mantenimiento	472.500 €	15,5%
Pago de la deuda	2.570.198 €	84,5%
INGRESOS ANUALES TOTALES	4.254.507 €	100%
Ingresos por exportación de electricidad	4.020.293 €	94,5%
Bonificación por reducción de GEEI	243.092 €	5,5%

Fuente: RETScreen

Tabla 24. VAN, TIR y Relación Beneficio-Coste

VAN	12.115.388 €
TIR	14,1 %
RELACIÓN BENEFICIO-COSTO	2,1

Fuente: RETScreen

De esta manera se puede concluir que el proyecto será viable económicamente, ya que el VAN es bastante positivo, tenemos un TIR de 14,1% y una relación beneficio-costo mayor que 1.

En la Figura 30 se observa el flujo de caja a lo largo de la vida útil del proyecto. Vemos como en el octavo año el flujo de caja es igual a cero. Esto quiere decir que los flujos de ingresos son igual a los flujos de salida.

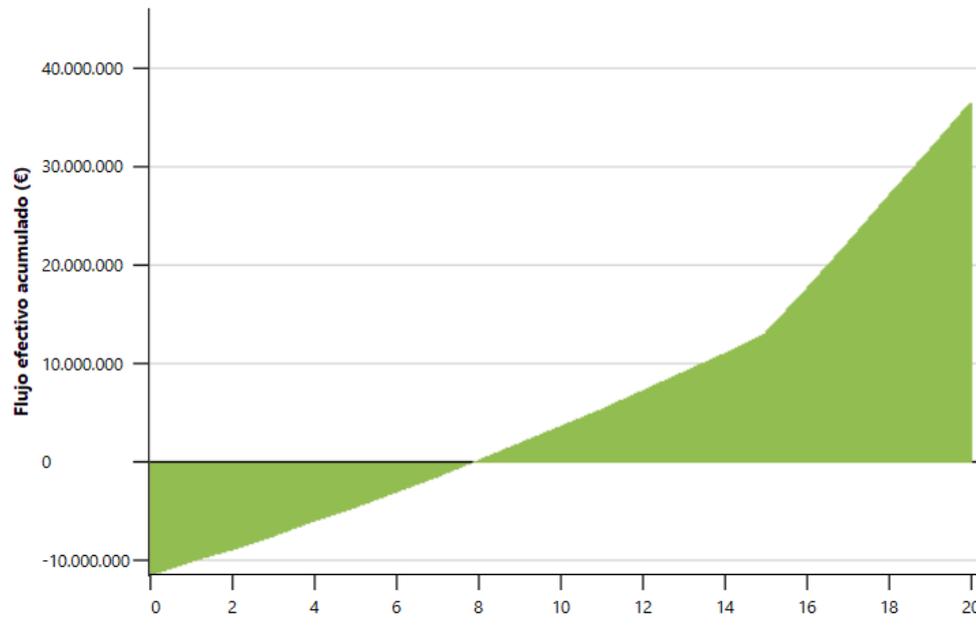


Figura 30. Gráfica de flujo de caja

Fuente: RETScreen

8.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el análisis de sensibilidad se examina cómo afecta a la rentabilidad del proyecto el cambio simultáneo de diversos parámetros de entrada. En este caso, vamos a ver cómo varían el VAN y el TIR modificando los costes iniciales y la tasa de interés de la deuda, tal y como vemos en las Tablas 25 y 26, considerando una sensibilidad del 15%.

Tabla 25. Análisis de sensibilidad del VAN

Tasa de interés de la deuda (%)		Costes iniciales				
		32.394.444 €	35.252.778 €	38.111.111 €	40.969.444 €	43.827.778 €
		-15,00%	-7,50%	0,00%	7,50%	15,00%
4,25%	-15,00%	18.636.697 €	16.000.717 €	13.364.739 €	10.728.760 €	8.092.780 €
4,63%	-7,50%	18.102.083 €	15.418.932 €	12.735.781 €	10.052.630 €	7.369.479 €
5,00%	0,00%	17.574.749 €	14.845.068 €	12.115.388 €	9.385.708 €	6.656.027 €
5,38%	7,50%	17.026.281 €	14.248.206 €	11.470.131 €	8.692.057 €	5.913.982 €
5,75%	15,00%	16.485.633 €	13.659.853 €	10.834.075 €	8.008.296 €	5.182.517 €

Fuente: RETScreen

Tabla 26. Análisis de sensibilidad del TIR

Tasa de interés de la deuda (%)		Costes iniciales				
		32.394.444 €	35.252.778 €	38.111.111 €	40.969.444 €	43.827.778 €
		-15,00%	-7,50%	0,00%	7,50%	15,00%
4,25%	-15,00%	20,80%	17,70%	15,10%	12,80%	10,80%
4,63%	-7,50%	20,30%	17,20%	14,60%	12,30%	10,40%
5,00%	0,00%	19,80%	16,70%	14,10%	11,90%	9,90%
5,38%	7,50%	19,30%	16,20%	13,70%	11,40%	9,50%
5,75%	15,00%	18,80%	15,80%	13,20%	11,00%	9,00%

Fuente: RETScreen

De esta manera, al observar las tablas mencionadas, se puede apreciar cómo tanto el VAN como el TIR aumentan cuando disminuyen los costos iniciales y la tasa de interés de la deuda.

Por lo tanto, el caso más desfavorable se correspondería con el aumento de 15% de los costes iniciales y de la tasa de interés de la deuda, obteniendo un VAN de 5.182.517 € y un TIR del 9,00%. Por otro lado, el caso más favorable se obtiene con una disminución del 15% de los costes iniciales y de la tasa de interés de la deuda, con un VAN de 18.636.697 € y un TIR del 20,80%.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

La caracterización del recurso eólico en el municipio de Ademuz nos ha permitido seleccionar dos zonas con suficiente potencia eólica como para albergar un parque eólico, una vez hemos comprobado que estas no entran en conflicto con ninguna figura ambiental. Además, con este estudio se ha comprobado que, para obtener una mayor energía, los aerogeneradores deben ser colocados en dirección perpendicular al norte en ambas zonas.

A continuación, se han propuesto varios modelos de aerogeneradores de Clase III. El modelo SG 2.1-114 de 153 metros, de la marca Siemens Gamesa, ha sido el modelo que presenta una mayor producción energética.

Seguidamente se han analizado tres posibles alternativas de diseño del parque, elegidas teniendo en cuenta factores como el efecto parque y el efecto colina. Finalmente se ha escogido la alternativa 2, con una potencia neta producida de 110.91.594 KWh/año y un factor de carga de 0,542.

También se ha valorado un estudio de impacto ambiental y así conocer cuales sería las consecuencias de implantar un parque eólico en el lugar que se ha elegido. Gracias a las matrices de Leopold hemos visto que los impactos que se producen son severos y moderados, pudiendo ser minimizados con algunas medidas preventivas y correctoras, como podrían ser el uso de vehículos eléctricos o el uso de maquinaria que genere el menor ruido posible.

Finalmente se ha realizado un estudio de la viabilidad económica del proyecto para conocer si este va a ser rentable. Gracias a la aplicación de RETScreen, se ha obtenido un Valor Actual Neto (VAN) de 12.115.388 € y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 14,1%, así como una relación Beneficio-Costo de 2,1. De esta manera se concluye que el proyecto resulta rentable en términos económicos.

Por tanto, después de considerar la caracterización del recurso eólico, seleccionar los aerogeneradores más eficientes, evaluar el impacto ambiental y realizar un análisis de viabilidad económica, se concluye que el proyecto de construcción de parque eólico en el municipio de Ademuz resulta altamente rentable.

CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA

- *Agencia Estatal de Meteorología (2023)*. Recuperado el 18 de mayo de 2023, de <https://www.aemet.es/es/portada>
- *Asociación empresarial eólica (2022)*. *Anuario eólico 2022*. Recuperado el 3 de mayo de 2023, de <https://aeeolica.org/aee-anuario-2022/>
- *Climate-Data (2023)*. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://en.climate-data.org/>
- *Generalitat Valenciana (2023)*. *Plan eólico de la Comunidad Valenciana*. Recuperado del 3 de mayo de 2023, de <https://cindi.gva.es/es/web/energia/pla-eolic-de-la-comunitat-valenciana>
- *Global Wind Atlas (2023)*. Recuperado el 11 de mayo de 2023, de <https://globalwindatlas.info/es>
- *Global Wind Energy Council (2023)*. Recuperado el 1 de mayo de 2023, de <https://gwec.net/>
- Gómez Orea, D., & Gómez Villarino, M. (2013). *Evaluación de Impacto Ambiental*.
- *Google Earth*. Recuperado el 12 de mayo de 2023, de <https://earth.google.com/web>
- *IDEA (2023)*. *Plan de energía renovables 2011-2020*. Recuperado el 7 de junio de 2023, de <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>
- *IDEA (2023)*. *Eólica marina y energías del mar en España*. Recuperado el 4 de mayo de 2023, de <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina/eolica-marina-y-energias-del-mar>
- *Instituto Geológico y Minero de España (2023)*. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://www.igme.es/>
- *Instituto Geográfico Nacional (2023)*. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://www.ign.es/web/ign/portal>
- *Instituto Nacional de Estadística (2023)*. Recuperado el 30 de mayo de 2023, de <https://www.ine.es/>
- *International Renewable Energy Agency (2023)*. Recuperado el 7 de junio de 2023, de <https://www.irena.org/>
- *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2023)*. Recuperado el 9 de mayo de 2023, de <https://www.miteco.gob.es/es/>

- *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2023). Zonificación Ambiental para energías renovables.* Recuperado el 12 de mayo de 2023, de https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/zonificacion_ambiental_energias_renovables.aspx
- *Natura Spain (2023).* Recuperado el 31 de mayo de 2023, de <http://www.naturaspain.com/>
- *Siemens Gamesa (2023).* Recuperado el 18 de mayo de 2023, de <https://www.siemensgamesa.com/es-es>
- *The Wind Power (2023).* Recuperado el 18 de mayo de 2023, de https://www.thewindpower.net/windfarms_list_es.php
- *Visor cartográfico de la Generalitat Valenciana (2023).* Recuperado el 8 de mayo de 2023, de <https://visor.gva.es/visor/>

DOCUMENTO N°2:
PRESUPUESTO

PRESUPUESTO PARQUE EÓLICO

CAPÍTULO 1. AEROGENERADORES

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio unitario	Importe
C01.1	Ud.	Aerogenerador Siemens Gamesa de 2,1 MW del modelo SG 2.1-114, de 153 m de altura de buje y 114 m de diámetro. Incluye transporte e instalación.	15	1.543.500 €	23.152.500 €
TOTAL CAPÍTULO 1. AEROGENERADORES					23.152.500 €

CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL E INGENIERÍA

TOTAL CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL E INGENIERÍA **2.469.600 €**

CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

TOTAL CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA **1.543.500 €**

CAPÍTULO 4. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

TOTAL CAPÍTULO 4. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA **3.087.000 €**

CAPÍTULO 5. PROMOCIÓN

TOTAL CAPÍTULO 5. PROMOCIÓN **617.400 €**

RESUMEN DEL PRESUPUESTO

TOTAL CAPÍTULO 1. AEROGENERADORES	23.152.500 €
TOTAL CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL E INGENIERÍA	2.469.600 €
TOTAL CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	1.543.500 €
TOTAL CAPÍTULO 4. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA	3.087.000 €
TOTAL CAPÍTULO 5. PROMOCIÓN	617.400 €
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	30.870.000 €
GASTOS GENERALES 13%	4.954.444 €
BENEFICIO INDUSTRIAL 6%	2.286.666 €
PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA	38.111.111 €
I.V.A. 21%	8.003.333 €
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN	46.114.444 €

PRESUPUESTO TRABAJO FINAL DE GRADO

Código	Magnitud	Descripción	Medición	Precio unitario	Importe
C1.1	h	Recursos humanos			3.009,00 €
MO1	h	Graduado en GITI	180,00	15,00 €	2.700,00 €
MO2	h	Tutores	10,00	25,00 €	250,00 €
CDC	%	Costes Directos Complementarios	0,02	2.950,00 €	59,00 €
C1.2	h	Documentación			1.224,00 €
MO1	h	Graduado en GITI	80,00	15,00 €	1.200,00 €
CDC	%	Costes Directos Complementarios	0,02	1.200,00 €	24,00 €
C1.3	ud	Recursos utilizados			448,80 €
MT1	ud	Licencia Microsoft Office	1,00	149,00 €	149,00 €
MT2	ud	Licencia AUTOCAD	1,00	291,00 €	291,00 €
CDC	ud	Costes Directos Complementarios	0,02	440,00 €	8,80 €
TOTAL PRESUPUESTO TRABAJO FINAL DE GRADO					4.681,80 €

DOCUMENTO N°3
PLANOS



