



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO
DE REFORMA DEL PARQUE EÓLICO
“LES CALOBRES” DE 12,75 MW EN EL
MUNICIPIO DE EL PERELLÓ (TARRAGONA)**

AUTOR: RAÚL JIMÉNEZ ALTAVER

TUTORA: MARIA DESAMPARADOS RIBES GREUS

Curso Académico: 2019/2020

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer la elaboración de este trabajo, en primer lugar, a la tutora que lo ha hecho posible, Amparo Ribes, cuya incesante dedicación a la ciencia y al mundo universitario no debe pasar inadvertida. En segundo lugar, a un profesor cuya simpatía, dedicación y altruismo ha hecho realidad en este tramo final del trabajo que saque el máximo partido posible de la experiencia, Sergio Gallardo, con gente así da gusto encontrarse. En tercer lugar, y no por ello menos importante, a la empresa SYDIS de Albacete que me ha facilitado parte de los datos del trabajo y con los que he aprendido mucho en estos meses, sobre todo a Juan Carlos González que, aún siempre atareado, ha sabido sacar tiempo para mí.

Mención especial merece la ciudad de Valencia y su gente, y los amigos que me llevo espero que para toda la vida. Con ellos he vivido multitud de experiencias, sufrido y disfrutado todo lo que hemos logrado juntos. Conocer personas así hace que las experiencias, y la vida, valgan la pena. Siempre habrá un gran recuerdo del piso, echaré de menos el día a día.

Y siempre recordando de dónde vengo, la gente que me ha rodeado estos años, mis amigos y mi familia en Albacete son lo mejor que tengo. Espero que todos se sientan orgullosos de mis logros presentes y futuros.

Por la ingeniería y por ayudar en lo que puedo al planeta.

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Máster tiene el objetivo de estudiar la viabilidad del proyecto de reforma y repotenciación del parque eólico de “Les Calobres” situado en el municipio de El Perelló, provincia de Tarragona, mediante la utilización de aerogeneradores de mayor potencia unitaria. Para ello, se basa en el estudio del recurso eólico actual y en su aprovechamiento energético mediante la elaboración de un modelo estadístico. En primer lugar, se caracteriza la comarca y las ubicaciones de los aerogeneradores del actual parque, argumentando la necesidad de repotenciación de la instalación. Para analizar el recurso eólico existente se recurre a unas fuentes externas que serán comparadas con los datos de viento y producción medidos directamente de los aerogeneradores. De esta forma, se obtienen las zonas con mayor aprovechamiento del recurso eólico en el parque. A continuación, se elige una serie de aerogeneradores afines con las características de la zona de estudio. Con estos modelos de aerogeneradores, se elaboran unas nuevas disposiciones de estos y se calcula la producción neta y el factor de carga de cada alternativa. Posteriormente, se realiza un presupuesto para la estimación de los costes de la instalación. Asimismo, para escoger la alternativa idónea para la repotenciación se realiza la viabilidad económica y financiera del nuevo parque. Finalmente se realiza un Estudio de Impacto Ambiental de las alternativas tenidas en cuenta.

Palabras clave: aerogenerador, parque eólico, energía renovable, repotenciación, impacto ambiental, viabilidad económica.

RESUM

Aquest Treball de Fi de Màster té l'objectiu d'estudiar la viabilitat del projecte de la reforma i la repotenciació del parc eòlic "Les Calobres" situat al municipi d'El Perelló, a la província de Tarragona, utilitzant aerogeneradors de major potència unitària. Es basa en l'estudi del recurs eòlic actual i l'aprofitament que fa d'ell el parc des del punt de vista energètic per mitjà d'un model matemàtic. Es caracteriza la comarca i la ubicació dels aerogeneradors de l'actual parc eòlic, argumentant la necessitat de repotenciar aquesta instal·lació. Per analitzar el recurs eòlic existent es recorre a unas fonts externes que serán comparades amb les dades de vent i producció mesurats directament dels aerogeneradors. S'obtenen les zones amb major aprofitament del recurs eòlic del parc. A continuació, es tria una sèrie d'aerogeneradors amb característiques aptes per a la zona d'estudi. Així mateix, s'estudia. Amb estos models de maquines, es presenten varies alternatives per a la configuració del nou parc i s'estima la producció d'energia neta i un factor de càrrega per l'alternativa. Posteriorment, s'elabora un pressupost per a l'estimació dels costos de la instal·lació. Per a escollir l'alternativa idònea s'elabora un estudi de viabilitat econòmica i financiera del nou parc. Darrerament, s'elabora un estudio d'Impacte Ambiental dels alternatives tingudes en compte.

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

ABSTRACT

This Final Project aims to study the project feasibility of the reform and repowering of “Les Calobres” wind farm, located in El Perelló (Tarragona), by using higher unitary power turbines. Hence, it is based on the study current wind resources and on the energy exploitation through a mathematical wind model. Firstly, the region and current location of the wind turbines are characterized while arguing why the repowering is needed. Moreover, wind resources are outlined by several external sources that will be compared with the current wind data and production, directly measured from the wind turbines. Thus, the most exploited locations of the current wind farm will be gathered and, then, analysed. Furthermore, a set of new wind turbines is chosen taking into account the specific characteristics of the area. Having new wind turbines, new alternatives are created and net energy and load factor are calculated for each alternative. Then, installation and farm design expenses are shown in a budget. To achieve the suitable alternative for repowering, a study of economic and finance sustainability has been carried out for the new wind farm. Lastly, an Environmental Impact feasibility study is conducted.

Key words: wind turbine, wind farm, renewable energy, repowering, environmental impact, economic viability.

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- DOCUMENTO Nº1: MEMORIA
- DOCUMENTO Nº2: PRESUPUESTO
- DOCUMENTO Nº3: ANEXOS
- DOCUMENTO Nº4: PLANOS

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. PROPÓSITO DEL TRABAJO	1
1.1. Justificación de la reforma del parque eólico	4
1.2. Objetivo	7
2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO EN EL PERELLÓ.....	8
2.1. Fuentes del atlas eólico	9
2.2. Datos experimentales.....	10
2.3. Modelo eólico utilizado	11
2.4. Aerogenerador actual.....	19
2.5. Producción energética en el parque	20
3. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR Y ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS	28
3.1. Elección del nuevo aerogenerador.....	28
3.2. Configuración y estudio de las alternativas	30
3.3. Instalación eléctrica de las alternativas	41
3.3.1. Dimensionamiento de la sección del conductor	42
3.3.2. Caracterización del cable elegido.....	51
4. VIABILIDAD ECONÓMICA.....	53
4.1. Análisis económico	53
4.2. Tarifa de exportación	56
4.3. Análisis financiero de las alternativas	57
5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	66
5.1. Descripción y justificación del estudio de impacto ambiental.....	66
5.2. Inventario ambiental	69
5.3. Identificación y valoración de impactos ambientales	81
5.4. Medidas protectoras y correctoras	86
5.5. Programa de vigilancia ambiental	89
6. CONCLUSIONES.....	91
7. BIBLIOGRAFÍA	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Potencia instalada por comunidades españolas. Fuente: AEEOLICA, 2020.	1
Tabla 2: Coordenadas UTM de los aerogeneradores. Fuente: SIGPAC.....	8
Tabla 3: Fuentes de datos para la localización del aerogenerador CA01. Fuente: ENAIR.	9
Tabla 4: Medición de datos de la localización CA17 en enero de 2018.....	10
Tabla 5: Valores de las rugosidades del terreno. Fuente: manual eólico WindyGrid.....	13
Tabla 6: Producción unitaria y total del año 2018. Fuente: Elaboración propia.	17
Tabla 7: Velocidades de viento promedio para el trabajo y su orden de mayor a menor a 50 m.....	18
Tabla 8: Cálculos energía producida bruta en función de la velocidad del viento promedio para el aerogenerador CA01.....	21
Tabla 9: Resumen producción, NHE y Fc del parque. Fuente: Elaboración propia.....	23
Tabla 10: Producción neta de la alternativa 0 teniendo en cuenta la obsolescencia de los aerogeneradores.....	25
Tabla 11: Resumen producción, NHE y fc de la alternativa 0. Fuente: Elaboración propia.....	25
Tabla 12: Clase de viento. Fuente: unam, pág. 3, 2020.	27
Tabla 13: Velocidades de viento promedio a 80 m y su orden de localizaciones.....	27
Tabla 14: Modelos aerogeneradores valorados. Fuente: Catalogo de los fabricantes.	28
Tabla 15: Modelos aerogeneradores propuestos. Fuente: Catalogo de los fabricantes.	29
Tabla 16: Ordenación de las localizaciones según el viento existente a 80 m de altura.	31
Tabla 17: Localizaciones de la alternativa I. Fuente: SIGPAC.....	33
Tabla 18: Producción bruta de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.	34
Tabla 19: Localizaciones de la alternativa II. Fuente: SIGPAC.....	36
Tabla 20: Producción bruta de la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.	36
Tabla 21: Localizaciones de la alternativa III. Fuente: SIGPAC.....	38
Tabla 22: Producción bruta de la alternativa III. Fuente: Elaboración propia.	38
Tabla 23: Resumen de la producción bruta de las alternativas del primer año.	39
Tabla 24: Resumen de la producción neta de las alternativas del primer año.....	39
Tabla 25: Resumen de la producción neta de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.....	39
Tabla 26: Cálculo de las intensidades nominales de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.	42
Tabla 27: Tensión asignada recomendada para conductores trifásicos.	42
Tabla 28: Temperatura máxima de cables aislados con aislamiento seco. Fuente: ITC-LAT 06.....	43
Tabla 29: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C.	44
Tabla 30: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 k·m/W.	45
Tabla 31: Intensidades máximas admisibles (IT) en servicio permanente directamente enterrados. .	46
Tabla 32: Dimensionado de los tramos del parque eólico por criterio térmico.	47
Tabla 33: Cálculos de caída de tensión en cada tramo por criterio de caída de tensión.	48
Tabla 34: Densidad máxima admisible para conductores de aluminio. Fuente: ITC-LAT 06.	50
Tabla 35: Cálculos para comprobación a cortocircuito. Fuente: Elaboración propia.	50
Tabla 36: Esquema cable RH5Z1. Fuente: TopCable.....	51
Tabla 37: Características esenciales RH5Z1. Fuente: TopCable.	51
Tabla 38: Características de suministro del cable. Fuente: TopCable.....	52
Tabla 39: Temperaturas máximas del conductor. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 40: Estimación económica para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.....	55
Tabla 41: Resumen estimaciones económicas. Fuente: Elaboración propia.....	55
Tabla 42: Tarifa de exportación para las alternativas. Fuente: Elaboración propia.	56

Tabla 43: Análisis de sensibilidad de la alternativa I con un 2% de inflación.	58
Tabla 44: Análisis de sensibilidad de la alternativa I con un 3% de inflación.	59
Tabla 45: Análisis de sensibilidad de la alternativa II con un 2% de inflación.	60
Tabla 46: Análisis de sensibilidad de la alternativa II con un 3 % de inflación.....	61
Tabla 47: Análisis de sensibilidad de la alternativa III con un 2% de inflación.	63
Tabla 48: Análisis de sensibilidad de la alternativa III con un 3% de inflación.	64
Tabla 49: Tarifa de exportación para las alternativas para una inflación del 2 %.	65
Tabla 50: Ocupación de los usos del suelo. Fuente: NaturaSpain.	74
Tabla 51: Diversidad de vegetación de la zona. Fuente: NATura2000.	74
Tabla 52: Diversidad de fauna en la zona. Fuente: NATura2000.	74
Tabla 53: Atributos de la matriz de Leopold. Fuente: Gómez, 2013.	82
Tabla 54: Ejemplo elaboración matriz de Leopold. Fuente: Elaboración propia.	83
Tabla 55: Resumen impactos en la matriz. Fuente: Elaboración propia.....	84
Tabla 56: Plan de vigilancia ambiental.	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa Plan eólico de Cataluña.....	2
Figura 2: Localización parques en El Perelló. Fuente: Google Maps y Elaboración propia.....	3
Figura 3: Ortofoto de la disposición del parque eólico actual.	9
Figura 4: Velocidad promedio anual para CA17 del año 2018.....	11
Figura 5: Distribución Weibull para CA17a 50 m. Fuente: WindPower	12
Figura 6: Perfil de viento para la altura de referencia de 50 m.	14
Figura 7: Rosa de los vientos del aerogenerador CA17. Fuente: GWA.....	14
Figura 8: Procedimiento resumen de la justificación del modelo eólico.....	15
Figura 9: Comparación de la producción neta en el horizonte temporal.....	16
Figura 10: Comparación de las producciones netas. Fuente: Elaboración propia.....	17
Figura 11: Esquema del aerogenerador. Fuente: Catálogo del fabricante.	19
Figura 12: Curva de potencia del aerogenerador GE750i. Fuente: Catálogo del fabricante.	20
Figura 13: Producción bruta actual PE Les Calobres. Fuente: Elaboración propia.	22
Figura 14: Comparación del número de horas equivalentes. Fuente: Elaboración propia.	26
Figura 15: Ortofoto del parque eólico. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.....	30
Figura 16: Superposición alternativa I. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.....	32
Figura 17: Alternativa I. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.	33
Figura 18: Superposición alternativa II. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.....	35
Figura 19: Alternativa II. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.	35
Figura 20: Superposición alternativa III. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.....	37
Figura 21: Alternativa III. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.	37
Figura 22: Comparación de la producción neta de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.	40
Figura 23: Comparación de las horas equivalentes de las alternativas. Fuente: Elaboración propia. .	40
Figura 24: Comparación del factor de carga de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.	40
Figura 25: Climatología zona de estudio. Fuente: Climate Data (2020)	69
Figura 26: Niveles de comodidad de la humedad. Fuente: weatherspark.com, 2020.	69
Figura 27: Velocidad del viento promedio en un año. Fuente: Elaboración propia.	70
Figura 28: Unidades litológicas de la zona del parque. Fuente: MAGNA 50, IGME.....	71
Figura 29: Leyenda Unidades litológicas.....	72
Figura 30: Localización de los usos del suelo. Fuente: NaturaSpain.	73
Figura 31: Espacios Naturales Protegidos de la zona. Fuente: sig.gencat.cat/visors.....	77
Figura 32: Zonas LIC. Fuente: Natura2000.....	78
Figura 33: Zonas PEIN. Fuente: mediambient.gencat.cat.....	79
Figura 34: Resumen Espacios Naturales Protegidos. Fuente: icc.cat/vissir3/	79
Figura 35: Valoración de impactos de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia	84
Figura 36: Matriz de Leopold de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.....	85
Figura 37: Comparación del área de barrido total de las alternativas. Fuente: Elaboración propia. ...	86
Figura 38: Esquema aplicación PVA. Fuente: Elaboración propia.....	89

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

- CAPÍTULO 1: DESMANTELAMIENTO
- CAPÍTULO 2: AEROGENERADORES
- CAPÍTULO 3: OBRA CIVIL
- CAPÍTULO 4: INSTALACIÓN ELÉCTRICA
- RESUMEN: PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

ÍNDICE DEL ANEXO

- ANEXO 1: ESTIMACIÓN DEL PRESUPUESTO II Y III.
- ANEXO 2: MATRIZ DE LEOPOLD DE LAS ALTERNATIVAS II Y III.

ÍNDICE DE PLANOS

- PLANO 1: LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.
- PLANO 2: PLANO GENERAL DEL ESTADO INICIAL.
- PLANO 3: PLANO GENERAL DE LA ALTERNATIVA ESCOGIDA.

DOCUMENTO Nº1. MEMORIA

1. PROPÓSITO DEL TRABAJO

Gran parte de los parques eólicos nacionales han llegado al final de su vida útil, ya que fueron construidos hace más de dos décadas y mantienen una tecnología que impide el adecuado aprovechamiento del recurso eólico existente en su ubicación. El futuro de la energía eólica y su consolidación como fuente de energía rentable pasa por el desmantelamiento de gran parte del parque eólico español ineficiente.

La energía eólica en España acumulaba una potencia de 23.484 MW en 2018, siendo la segunda fuente de generación eléctrica del país con una cuota del 19 %. España es el quinto país del mundo con mayor potencia instalada, por detrás de China, EEUU, Alemania e India. Actualmente hay instalados más de 1.123 parques eólicos en 807 municipios en toda España, lo que evita que se libere a la atmósfera más de 25 millones de toneladas de CO₂ al año. (AEEOLICA, 2020). En la Tabla 1 se muestra la potencia eólica instalada en cada comunidad autónoma.

Tabla 1: Potencia instalada por comunidades españolas. Fuente: AEEOLICA, 2020.

Comunidad autónoma	Potencia instalada en 2018	Acumulado a 31/12/2018	Porcentaje sobre el total (%)	Nº de parques
Castilla y León		5.595	23,82	244
Castilla-La Mancha	10,37	3.817	16,26	144
Galicia	68	3.422	14,57	161
Andalucía	30	3.331	14,18	154
Aragón	90,9	2.002	8,52	93
Cataluña	2,35	1.271	5,41	47
Comunidad valenciana		1.189	5,06	38
Navarra		1.004	4,27	49
Asturias		518	2,21	23
La Rioja		447	1,90	14
Canarias	190,165	431	1,84	85
Murcia		262	1,12	14
País Vasco		153	0,65	7
Cantabria		38	0,16	4
Baleares		4	0,02	46
TOTAL	392	23.484	100	1.123

En Cataluña existen actualmente instalados 1.271 MW instalados de potencia eólica repartidos en 47 parques en distintas comarcas. En concreto, el parque eólico Les Calobres, objeto de este estudio, se encuentra en el municipio de El Perelló, situado en la provincia de Tarragona. La ejecución y puesta en marcha de este parque data de junio del año 1999 por parte de la sociedad promotora ELECTRA MAESTRAL SL.

El municipio El Perelló está situado en la comarca del Bajo Ebro y dispone de una extensión, alrededor de 100,7 km². La comarca del Bajo Ebro está constituida por 14 municipios formando una superficie de 1.034 km². Está situada al sur de Tarragona, forma parte de las Tierras del Ebro y limita al sur con las comarcas del Montsiá, al noroeste con la Tierra Alta, al norte con la comarca

de la Ribera de Ebro y la del Bajo Campo y al oeste con el Matarraña en la provincia de Teruel. La capital comarcal es Tortosa que a su vez es el municipio más extenso y poblado. (Consell Comarcal del Baix Ebre, 2020). La altitud media de la comarca es de 1.442 metros sobre el nivel del mar, se encuentran numerosos terrenos escarpados y barrancos en toda la zona. Es habitual encontrar en la comarca velocidades de viento superiores a los 9 m/s y densidades de potencia eólica de 1.200 W/m², que hacen la zona idónea para la generación de energía eólica. Al encontrarse situada la zona en las faldas del valle del río Ebro, provoca una dirección predominante sureste (S-E) del viento.

Según el análisis del plan de parques eólicos de Cataluña implantado en 2002, el territorio catalán se divide en tres zonas eólicas distintas, con distintas características cada una de ellas y que han sido identificadas en la Figura 1.

- a) **Zona incompatible** (23% del territorio; color rojo), que incluye los parques nacionales, parajes naturales de interés nacional y reservas naturales integrales. También espacios del Plan de Espacios de Interés Natural (PEIN) que, aun no siendo de protección especial, tienen una superficie inferior a las 1000 ha. Las Zonas de Especial Protección de las Aves (ZEPA) y las zonas vitales de aves rapaces catalogadas como amenazadas e incluidos en el anexo 1 de la directiva aves, tenidas en cuenta hasta a 1 km de la zona. Para las aves en peligro de extinción como el quebrantahuesos, el radio será de 5 Km.
- b) **Zona de implantación condicionada a la Declaración de Impacto Ambiental** (16,6% del territorio; color amarillo), que incluye: Las reservas naturales parciales, los espacios PEIN que no son de protección especial y con superficie superior a las 1000 ha. Además de la franja fronteriza de algunos grandes espacios naturales calificados como zona incompatible, y las zonas de elevada densidad de aves rapaces (engloban las principales concentraciones de áreas vitales).
- c) **Zona compatible previa autorización ambiental** (60,4% del territorio; color gris).

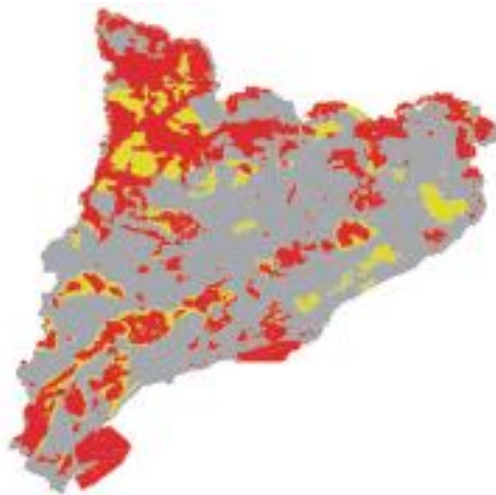


Figura 1: Mapa Plan eólico de Cataluña.

Fuente: Departamento de Territorio y sostenibilidad de Cataluña, 2020.

Asociaciones como UNEFCAT y EolicCat valoran muy positivamente las nuevas medidas para la implementación de las instalaciones de generación de energía renovable en el territorio catalán. Sin embargo, actualmente las energías renovables en Cataluña solo proveen el 17 % del consumo eléctrico a pesar de los esfuerzos de los últimos años. El parque eólico Les Calobres se encuentra en una zona compatible con el uso de terreno para el aprovechamiento del recurso eólico, pero con previa autorización ambiental (color gris de la Figura 1).

En este municipio, además del parque de estudio, se encuentran dos parques eólicos adicionales, contando con un total de 74 aerogeneradores instalados. Siendo los otros dos:

- **El parque eólico Les Colladetes de 36,63 MW** cuenta con 56 aerogeneradores de la empresa comercial GAMESA con modelo G47/660 y tecnología DFIG 1ºG, llevado a cabo por la sociedad promotora ENERVENT, SA en el año 1999.
- **El parque eólico La Collada de 3MW** con un aerogenerador de la casa Alstrom-Ecotecnia de modelo ECO100 y con tecnología DFIG. Llevado a cabo por la sociedad GENERACIÓ D'ENERGIA (eólica del Perelló, SL) en 2008. Este aerogenerador fue inaugurado como el más alto de España con sus 140 metros de altura total.



Figura 2: Localización parques en El Perelló. Fuente: Google Maps y Elaboración propia.

1.1. Justificación de la reforma del parque eólico

El envejecimiento de los aerogeneradores y de su tecnología produce un aprovechamiento deficiente del potencial eólico de los emplazamientos donde se sitúan los parques. Por ello, el futuro de la energía eólica y su consolidación como fuente de energía renovable pasa por la reforma o repotenciación de los parques antiguos. Estos aerogeneradores se sustituyen por unidades más actuales de potencia mayor y mejor rendimiento. Este procedimiento permite incrementar el aprovechamiento del recurso eólico. Al disponer de aerogeneradores más potentes se plantean dos opciones, el incremento de la potencia instalada o la reducción del número de aerogeneradores del parque.

La decisión de repotenciar debe ser analizada particularmente debido a la complejidad de criterios a tener en cuenta. Como regla general, los parques más interesantes para la repotenciación son aquellos que superan los 15 años de antigüedad. A partir de los 10 años, los aerogeneradores ya están amortizados y pueden utilizarse como máquinas de segunda mano. Sin embargo, para aerogeneradores de menos de 10 años o de más de 750 kW, no es rentable la repotenciación. El parque Les Calobres cumple las condiciones para que se pueda llevar a cabo su repotenciación, porque, como se ha comentado anteriormente, fue instalado en junio del año 1999.

Debido a las diversas políticas para incentivar el recurso eólico en nuestro país, Cataluña fue rápidamente ocupada, ya que es uno de los mejores emplazamientos eólicos de la península. La posibilidad de rediseñar un parque permite optimizar el rendimiento y aumentar sus horas equivalentes de producción. El principal problema aparece en la limitación que supone la evacuación y el vertido a la red eléctrica, por ello, estos proyectos no siempre irán ligados a un aumento de la potencia instalada.

El parque eólico Les Calobres, objeto de este estudio consta de 17 aerogeneradores tubulares de 750 kW modelo GE 750i con tecnología DFIG, obteniéndose una potencia nominal del parque de 12,75 megavatios (MW). Su línea de evacuación de energía es de 25 kV y una longitud de 1.520 metros hasta el centro de interconexión situado en el parque de Les Colladetes ubicado en la plana del Brugar. Por tanto, la tecnología empleada hace veintiún años ha quedado obsoleta en comparación con los parques que se instalan actualmente. En este trabajo fin de máster se realizará un estudio de la instalación eólica actual y de las alternativas más eficientes para su repotenciación.

En España no es todavía tan común la aparición de proyectos de repotenciación, como ocurre en el resto de Europa y a nivel internacional. Esto se debe a que las tecnologías eólicas se implantaron más tarde que en el resto de los países de nuestro entorno, aunque en el territorio nacional, también existen algunos casos. A continuación, se muestran algunos ejemplos de repotenciones realizadas tanto a nivel nacional como internacionales:

- **Parque eólico Los Valles**, realizado por Enel Green Power en el municipio de Teguiise, en **Lanzarote**, en las Islas Canarias. Es uno de los parques más antiguos, construido en 1991 y tenía una potencia de 5,28 MW. Se sustituyeron los aerogeneradores antiguos por diez aerogeneradores GAMESA G52 de 850 kW cada uno, teniendo un total de 8,5 MW en 2006 y superando la anterior eficiencia.

- **Parque eólico de Gamesa en Coimbatore, en la India.** La primera fase de la repotenciación consistió en la sustitución de 29 antiguos aerogeneradores de 300 kW y 2 aerogeneradores de 500 kW BHEL Nordex, con un total de 9,7 MW. Se dispuso de 11 aerogeneradores Gamesa G58 de 800kW, obteniendo en 2007 de 8,8 MW de potencia total.
- Otros parques eólicos repotenciados son los encontrados en **Nørrekær Enge en Dinamarca** en 2009, llevado a cabo por Siemens, donde se sustituyó los 77 aerogeneradores antiguos por 13 nuevos modelos, pasando de una potencia de 17 MW a los actuales 29,9 MW; y el **parque eólico de Schneebergerhof en Alemania** repotenciado en 2006, contando actualmente con 6 turbinas de varios tipos con potencias nominales comprendidas entre 1,5 y 7,5 MW.

Tanto la construcción, la explotación y el posterior desmantelamiento de los parques eólicos son proyectos muy complejos que deben estar regulados por normativas gubernamentales a nivel internacional, europeo, nacional y autonómico.

A continuación, se lista la normativa aplicable a este estudio:

Normativa internacional

La tendencia mundial hacia un cambio del sistema energético se basa en unas políticas adoptadas internacionalmente que ayudan a este objetivo.

- *Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre*, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER.
- *Directiva 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre, de 2018* relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Tal y como se recoge en el objeto de esta, establece un marco común y un objetivo vinculante de al menos el 32% para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea para el año 2030.
- *Directiva 2011/92/UE, del Parlamento Europeo 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 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009*, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- *Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009*, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables.
- *Norma IEC 61400-1:2005, modificada por la norma UNE-EN 61400-1:2006/A1:2011*, esta norma especifica los requisitos esenciales de diseño para asegurar la integridad de la ingeniería de los aerogeneradores.
- *Directiva 2003/96/CE, del Consejo de 27 de octubre de 2003*, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

Normativa nacional

El auge de las renovables en España viene dado principalmente por una serie de exitosas medidas legales, que han logrado crear un marco administrativo adecuado.

- *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre*, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- *Orden 315/2017* por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, convocada al amparo del RD 35.
- *Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre*, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa y eólica.
- *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.
- *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 EERR, cogeneración y residuos.
- *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero*, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- *Ley 24/2013, de 26 de diciembre*, del sector eléctrico en España.
- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre*, de evaluación ambiental.
- *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo*, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- *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-ley 6/2009, de 30 de abril*, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Normativa autonómica

La normativa principal que regula las condiciones de los parques eólicos y el procedimiento de evaluación ambiental seguido se regula por las normas autonómicas. En Cataluña la legislación vigente se detalla a continuación:

- *Decreto Ley 16/2019, de 26 de noviembre*, de medidas urgentes para la emergencia climática y el impulso a las energías renovables.
- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre*, de evaluación ambiental. Es la normativa básica estatal relativa al procedimiento administrativo de evaluación de impacto ambiental de los proyectos.
- *Ley 20/2009, de 4 de diciembre*, de prevención y control ambiental de las actividades.
- *Plan sectorial de la implantación ambiental de la energía eólica en Cataluña*.
- *Plan de Energía de Cataluña 2006-2015* (Documento expuesto a debate público).

Debido a la gran cantidad de legislación vigente, las empresas y particulares que desean tramitar o ejecutar una instalación renovable se encuentran determinados impedimentos administrativos. Las principales barreras legales para la tramitación de este tipo de proyectos son las siguientes:

- Saturación de información para la regulación. Existen multitud de conflictos legales y contradicciones en las normativas vigentes que regulan el sector eléctrico.
- Falta de voluntad y flexibilidad por parte de la administración pública.
- Dificultades para la aplicación del silencio administrativo y el cumplimiento de los plazos.
- Necesidad de avalistas en distintas administraciones para perseguir el mismo fin.
- Complejidad y volatilidad del marco jurídico en España.

En el contexto anteriormente descrito, el presente trabajo fin de máster se ha planteado con el siguiente objetivo global con sus correspondientes objetivos parciales, que se describen en el siguiente apartado.

1.2. Objetivo

El objetivo principal de este trabajo fin de máster es establecer una metodología para estudiar la viabilidad del proyecto de reforma y repotenciación del parque eólico Les Calobres de 12,75 MW de potencia instalada. Para ello es necesario tener en cuenta las particularidades de la instalación existente y el recurso eólico disponible en su emplazamiento actual. De este modo, en este estudio se considerarán diversas alternativas para la sustitución del parque actual. Así, para alcanzar este objetivo global se plantean los siguientes objetivos parciales:

- Caracterizar el recurso eólico y la energía producida en el parque actualmente.
- Estudiar las posibles alternativas, adaptando las mismas a la normativa vigente y al cálculo eléctrico, necesario para ello.
- Configurar los nuevos aerogeneradores.
- Analizar la viabilidad económica del proyecto y determinar el presupuesto.
- Estudiar el impacto ambiental de las distintas alternativas.
- Concluir cuál es la mejor alternativa para el parque eólico Les Calobres.

2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO EN EL PERELLÓ

Para una correcta repotenciación del parque es necesario inicialmente una exhaustiva toma de datos acerca del recurso eólico de la zona. Para ello es necesario realizar medidas de los parámetros que caracterizan las condiciones del viento durante al menos un año. De este modo, se deben considerar la velocidad, frecuencia y dirección del viento y, a partir de estos, elaborar un modelo eólico.

Además, en este trabajo se aportarán directamente los datos mensuales de viento y producciones reales tomadas de los propios aerogeneradores para los años 2016, 2017 y 2018. Con estos valores, se podrá obtener un valor de viento promedio anual en el que basar el estudio de viabilidad de la repotenciación y que servirá para justificar la utilización del modelo adoptado. Una vez establecidos los datos de viento a utilizar, se podrán identificar las localizaciones óptimas y así, realizar la comparación de alternativas con los pertinentes modelos de aerogeneradores.

Los aerogeneradores del parque eólico Les Calobres se localizan en las coordenadas geográficas UTM (Universal Transverse Mercator) que se muestran en la Tabla 2. La X y la Y representan la abscisa y la ordenada del plano de coordenadas UTM.

Tabla 2: Coordenadas UTM de los aerogeneradores. Fuente: SIGPAC.

Coordenadas UTM (ETRS-89 HUSO 31)	X	Y
CA01	302.327	4.528.346
CA02	302.432	4.528.415
CA03	302.384	4.528.599
CA04	302.550	4.528.589
CA05	302.625	4.528.461
CA06	302.762	4.528.440
CA07	302.955	4.528.406
CA08	303.105	4.528.426
CA09	303.201	4.528.302
CA10	303.396	4.528.298
CA11	303.616	4.528.268
CA12	303.801	4.528.217
CA13	303.977	4.528.119
CA14	304.140	4.528.045
CA15	304.283	4.527.976
CA16	304.410	4.528.008
CA17	304.512	4.528.058

En la Figura 3 se aprecian las posiciones de los aerogeneradores, punto de partida para obtener la información eólica necesaria para el estudio. Cada coordenada proporciona unos datos estadísticos de viento diferentes que, junto con su velocidad media, ayudarán a la elaboración del modelo que se sigue en este trabajo fin de máster.

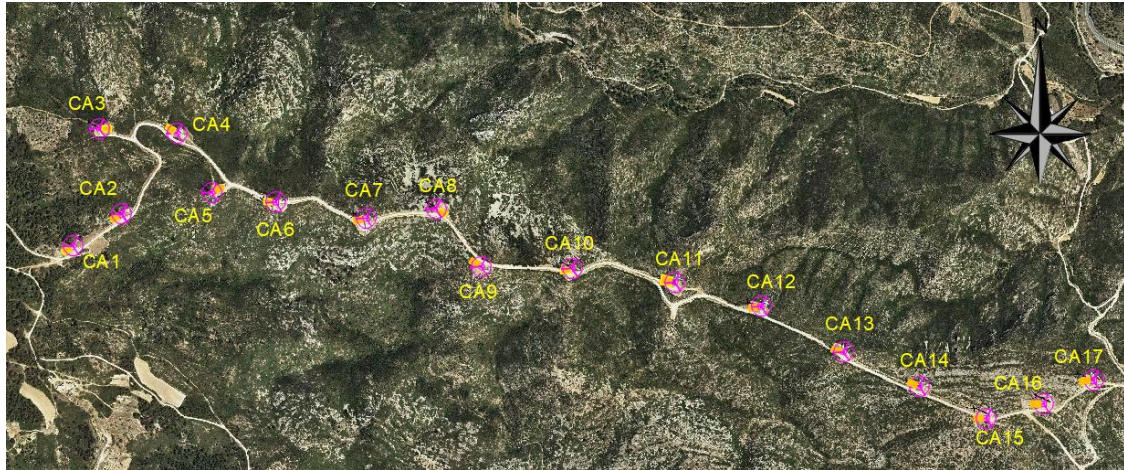


Figura 3: Ortofoto de la disposición del parque eólico actual.
Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

2.1. Fuentes del atlas eólico

Con la ayuda de aplicaciones web públicas basadas en el desarrollo de áreas para fuentes de energía eólica se lleva a cabo la elaboración de dicho modelo eólico aproximado, basado en los parámetros del viento que proporcionan estas fuentes. Asimismo, a partir de las localizaciones de la Tabla 3, se pueden establecer los parámetros que posteriormente se utilizarán para definir el modelo para el parque. El grado de confianza de las medidas experimentales viene determinado por la actualización de los datos en el tiempo y la forma en la que el organismo realiza la toma de datos experimentales. La fuente de datos de viento se ha obtenido gracias a la plataforma que el fabricante de aerogeneradores ENAIR proporciona como atlas eólico. Dicha herramienta es un atlas comparador desarrollado por varios organismos acreditados sobre la toma de datos meteorológicos (ENAIR, 2020). Entre estos organismos se encuentran el departamento de energía eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) en asociación con el Banco Mundial, el Centro Nacional de Energías Renovables de España (CENER), la empresa finlandesa líder en toma de datos ambientales VAISALA y el banco de análisis y datos de la NASA conocido como MERRA-2.

Tabla 3: Fuentes de datos para la localización del aerogenerador CA01. Fuente: ENAIR.

Fuente	Altura buje (m)	Velocidad media (m/s)	Grado confianza	Dispersión zona (m/s)	Weibull c	Weibull k
ENAIR	50	4,6	5%	-	5,18	1,65
DTU	50	5,8	80%	±0,81	6,50	1,57
NASA (MERRA-2)	50	7,3	80%	±0,57	7,94	1,34
VAISALA	80	8,3	45%	-	-	2,00
CENER	30	4,1	40%	±0,00	4,60	1,60
Resultado	50	6,39	--	±0,81	6,96	1,34

Este tipo de herramientas y bancos de datos proporcionan los valores para fundamentar la planificación y el alcance inicial del proyecto, así como del modelo eólico. Sin embargo, por sí solos no son capaces de reemplazar el análisis requerido para la implantación de un proyecto real de

parque eólico, porque para cada localización se obtendrán unos datos de viento propios para la ubicación de cada aerogenerador.

2.2. Datos experimentales

Gracias a los anemómetros y a la instrumentación de medida situada en el buje de cada aerogenerador, se han obtenido valores de velocidad de viento y producción energética promedio para cada localización. Los datos anteriores serán tratados y comparados con los de este apartado. Estos datos se denominan fuentes internas, datos directamente obtenidos o experimentales en el resto del trabajo. Estos valores de referencia para comprobar la verosimilitud del modelo realizado y obtener los datos de viento con los que se realizará la repotenciación.

Tabla 4: Medición de datos de la localización CA17 en enero de 2018.

Fuente: Privada y Elaboración propia.

Fecha	Hora Inicio	Produc.Inicio	Hora Final	Produc.Final	Media Viento (m/s)	Produc.Total (kWh)
01/01/2018	0:00:07	3.419.672	23:59:53	3.423.082	13,640	3.410
02/01/2018	0:00:03	3.423.082	23:59:59	3.427.857	10,880	4.775
03/01/2018	0:00:09	3.427.859	23:59:57	3.437.437	16,910	9.578
04/01/2018	0:00:06	3.437.437	23:59:51	3.447.031	12,080	9.594
05/01/2018	0:00:00	3.447.032	23:59:57	3.449.945	6,140	2.913
06/01/2018	0:00:07	3.449.945	23:59:53	3.453.430	5,020	3.485
07/01/2018	0:00:03	3.453.430	23:59:57	3.455.187	3,950	1.757
08/01/2018	0:00:08	3.455.187	23:59:52	3.463.363	9,880	8.176
09/01/2018	0:00:02	3.463.364	23:59:50	3.468.958	6,980	5.594
10/01/2018	0:00:01	3.468.958	23:59:56	3.471.418	4,870	2.460
11/01/2018	0:00:07	3.471.420	23:59:56	3.483.786	18,430	12.366
12/01/2018	0:00:06	3.483.788	23:59:54	3.495.997	14,030	12.209
13/01/2018	0:00:05	3.495.997	23:59:51	3.496.486	1,780	489
14/01/2018	0:00:01	3.496.486	23:59:58	3.507.398	10,180	10.912
15/01/2018	0:00:08	3.507.400	23:59:56	3.516.714	8,800	9.314
16/01/2018	0:00:06	3.516.714	23:59:53	3.526.785	10,370	10.071
17/01/2018	0:00:03	3.526.786	23:59:54	3.532.263	21,670	5.477
18/01/2018	0:00:03	3.532.264	23:59:50	3.536.766	5,660	4.502
19/01/2018	0:00:00	3.536.766	23:59:59	3.547.466	10,320	10.700
20/01/2018	0:00:08	3.547.468	23:59:57	3.554.248	16,020	6.780
21/01/2018	0:00:07	3.554.248	23:59:56	3.558.709	21,180	4.461
22/01/2018	0:00:06	3.558.709	23:59:52	3.568.390	20,060	9.681
23/01/2018	0:00:03	3.568.390	23:59:50	3.574.568	11,050	6.178
24/01/2018	0:00:00	3.574.568	23:59:56	3.575.202	2,830	634
25/01/2018	0:00:06	3.575.202	23:59:54	3.575.858	2,320	656
26/01/2018	0:00:03	3.575.859	23:59:51	3.590.800	13,620	14.941
27/01/2018	0:00:00	3.590.802	23:59:59	3.601.733	11,040	10.931
28/01/2018	0:00:09	3.601.734	23:59:58	3.609.391	7,980	7.657
29/01/2018	0:00:07	3.609.392	23:59:55	3.616.929	6,740	7.537
30/01/2018	0:00:05	3.616.929	23:59:52	3.619.527	4,460	2.598
31/01/2018	0:00:02	3.619.527	23:59:59	3.620.191	2,330	664

Con estos datos se obtienen las velocidades promedio mensuales, con las que se puede establecer unos valores medios según la época del año. Puede observarse que durante los meses de enero a marzo y de octubre a diciembre del año 2018 los valores de la velocidad del viento promedio fueron superiores al resto de los meses del año, tal como muestra la Figura 4.

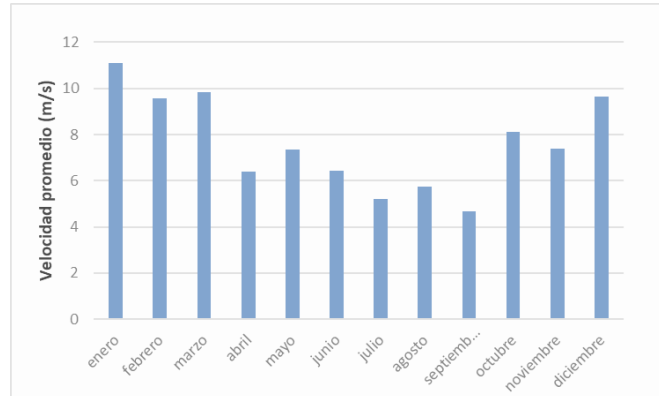


Figura 4: Velocidad promedio anual para CA17 del año 2018.
Fuente: Privada y Elaboración propia.

2.3. Modelo eólico utilizado

En este trabajo, se ha desarrollado un modelo estadístico para comparar los resultados y poder obtener las disposiciones óptimas del parque.

El modelo consiste en primer lugar en relacionar la velocidad del viento con la potencia generada por el aerogenerador. Así, tal como indica el Manual eólico WindyGrid, 2020 [7], la velocidad media del viento está relacionada con la potencia disponible del viento, tal como muestra la ecuación 1.

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

Siendo:

- P : potencia disponible en el viento, expresada en vatios, W.
- C_p : coeficiente de potencia del aerogenerador característico del mismo, siendo el límite de Betz el valor límite de 0,59.
- ρ : densidad del aire, expresada en kg/m^3 . La densidad del aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar a 15 °C se utiliza como estándar en la industria eólica, y su valor es de $1,225 \text{ kg/m}^3$
- A : área barrida por las palas del aerogenerador, expresada en m^2 .
- v : velocidad media del viento, expresada en m/s .

Distribución de Weibull

Del mismo modo, la función matemática que se ha utilizado para la implantación de campos eólicos es la distribución estadística de Weibull, en la cual, la densidad de probabilidades de viento promedio, en una localización dada, viene establecida según la ecuación de Weibull, por los parámetros de Weibull c y k .

$$f(v, c, k) = \begin{cases} \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} & ; v \geq 0 \\ 0 & ; v < 0 \end{cases} \quad (2)$$

Siendo:

- $f(v, c, k)$: función de densidad de probabilidad de Weibull.
- k : parámetro o factor de forma.
- c : parámetro o factor de escala, también denominado por la letra A.
- v : velocidad del viento, expresada en m/s

Estos factores c y k se obtienen según las fuentes del atlas eólico del apartado 2.1 y están expresados a una altura de buje aproximada de 50 metros (Tabla 3), altura del aerogenerador actual. Para una mayor altura de estudio, se recurre al perfil de vientos del emplazamiento del siguiente apartado para obtener el valor de estos factores. El factor de escala se asume dependiente de la altura y la velocidad para posteriores cálculos del modelo, mientras que el factor de forma depende de la altura y rugosidad del terreno. Los factores de forma y de escala permiten obtener la curva de la distribución de Weibull, que a su vez proporciona valores de interés como los valores de la mediana o la media de las velocidades del viento.

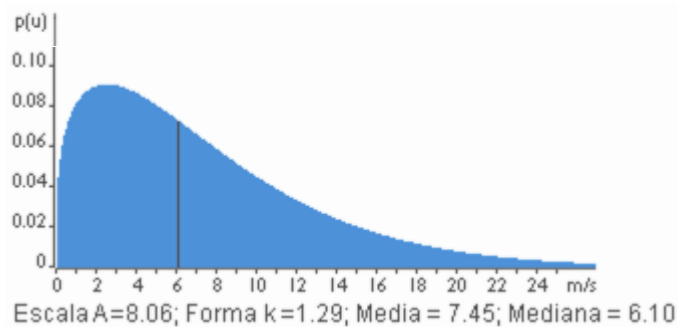


Figura 5: Distribución Weibull para CA17a 50 m. Fuente: WindPower

Rugosidad del terreno y perfil de vientos

La rugosidad del terreno es un parámetro que permite elaborar el perfil de vientos de la localización del parque. Permite obtener a una altura determinada, la velocidad promedio para cada coordenada. La rugosidad o el efecto de cizallamiento es un fenómeno que se debe a la fricción entre el viento y el relieve de la superficie. Cuanto mayor altura de buje dispone el aerogenerador, menor influencia tiene la superficie sobre el perfil de vientos y mayor velocidad se obtiene. Este fenómeno desaparece a una altura límite donde la rugosidad del terreno no afecta al perfil de vientos. De igual forma, cuanto mayor impacto de la rugosidad se dispone, existe un mayor cizallamiento de la superficie, lo que causa menores velocidades de viento para esa altura.

Mediante el valor de rugosidad del terreno, se obtiene la expresión del perfil de vientos:

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \quad (3)$$

Siendo:

- v : velocidad media del viento a una altura determinada, expresada en m/s.
- v_0 : velocidad media de referencia una altura de referencia, expresada en m/s.
- z : altura, expresada en m.
- z_0 : altura de referencia, expresada en m.
- α : rugosidad del terreno

Algunos valores establecidos de rugosidad del terreno aparecen en la Tabla 5.

Tabla 5: Valores de las rugosidades del terreno. Fuente: manual eólico WindyGrid

Clase de rugosidad	Rugosidad (α)	Paisaje
0	0,0002	Superficie del agua
1	0,03	Área agrícola abierta sin cercanos ni edificios. Solo colinas suavemente redondeadas.
2	0,1	Terreno agrícola con algunas casas y setos separados.
2,5	0,2	Terrenos ondulados, pero poco accidentados.
3	0,4	Pueblos o terrenos accidentados y desiguales.
4	1,6	Ciudades con edificios altos y rascacielos.

Para la realización de este modelo, según la orografía en el que se encuentra en parque eólico, se toma un valor de rugosidad α aproximado de 0,2. El perfil de velocidades del parque se ha elaborado para una altura de referencia de 50 m de altura (la altura del buje actual) y una velocidad media de 6,99 m/s (velocidad promedio adoptada, obtenida en al final de este apartado). Será necesaria la consideración del perfil de vientos para la obtención de las velocidades de viento a distintas alturas. Además, se ha optado por utilizar una rugosidad característica común para todas las localizaciones del parque.

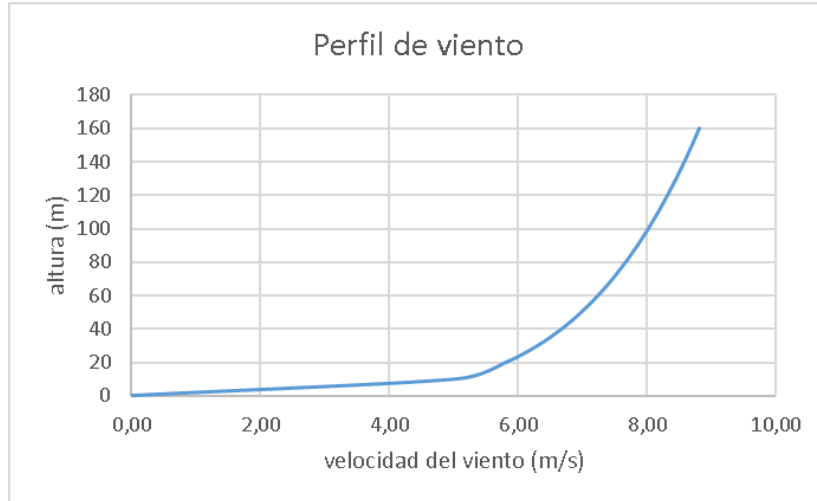


Figura 6: Perfil de viento para la altura de referencia de 50 m.

Rosa de los vientos

La dirección del viento es también otro parámetro significativo para caracterizar el recurso eólico y determinar la orientación de las turbinas en la zona de estudio. Para una correcta caracterización del recurso eólico es necesaria la información proporcionada por la rosa de los vientos, la cual proporciona las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de sus direcciones.

La aplicación web *GlobalWind Atlas (GWA)* proporciona la relación entre la orientación del viento y los datos de interés para cada aerogenerador del parque.

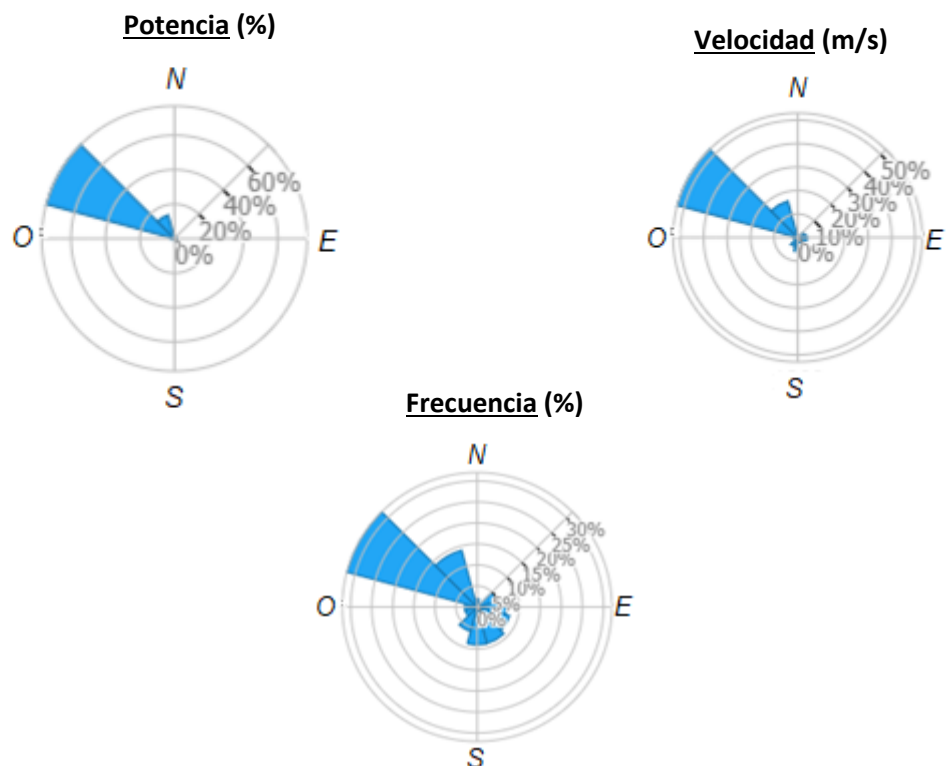


Figura 7: Rosa de los vientos del aerogenerador CA17. Fuente: GWA

Justificación del modelo eólico y de los valores de viento promedio

En primer lugar, se va a proceder a la verificación del modelo eólico adoptado para la realización de este trabajo. Para una mejor comprensión del procedimiento, en la Figura 8 se representa un resumen de los pasos o etapas en las que se ha llevado a cabo dicha verificación.

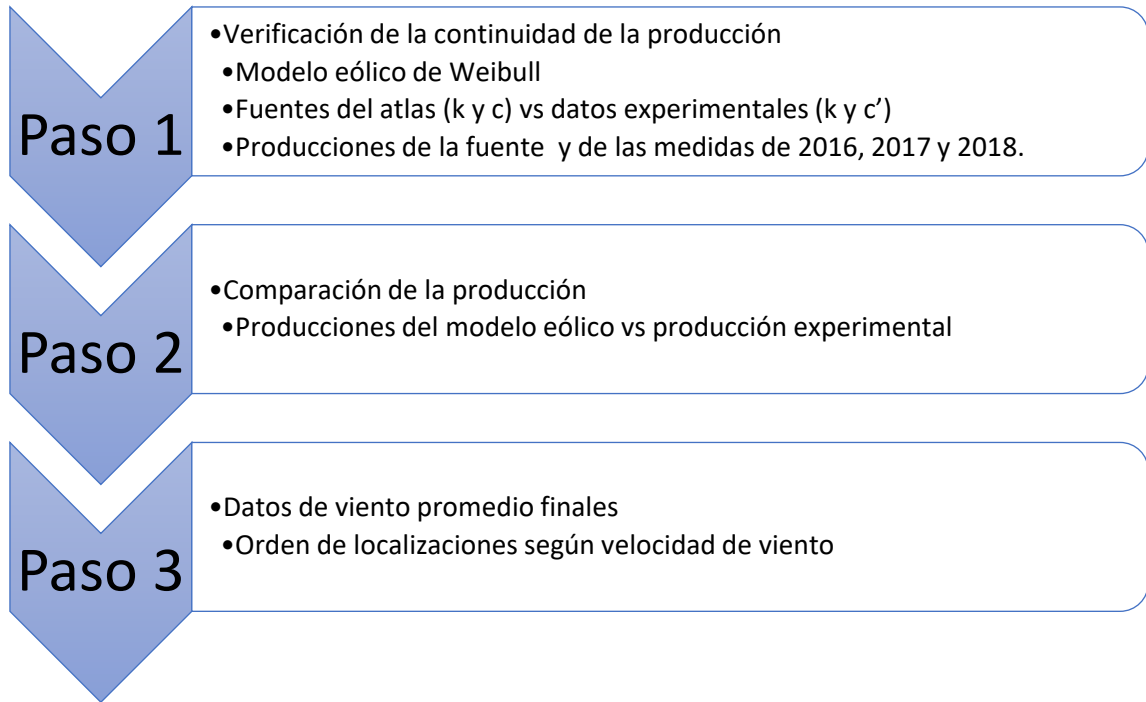


Figura 8: Procedimiento resumen de la justificación del modelo eólico.
Fuente: Elaboración propia.

Paso 1: Verificación de la continuidad de la producción

A partir de los datos obtenidos por las fuentes externas del atlas eólico, se realiza el modelo según la distribución estadística de Weibull, ya que sus parámetros c y k son conocidos para una altura aproximada de 50 m (altura de la toma de datos y altura de buje de los aerogeneradores actuales). Con la distribución de Weibull y la curva de potencia del aerogenerador instalado, se obtienen los valores de producción de energía bruta para el parque actual. Finalmente, se le aplican las pérdidas para obtener la energía neta producida (desarrolladas en el apartado 2.5).

Para comparar la producción anual anterior, se introducen en el modelo los datos de viento promedio directo extraídos del anemómetro del aerogenerador actual. Mediante la distribución de Weibull, manteniendo el factor de forma constante, el factor de escala se verá afectado por los valores de velocidad del viento (Figura 5). El factor de forma, k , será constante, ya que este depende de la localización a esta altura de análisis.

Este procedimiento se utiliza para comparar los datos experimentales de los años 2018, 2017 y 2016 con los datos del atlas eólico. Se puede observar que los valores de energía producida

neta para los distintos años son prácticamente uniformes durante el horizonte de estudio de estos. En la Figura 9, se aprecia que los datos de las fuentes externas del atlas obtienen menores producciones que los datos reales. Esto se debe a que las asociaciones eólicas que recopilan los datos proporcionan datos de viento más conservadores que los que realmente se obtienen en los anemómetros de los aerogeneradores. No obstante, dado que se comprueba que los datos del atlas son significativamente comparables a los datos obtenidos directamente de los aerogeneradores, se puede considerar que se verifica la validez del modelo elegido. Es por ello que el modelo estadístico definido mediante las ecuaciones 1 y 2 es el que se utilizará en el desarrollo de este proyecto.

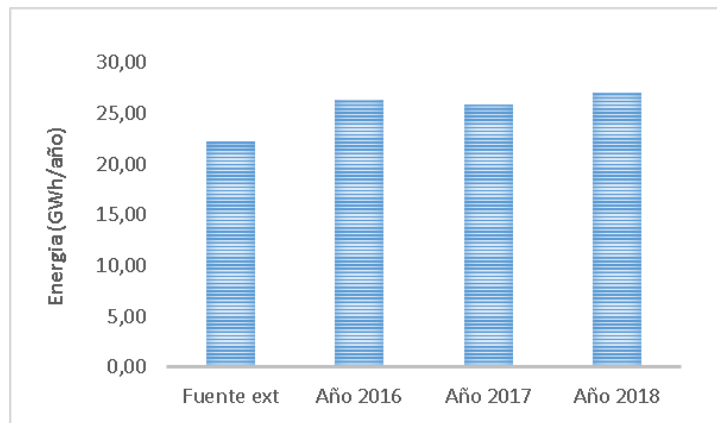


Figura 9: Comparación de la producción neta en el horizonte temporal.
Fuente: Elaboración propia.

Paso 2: Comparación de la producción

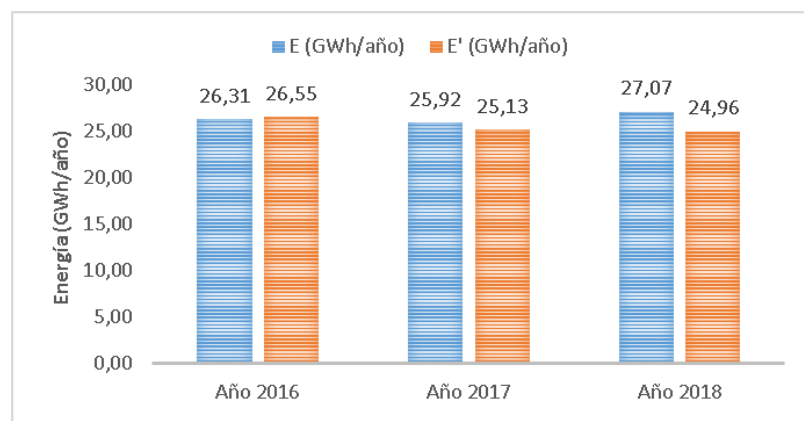
A continuación, se procede a la comparación entre los resultados de la energía producida obtenida con el modelo elaborado, con los valores experimentales de producción del parque, obtenidos estos últimos de los aerogeneradores. Para elaborar la Tabla 6 se han fijado unos valores experimentales de viento promedio para cada localización, siendo la nomenclatura:

- E, es la producción de energía obtenida a partir del modelo eólico para cada localización. A partir de los valores del factor de forma, k , mantenido constante al valor del atlas, y la velocidad del viento experimental para el año 2018. Obteniendo el factor de escala, c , que determina la distribución eólica. Se obtienen valores de energía bruta.
- E', la producción de energía medida experimentalmente de cada aerogenerador del parque. Los equipos experimentales de medida proporcionan los valores netos de energía para cada aerogenerador.

Tabla 6: Producción unitaria y total del año 2018. Fuente: Elaboración propia.

Localización	Velocidad (m/s)	E (GWh/año)	E' (GWh/año)
CA 1	6,770	1,990	1,222
CA 2	6,840	2,020	1,515
CA 3	7,000	2,092	1,291
CA 4	6,570	1,886	1,265
CA 5	6,980	2,082	1,376
CA 6	7,040	2,103	1,616
CA 7	6,820	2,012	1,545
CA 8	7,310	2,212	1,363
CA 9	6,710	1,967	1,382
CA 10	7,290	2,199	1,661
CA 11	7,310	2,206	1,567
CA 12	6,960	2,068	1,572
CA 13	7,220	2,176	1,450
CA 14	6,860	2,025	1,486
CA 15	8,210	2,525	1,319
CA 16	7,350	2,219	1,675
CA 17	7,620	2,319	1,654
Total bruta	-	36,099	-
Total neta	-	27,074	24,959
Promedio	7,109	1,592	1,470

En la Figura 10 se muestran los valores experimentales de la producción total frente a los valores calculados mediante el modelo (ecuación 2). Dicha figura refleja que la producción neta total del parque y solo presenta una ligera diferencia significativa para los datos obtenidos durante el 2018, mientras que las diferencias observadas durante los años 2016 y 2017 son menores.

**Figura 10:** Comparación de las producciones netas. Fuente: Elaboración propia.

Concretamente, tal como se aprecia en la Figura 10 el error relativo obtenido al comparar las dos producciones, obtenidas mediante el modelo eólico y el modelo estadístico, es de 0,91%, 3,14% y 8,41%, para los años 2016, 2017 y 2018 respectivamente. La tendencia descendente

de los datos obtenidos experimentales (datos E') puede deberse a las pérdidas por obsolescencia tecnológica, que en el modelo eólico no se tiene en cuenta. Estos resultados confirman nuevamente la validez del modelo elegido para que se pueda aplicar en la repotenciación del campo elegido, motivo de este trabajo.

Paso 3: Datos de viento promedio finales

Finalmente, se lleva a cabo la elección de los datos de viento promedio que se utilizan para el estudio de las localizaciones futuras. Se realiza el promedio a partir de los valores experimentales medidos por los anemómetros para los tres años analizados. En la tabla se consolidan los datos proporcionados, y se ordenan de mayor (en verde) a menor (en rojo) velocidad del viento para establecer la posterior prioridad de instalación de los aerogeneradores.

Tabla 7: Velocidades de viento promedio para el trabajo y su orden de mayor a menor a 50 m. Fuente Elaboración propia.

Localización	v med (m/s)	Orden	v med (m/s)	Localización
CA 1	6,65	1º	7,45	CA 17
CA 2	6,73	2º	7,40	CA 15
CA 3	6,86	3º	7,29	CA 16
CA 4	6,51	4º	7,26	CA 11
CA 5	6,83	5º	7,26	CA 8
CA 6	6,90	6º	7,25	CA 10
CA 7	6,58	7º	7,21	CA 13
CA 8	7,26	8º	6,93	CA 9
CA 9	6,93	9º	6,90	CA 6
CA 10	7,25	10º	6,86	CA 12
CA 11	7,26	11º	6,86	CA 3
CA 12	6,86	12º	6,83	CA 5
CA 13	7,21	13º	6,77	CA 14
CA 14	6,77	14º	6,73	CA 2
CA 15	7,40	15º	6,65	CA 1
CA 16	7,29	16º	6,58	CA 7
CA 17	7,45	17º	6,51	CA 4
Promedio	6,98			

En la tabla 7 se han ordenado todas las localizaciones, donde se puede llevar a cabo el estudio de repotenciación objetivo de este trabajo. En esta tabla se ordenan de mayor (en verde) a menor (en rojo) velocidad del viento para establecer las prioridades en la instalación de los aerogeneradores. Es decir, se considerarán prioritarias las localizaciones donde exista un mayor recurso eólico, siendo la parte oriental del parque donde se encuentran los valores más elevados de velocidad del viento.

2.4. Aerogenerador actual

Tras el análisis del recurso eólico según las coordenadas del parque, se procede a analizar el aerogenerador actual instalado. El parque consta de 17 aerogeneradores de 750 kW de potencia unitaria del fabricante General Electric con modelo GE 750 y tecnología DFIG. El rotor consta de 3 palas de 24,2 metros de longitud. El diámetro de rotor es de 50 metros, por lo que barre una superficie de 1.963 m². La altura total de buje es de 53,7 metros. La densidad de potencia unitaria obtenida es de 2,617 m²/kW. La velocidad máxima en la punta de pala es de 84,6 m/s, con unas revoluciones nominales con ajuste de paso de pala de 32,2 rpm. El rotor está situado en una posición de barlovento respecto de la posición de la torre, aunque se orienta automáticamente con la dirección del viento con una inclinación de 5°. La velocidad de arranque y parada del aerogenerador es de 4 y 29 m/s, respectivamente. La norma IEC 61400-1 especifica los requisitos esenciales del diseño de los aerogeneradores para garantizar su integridad. En la Figura 11 se representa un esquema del aerogenerador.

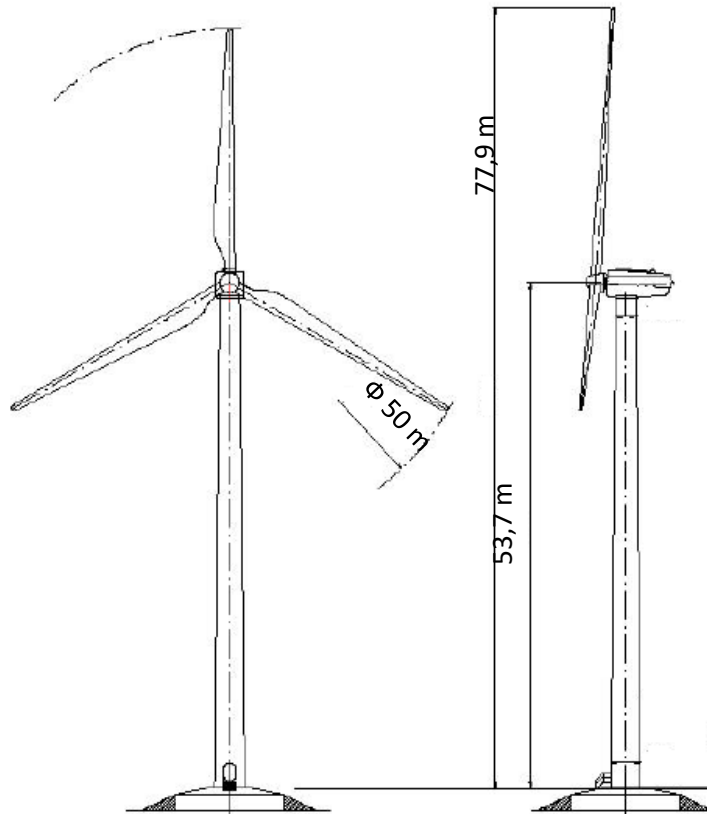


Figura 11: Esquema del aerogenerador. Fuente: Catálogo del fabricante.

En la Figura 12 se muestra la curva de potencia del aerogenerador en relación con la velocidad del viento. Se observa que a partir de velocidades superiores a 10 m/s la potencia del aerogenerador se mantiene estabilizada.

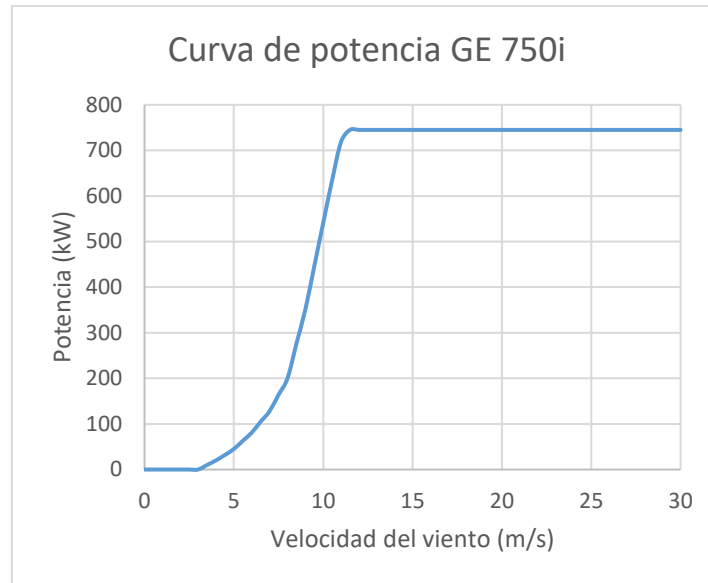


Figura 12: Curva de potencia del aerogenerador GE750i. Fuente: Catálogo del fabricante.

En función de la velocidad del viento que exista en el emplazamiento, éste se puede clasificar en clase I, II y III según la normativa EIC 61.400-1. Para obtener la clase del viento de la zona a una altura determinada se calcula la velocidad promedio del viento a la altura del buje. Un aerogenerador puede operar en un emplazamiento de clase menor a la suya, pero nunca en una de clase mayor. Por ejemplo, un modelo de la clase I puede ser instalado en un emplazamiento de clase I, II o III; mientras que un aerogenerador de clase III podrá emplearse solamente para emplazamientos de clase III, pero nunca para emplazamiento de clase I o II. Ante la compatibilidad de varios modelos de aerogeneradores, se seleccionará el de clase más baja (la clase con la menor velocidad media) ya que este alberga mayor área de barrido, y por ello una mayor producción de energía.

2.5. Producción energética en el parque

A partir de los datos de viento promedio establecidos anteriormente, se obtiene la energía anual producida por cada aerogenerador. Para ello, se realiza el producto de la probabilidad obtenida mediante la distribución de Weibull para cada valor de viento por las horas totales al año (8760 horas). Obteniendo el tiempo en el que se mantiene un determinado valor para cada velocidad de viento a lo largo del año. Posteriormente, este valor se multiplica por la potencia proporcionada por el aerogenerador para dicha velocidad, obtenida de la curva de potencia del aerogenerador, representado en la Figura 12.

Todos estos cálculos quedan reflejados en la ecuación 4, a partir de la cual se obtiene la energía unitaria anual producida para cada aerogenerador.

Energía generada (kWh)

$$= \text{Probabilidad del viento (\%)} \cdot 8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \cdot \text{Potencia máquina (kW)} \quad (4)$$

Asimismo, en la Tabla 8, se muestran los valores calculados de la energía producida bruta para el aerogenerador CA01.

Tabla 8: Cálculos energía producida bruta en función de la velocidad del viento promedio para el aerogenerador CA01. Fuente: Elaboración propia.

Velocidad promedio (m/s)	Probabilidad (%)	Energía generada (kWh)
0	0,0000	0,000
0,5	0,0366	0,000
1	0,0444	0,000
1,5	0,0484	0,000
2	0,0505	0,000
2,5	0,0512	0,000
3	0,0510	0,000
3,5	0,0501	4.387,168
4	0,0487	8.529,357
4,5	0,0469	13.152,440
5	0,0449	17.697,192
5,5	0,0427	23.559,809
6	0,0404	28.647,885
6,5	0,0380	34.951,874
7	0,0356	39.927,330
7,5	0,0332	47.748,380
8	0,0309	54.152,131
8,5	0,0286	69.262,828
9	0,0265	81.384,122
9,5	0,0244	95.264,636
10	0,0224	106.159,033
10,5	0,0205	114.172,418
11	0,0188	118.159,270
11,5	0,0171	111.640,694
12	0,0156	101.571,672
12,5	0,0141	922.12,028
13	0,0128	835.42,147
13,5	0,0116	755.37,311
14	0,0104	681.69,011
14,5	0,0094	614.06,052
15	0,0085	552.15,484

Velocidad promedio (m/s)	Probabilidad (%)	Energía generada (kWh)
15,5	0,0076	49.563,379
16	0,0068	44.415,463
16,5	0,0061	39.737,643
17	0,0054	35.496,419
17,5	0,0049	31.659,211
18	0,0043	28.194,616
18,5	0,0038	25.072,587
19	0,0034	22.264,574
19,5	0,0030	19.743,602
20	0,0027	17.484,325
20,5	0,0024	15.463,035
21	0,0021	13.657,661
21,5	0,0018	12.047,731
22	0,0016	10.614,330
22,5	0,0014	9.340,044
23	0,0013	8.208,886
23,5	0,0011	7.206,230
24	0,0010	6.318,730
24,5	0,0008	5.534,240
25	0,0007	4.841,735
25,5	0,0006	4.231,234
26	0,0006	3.693,718
26,5	0,0005	3.221,058
27	0,0004	2.805,941
27,5	0,0004	2.441,803
28	0,0003	2.122,762
28,5	0,0003	1.843,559
29	0,0002	1.599,499
29,5	0,0002	1.386,399
30	0,0002	1.200,536
Total parque		1.937.861,223

Este mismo cálculo se realiza para cada uno de los 17 aerogeneradores del parque eólico y se obtiene **una producción bruta de energía de 35,27 GWh/año**. Este dato es el que refleja el estado real del campo y consecuentemente es el que será utilizado para comparar las diferentes alternativas del estudio de repotenciación. En la Figura 13 se muestra la comparativa de cada aerogenerador en la disposición actual de generación.

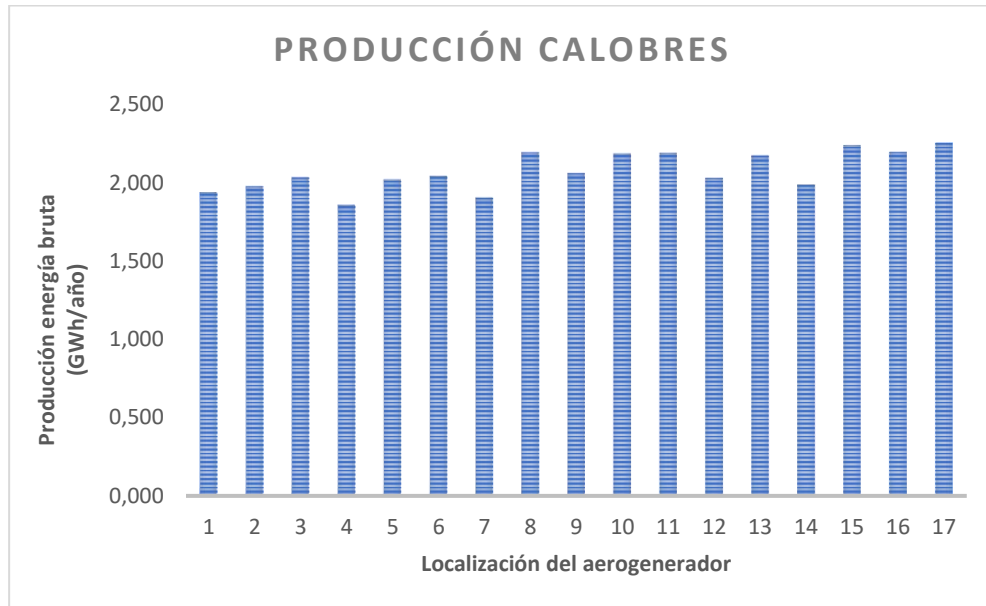


Figura 13: Producción bruta actual PE Les Calobres. Fuente: Elaboración propia.

Se puede apreciar la existencia de siete puntos de mayor generación, los cuales superan los 2 GWh/año, mientras que los otros diez aerogeneradores no llegan a valores tan elevados de producción. La producción de los aerogeneradores permite observar la ligera tendencia alcista de generación de las localizaciones ubicadas más a la derecha.

Número de horas equivalentes y factor de carga

Tras los cálculos energéticos, se obtiene el número de horas equivalentes del parque, es decir, la cantidad de horas anuales en que se encuentran activos los aerogeneradores, produciendo energía. Se realizará una estimación del aprovechamiento del recurso eólico mediante la ecuación 5.

$$NHE = \frac{EE}{P_N} \quad (5)$$

Siendo:

- NHE : número de horas equivalentes anuales del parque, expresadas en horas.
- EE : energía total producida por el parque, expresada en GWh.
- P_N : potencia total instalada en el parque, expresada en GW.

Realizando la operación anterior con los 35,27 GWh y los 0,01275 GW (la suma de los 17 aerogeneradores de 750 KW) se obtienen **2.766,18 horas anuales equivalentes**. Dividiendo este valor por el número de horas totales de producción disponible se obtiene el factor de carga, que muestra el aprovechamiento del recurso eólico existente, tal como se refleja en la Ecuación 6.

$$f_c = \frac{NHE}{8760} \quad (6)$$

El valor del **factor de carga** obtenido para el parque instalado **es de 0,316**. Este valor servirá de referencia para las posteriores verificaciones. A continuación, se detallan en la Tabla 9 el número de horas equivalentes y los factores de carga para cada una de las unidades productoras del parque.

Tabla 9: Resumen producción, NHE y Fc del parque. Fuente: Elaboración propia

Aerogenerador	Producción bruta (GWh/año)	NHE	fc
CA01	1,938	2.583,81	0,295
CA02	1,976	2.634,49	0,301
CA03	2,033	2.710,65	0,309
CA04	1,858	2.477,34	0,283
CA05	2,019	2.692,08	0,307
CA06	2,041	2.721,08	0,311
CA07	1,904	2.538,93	0,290
CA08	2,193	2.924,47	0,334
CA09	2,060	2.747,01	0,314
CA10	2,184	2.912,05	0,332
CA11	2,188	2.917,83	0,333
CA12	2,030	2.706,17	0,309
CA13	2,172	2.896,31	0,331
CA14	1,986	2.648,27	0,302
CA15	2,237	2.983,22	0,341
CA16	2,194	2.925,85	0,334
CA17	2,254	3.005,55	0,343
Total	35,27	2.766,18	0,316

Pérdidas por efecto parque

El viento, al atravesar el aerogenerador seguirá su dirección, pero de forma turbulenta y ralentizada si se compara con el viento que llega inicialmente. En la mayoría de los parques eólicos, para evitar dicha turbulencia a sotavento del aerogenerador, se separan los aerogeneradores una distancia mínima equivalente a 2,5-3 veces el diámetro del rotor. En las direcciones dominantes del viento esta separación es algo mayor, entre 5 a 9 veces el diámetro (Departamento de Territorio y sostenibilidad de Cataluña, 2020). Por tanto, lo ideal es poder

separar los aerogeneradores lo máximo posible en la dirección del viento, pero el coste del terreno y de las conexiones a red serían excesivamente elevadas. Este flujo turbulento del aire afecta directamente a la calidad del viento y a la producción energética del parque. Este efecto es parecido al efecto colina que se da por la orografía de la zona. En dicho caso, se evitará instalar aerogeneradores a una distancia inferior a 7 o 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento (Windpower, 2020). Como el parque objeto de estudio es lineal, no se tendrán en cuenta los efectos de la turbulencia en la dirección del viento, pero sí en la dirección perpendicular.

Siguiendo las anteriores pautas para la separación establecida entre aerogeneradores por la comunidad autónoma, se aseguran unas pérdidas en la producción eléctrica por efecto parque en torno al 5%, aun encontrándose la mayoría de los aerogeneradores a distancias superiores a los 3 diámetros unos de otros.

Pérdidas por disponibilidad

Debido al uso discontinuo de las instalaciones por razones de averías o labores de mantenimiento del parque se estiman unas pérdidas igual al 10%.

Pérdidas eléctricas

Las pérdidas eléctricas se producen por las caídas de tensión en las líneas de interconexión. Estas pérdidas no se valorarán en este apartado y será objeto de estudio en el apartado 3.3 del trabajo.

Otras pérdidas

Tenidas en cuenta alteraciones en la producción provocadas tanto por fenómenos meteorológicos como por incidencias en el parque, se toman unas pérdidas por contingencias del 10%.

Teniendo en cuenta las pérdidas comentadas anteriormente (estimadas del 25%), se obtiene una producción neta de energía anual del parque de **26,45 GWh, con 2.074,64 horas equivalentes y un factor de carga de 0,237.**

Obsolescencia

Otro tipo de pérdida a tener en cuenta es la obsolescencia de los aerogeneradores, éstos envejecen durante su vida útil de funcionamiento y no siempre producen con el rendimiento óptimo con el que fueron instalados. Por ello, habrá de tenerse en cuenta la obsolescencia de la tecnología de los aerogeneradores. Según diversos estudios y referencias encontradas, se han encontrado evidencias de la degradación de la producción respecto a la vida de los aerogeneradores. La producción de energía a lo largo de su vida disminuye anualmente un 1,57 % (Iain Staffell, 2013) [3], para este trabajo se toma aproximadamente un 2 % de disminución anual de generación. Para la producción anual final se recurre a la ecuación 7.

$$Energía\ producida_{final} = \frac{Energía\ producida_{año\ 1}}{1,02^{n^o\ años\ transcurridos\ desde\ instalación}} \quad (7)$$

Tabla 10: Producción neta de la alternativa 0 teniendo en cuenta la obsolescencia de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

Vida proyecto	Producción	NHE	fc
AÑO 1	26,45	2074,51	0,237
AÑO 2	25,93	2033,83	0,232
AÑO 3	25,42	1993,95	0,228
AÑO 4	24,92	1954,86	0,223
AÑO 5	24,44	1916,53	0,219
AÑO 6	23,96	1878,95	0,214
AÑO 7	23,49	1842,11	0,210
AÑO 8	23,03	1805,99	0,206
AÑO 9	22,57	1770,57	0,202
AÑO 10	22,13	1735,86	0,198
AÑO 11	21,70	1701,82	0,194
AÑO 12	21,27	1668,45	0,190
AÑO 13	20,86	1635,74	0,187
AÑO 14	20,45	1603,66	0,183
AÑO 15	20,05	1572,22	0,179
AÑO 16	19,65	1541,39	0,176
AÑO 17	19,27	1511,17	0,173
AÑO 18	18,89	1481,54	0,169
AÑO 19	18,52	1452,49	0,166
AÑO 20	18,16	1424,01	0,163

Con el objetivo de estimar la producción actual del parque instalado en el año 1999, la Tabla 10 muestra la energía neta final obtenida al cabo de los 20 años de vida del parque. Obteniendo finalmente una producción actual de 18,16 GWh al año.

Tabla 11: Resumen producción, NHE y fc de la alternativa 0. Fuente: Elaboración propia.

Producción bruta (GWh/año)		NHE	fc
Total bruta	35,27	2.766,18	0,316
Total neta	26,45	2.074,64	0,237
Final neta	18,16	1424,10	0,163

Al tener en cuenta la obsolescencia de los aerogeneradores actuales los valores de producción del parque para el año 2020 son de **18,16 GWh, con 1.424,10 horas equivalentes y un factor de carga de 0,163**. Según el estudio técnico del recurso eólico en España por el IDAE el rango de horas equivalentes netas promedio para los parques eólicos de Cataluña al año oscila actualmente entre las 2.250 y las 2.450 horas (IDAE, atlas eólico, pág. 105, 2020). [4]

Por otro lado, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) las horas de funcionamiento anuales deben estar por encima de las 2300 para instalaciones repotenciadas en los próximos años (Tabla D.3., PNIEC) [8]. De tal forma, para ambas referencias queda justificada la obsolescencia de los aerogeneradores y la necesidad de una repotenciación del parque actual.

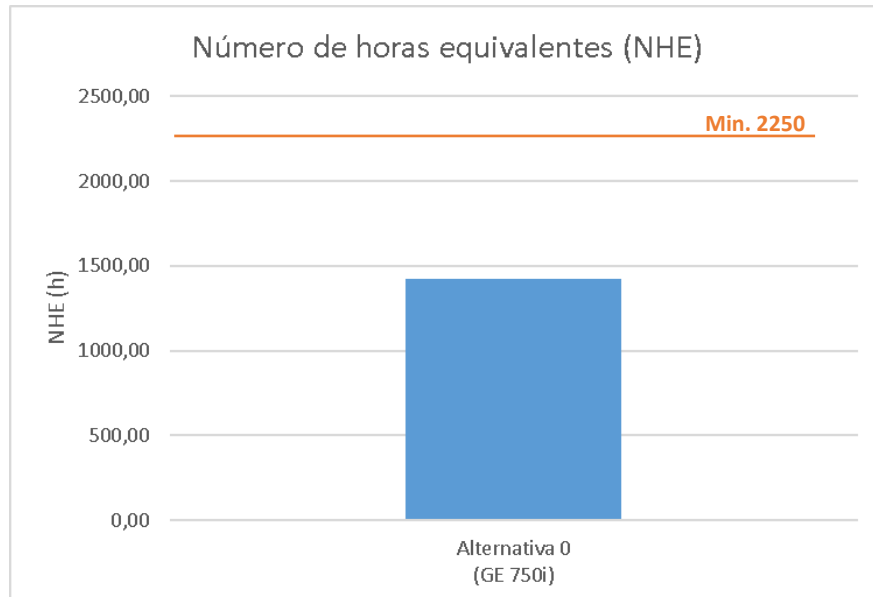


Figura 14: Comparación del número de horas equivalentes. Fuente: Elaboración propia.

Para poder comparar los resultados de las posteriores alternativas, y a efectos de cálculo, se considera una producción promedio para la vida del parque. Ésta se toma para el año 10 de la instalación en los cálculos energéticos para así tener en cuenta el término de obsolescencia.

Clase de viento

Asimismo, tal como se ha definido anteriormente, los aerogeneradores de clase I dispondrán de menor diámetro de rotor y por ello, menor producción de energía, mientras que soportarán mejor los esfuerzos provocados por la fuerza del viento. Por el contrario, los aerogeneradores de clase III poseen mayor diámetro de rotor y, por tanto, producen mayor cantidad de energía, aunque soportan peor los esfuerzos (Inocua, 2020). Los fabricantes suelen decantarse por la clase de viento mayor ante discrepancias entre dos clases, ya que ellos mismos son los que mejor conocen los aerogeneradores y lo que son capaces de generar.

Tabla 12: Clase de viento. Fuente: unam, pág. 3, 2020.

Velocidad promedio (m/s)	Clase
$8,5 \leq V_{pro} \leq 10$	I
$7,5 \leq V_{pro} \leq 8,5$	II
$6 \leq V_{pro} \leq 7,5$	III
$V_{pro} \leq 6$	IV
Valores deben ser especificados por el diseñador	S

Para la localización del parque eólico Les Calobres se ha obtenido una velocidad promedio de 6,99 m/s para la altura de buje de los aerogeneradores actuales, por tanto, el viento en esta localización se estima de clase III para esta altura de 50 m. Para la altura de los nuevos aerogeneradores seleccionados en el apartado 3, que será aproximadamente de 80 m, se recurre al concepto de la curva del perfil de vientos (apartado 2.3) aplicados a los valores de la Tabla 7 para obtenerlas a esta altura. Se obtiene una velocidad promedio de 7,67 m/s para esta altura, siendo por tanto de **clase II** para esta situación de repotenciación.

Tabla 13: Velocidades de viento promedio a 80 m y su orden de localizaciones. Fuente Elaboración propia.

Localización	v med (m/s)	Orden	v med (m/s)	Localización
CA 1	7,30	1º	8,18	CA 17
CA 2	7,40	2º	8,13	CA 15
CA 3	7,54	3º	8,01	CA 16
CA 4	7,15	4º	7,98	CA 11
CA 5	7,50	5º	7,98	CA 8
CA 6	7,58	6º	7,96	CA 10
CA 7	7,22	7º	7,92	CA 13
CA 8	7,98	8º	7,62	CA 9
CA 9	7,62	9º	7,58	CA 6
CA 10	7,96	10º	7,54	CA 12
CA 11	7,98	11º	7,54	CA 3
CA 12	7,54	12º	7,50	CA 5
CA 13	7,92	13º	7,43	CA 14
CA 14	7,43	14º	7,40	CA 2
CA 15	8,13	15º	7,30	CA 1
CA 16	8,01	16º	7,22	CA 7
CA 17	8,18	17º	7,15	CA 4
Promedio	7,67			

Al ajustarse los valores de velocidad para la nueva altura de 80 m, se conserva el orden que se estableció para los valores a 50 m. Siguiendo para la repotenciación el orden descendente de localizaciones que se aprecia en la Tabla 13.

3. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR Y ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS

Para el estudio de reforma y repotenciación del parque, los nuevos aerogeneradores deben tener, al menos, la misma potencia unitaria que los ya instalados. Para llevar a cabo la repotenciación, se mantendrán las posiciones de los aerogeneradores actuales. Sin embargo, habrá que modificar la obra civil existente al tratarse de aerogeneradores de mayor tamaño. Se proponen en este apartado varios modelos de aerogeneradores que reúnen características adecuadas para cualquier proyecto.

3.1. Elección del nuevo aerogenerador

Como ya se ha estudiado en el capítulo anterior, según el emplazamiento de cada parque se deben tener en cuenta diferentes parámetros y condiciones para la elección del aerogenerador más adecuado. La comparación para en esta localización debe basarse en los siguientes criterios:

- Criterios medioambientales: Obra civil, altura del buje, diámetro del rotor y las características de las palas.
- Clase de viento de la zona, influye directamente en el diseño del aerogenerador.
- Criterios socioeconómicos.

Los aerogeneradores valorados para el estudio de repotenciación son los siguientes:

Tabla 14: Modelos aerogeneradores valorados. Fuente: Catalogo de los fabricantes.

Fabricante	Modelo	Potencia Unitaria (kW)	Diámetro rotor (m)	Altura buje (m)	Clase viento (IEC)
Acciona Windpower	AW140/3000 [©]	3.000	140	82/105	S
Gamesa	G126 [©]	2.500	126	102	IIIA
Gamesa	G97 [©]	2.000	97	78/90/104	IIIA
General Electric	GE4.0-137-50Hz [©]	4.000	137	81,5	S (STW)
General Electric	GEWE 1.5s [©]	1.500	70,5	64,7/80	WZ II / III
Vestas	V110 [©]	2.000	110	95/125	IIIA

A priori, el objetivo de la repotenciación es que se realice con el menor impacto medioambiental posible. Por esta razón, descartaremos los aerogeneradores de mayor altura ya que éstos contarán con más impedimentos por parte de la administración correspondiente, ya que suponen mayores peligros para las aves y el medio. Los modelos estudiados deberían disponer aproximadamente de

la misma altura de buje. El impacto de la altura de los aerogeneradores se analiza detalladamente en el capítulo 5 de esta memoria. Por esta causa, se desechan los modelos G126© y V110©.

De acuerdo con las condiciones de viento de la zona, siendo de clase II, se elimina el modelo G97 por ser de clase III. Finalmente, los modelos restantes atienden favorablemente al resto de criterios. Los aerogeneradores definitivos propuestos para el estudio de repotenciación son:

Tabla 15: Modelos aerogeneradores propuestos. Fuente: Catalogo de los fabricantes.

Fabricante	Modelo	Potencia Unitaria (kW)	Diámetro rotor (m)	Altura buje (m)	Clase viento (IEC)
Acciona Windpower	AW140/3000©	3.000	140	82/105	S
General Electric	GE4.0-137-50Hz©	4.000	137	81,5	S (STW)
General Electric	GEWE 1.5s©	1.500	70,5	64,7/80	WZ II / III

Por tanto, el estudio de repotenciación y las alternativas a considerar se llevarán a cabo con la instalación de los modelos de aerogeneradores de la Tabla 15, los cuales cumplen con las premisas y limitaciones que se han tenido en cuenta para la ejecución del trabajo. Asimismo, los aspectos económicos de los aerogeneradores se valorarán en el capítulo 4 de la presente memoria.

3.2. Configuración y estudio de las alternativas

En el trabajo se ha analizado el recurso eólico existente del parque, para ello se han caracterizado y seleccionado las localizaciones con un mayor potencial eólico, para escoger los modelos más adecuados y que se consideran de mayor interés para la repotenciación. Así, se proponen y analizan varias alternativas para la instalación de los nuevos aerogeneradores. Como la repotenciación supone el desmantelamiento del actual del parque y la construcción de uno nuevo, se tratará de mantener las localizaciones de los actuales aerogeneradores para respetar el relieve local y facilitar los trámites ambientales requeridos para el proyecto.

A partir del estudio realizado en el cálculo del recurso eólico y los datos de viento a la nueva altura de buje (capítulo 2), las localizaciones de los datos se ordenarán de mayor a menor valor del recurso eólico. El objetivo es deducir en qué localizaciones se deben disponer los nuevos aerogeneradores para obtener un aprovechamiento óptimo de la zona geográfica del parque.

Tal como se mostró en la Figura 3 la disposición inicial de los aerogeneradores del parque eólico Les Calobres y la velocidad promedio de sus localizaciones es la que se muestra en la Figura 15:

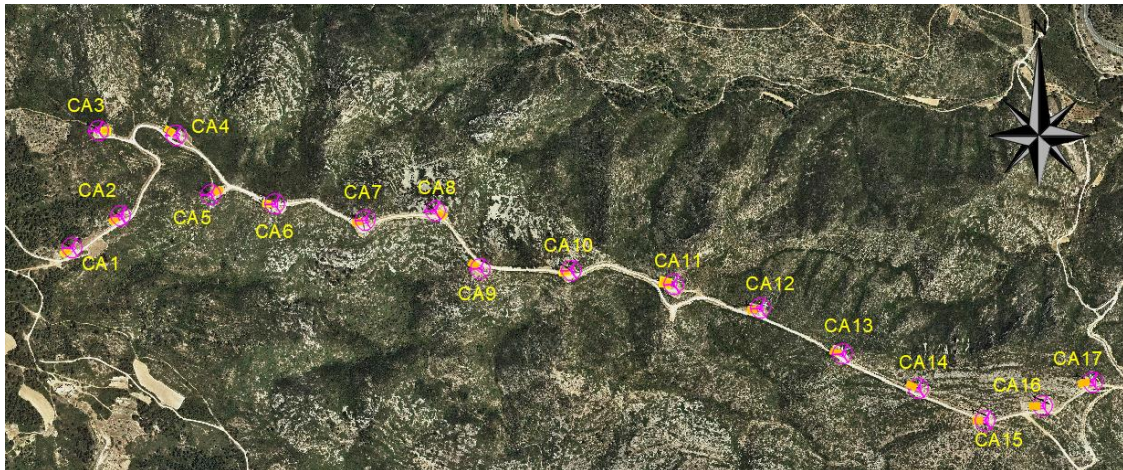


Figura 15: Ortofoto del parque eólico. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

En el cálculo, se han modificado los valores de la distribución de Weibull inicial. El factor de escala, c , se ha calculado con los valores de velocidad de la Tabla 13; y el factor de escala, k , se ha corregido para la nueva altura de 80 metros. Teniendo en consideración lo anterior, se podrá estimar la producción para los nuevos modelos escogidos.

A partir de la ordenación que se dispone en la Tabla 16, se irán disponiendo los nuevos aerogeneradores en el plano local, teniendo en cuenta las restricciones de separación mínima entre aerogeneradores (apartado 2.5).

Tabla 16: Ordenación de las localizaciones según el viento existente a 80 m de altura.
Fuente: Elaboración propia.

Orden	Localización	Viento promedio (m/s)
1º	CA-17	8,18
2º	CA-15	8,13
3º	CA-16	8,01
4º	CA-11	7,98
5º	CA-8	7,97
6º	CA-10	7,97
7º	CA-13	7,92
8º	CA-9	7,62
9º	CA-6	7,57
10º	CA-3	7,54
11º	CA-12	7,54
12º	CA-5	7,50
13º	CA-14	7,43
14º	CA-2	7,42
15º	CA-1	7,30
16º	CA-7	7,22
17º	CA-4	7,15

Las restricciones para configurar el parque eólico son las referidas a la disposición de los aerogeneradores, es decir, a la distancia de separación entre ellos y con los demás elementos del medio. En este trabajo se respetan las distancias de 2,5 a 3 veces el diámetro de las palas en la dirección perpendicular al viento, por criterios medioambientales de la comunidad en la que se encuentra el parque (Departamento de Territorio y sostenibilidad de Cataluña, 2020). Además, se mantendrán en las localizaciones de los aerogeneradores actuales, con el fin de evitar nuevos desbroces o movimientos de tierras. Además, de impedimentos administrativos, estos supondrían efectos perjudiciales para el medio que se podrían evitar. Destaca el hecho de que las obras civiles actuales deben ser demolidas y reemplazadas por las nuevas, cuyos modelos requieren de mayor cimentación al ser de dimensiones mayores.

Las tres alternativas seleccionadas respetan la potencia máxima actual existente. Por la configuración del número de aerogeneradores y su potencia unitaria, la potencia nominal máxima del parque será de 12 MW en todos los casos.

Estudio de la alternativa I, modelo GE 1.5 s ©

La primera alternativa es instala el aerogenerador GEWE1.5s ©, de la empresa General Electric, de menor potencia unitaria, el de 1500 kW. Así, se deciden instalar 8 unidades de este modelo para obtener los 12 MW del parque. Para disponer estos aerogeneradores se establece una separación mínima entre ellos de 212 m (tres veces el diámetro del rotor, 3x70,5 m). El radio de ocupación se encuentra representado en verde en las siguientes figuras.

A continuación, se muestra la disposición de nuevos modelos en las ubicaciones actuales y cómo se superponen al resto de localizaciones. Esta nueva disposición prioriza el hecho de cubrir primero las ubicaciones con mayor velocidad promedio de viento respetando dicha separación.

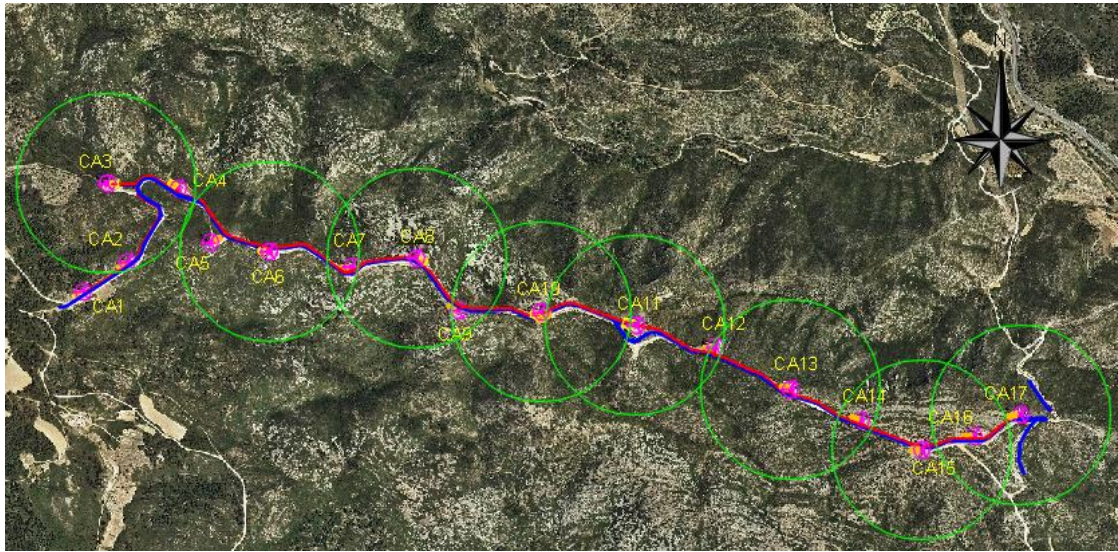


Figura 16: Superposición alternativa I. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

Finalmente, se ha obtenido el plano con la disposición definitiva de los modelos, respetando la separación citada anteriormente. Los nuevos modelos se instalarán en las ubicaciones CA3, CA6, CA8, CA10, CA11, CA13, CA15 y CA17 (Figura 17).

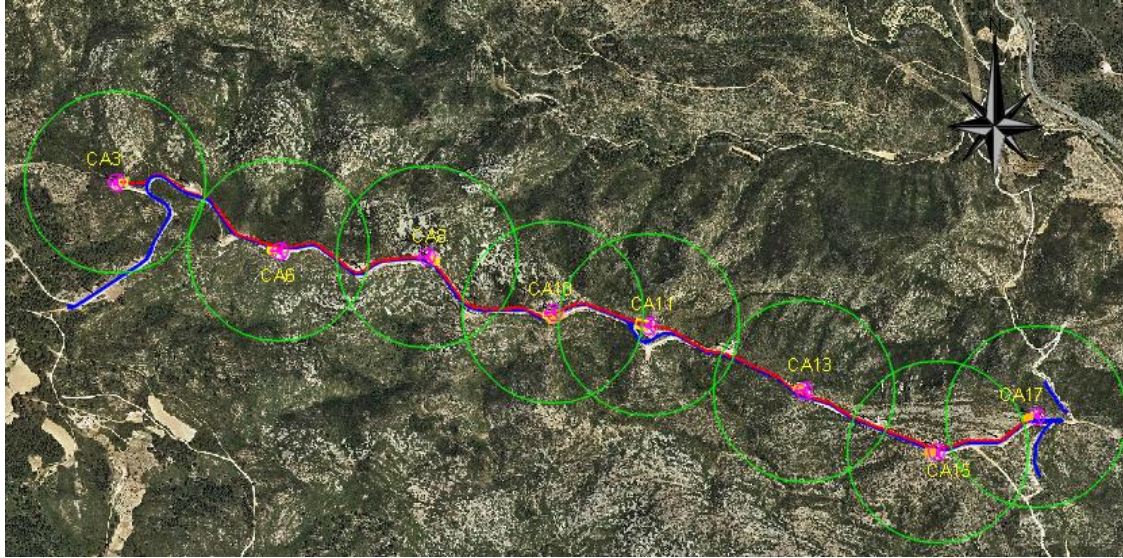


Figura 17: Alternativa I. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

En la Tabla 17 se muestran las coordenadas de las disposiciones elegidas para esta alternativa.

Tabla 17: Localizaciones de la alternativa I. Fuente: SIGPAC.

Coordenadas UTM (ETRS-89 HUSO 31)	X	Y
CA03	302.384	4.528.599
CA06	302.762	4.528.440
CA08	303.105	4.528.426
CA10	303.396	4.528.298
CA11	303.616	4.528.268
CA13	303.977	4.528.119
CA15	304.283	4.527.976
CA17	304.512	4.528.058

A continuación, se calcula la producción de los aerogeneradores como se realizó en el apartado 2, utilizando los datos eólicos de cada una de las localizaciones.

Tabla 18: Producción bruta de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Localización AE	V pro (m/s)	E (GWh/año)	NHE	fc
CA 3	7,56	4,996	3.330,63	0,380
CA 6	7,57	5,030	3.353,13	0,383
CA 8	7,97	5,435	3.623,41	0,414
CA 10	7,97	5,420	3.613,28	0,412
CA 11	7,98	5,425	3.616,72	0,413
CA 13	7,92	5,371	3.580,61	0,409
CA 15	8,13	5,557	3.704,61	0,423
CA 17	8,18	5,602	3.734,35	0,426
TOTAL PARQUE	-	42,835	3.569,59	0,407

Para esta alternativa se reduce casi a la mitad el número de aerogeneradores del parque y se obtiene una producción bruta de 42,83 GWh/año, con 3.569,59 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,407. Para obtener la producción neta de esta alternativa, se estiman las mismas pérdidas descritas en el apartado 2.5. La producción de energía neta final de la alternativa I es de 26,88 GWh/año, 2.240,133 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,256.

Respecto a los valores de la situación actual o alternativa 0, se observa que se obtienen 5 GWh adicionales, lo que supone solo una producción ligeramente mayor, si bien es necesario destacar que se ha reducido el número de aerogeneradores de 17 a 8 unidades. Por ello, se obtendrá un mejor aprovechamiento del recurso eólico con un menor número de aerogeneradores y, por tanto, un mayor ahorro de los costes asociados al mantenimiento de estos.

Estudio de la alternativa II, modelo AW 3000 ©

La segunda alternativa es instalar el modelo WindPower© de 3.000 kW de potencia unitaria de la empresa comercializadora Acciona. Se deciden instalar 4 unidades de este modelo para obtener los 12 MW del parque. Para disponer estos aerogeneradores se establece una separación mínima entre ellos de 420 m (3x140 m), se representa el radio de ocupación en color verde en la Figura 17. Se muestra la disposición de nuevos modelos y, a su vez, se pueden observar las ubicaciones que no cumplen con la separación mínima establecida previamente.

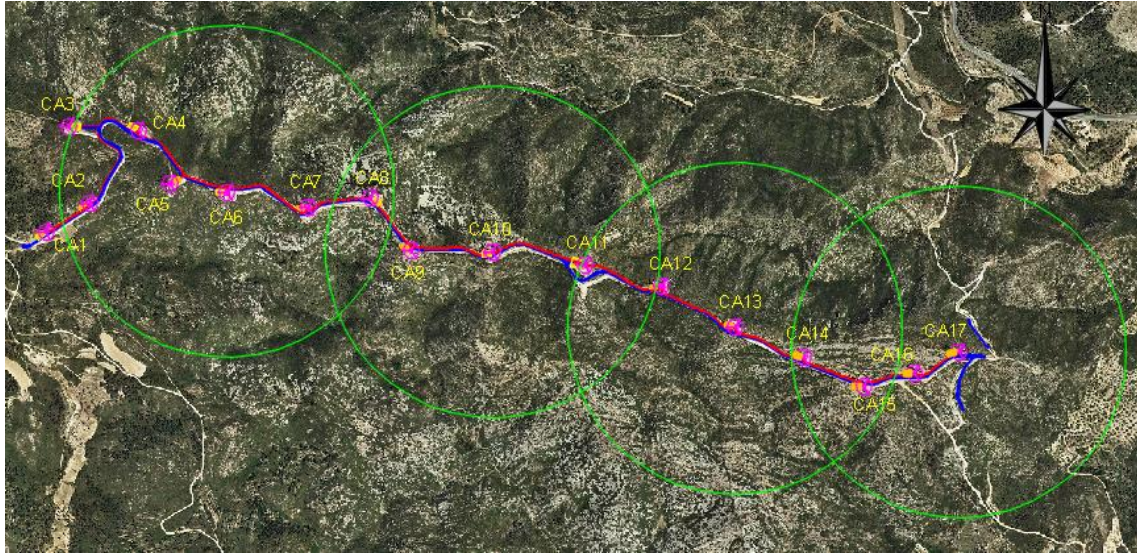


Figura 18: Superposición alternativa II. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

Finalmente, la disposición definitiva de los nuevos modelos en esta alternativa es la de las localizaciones CA6, CA10, CA13 y CA17 (Figura 19).

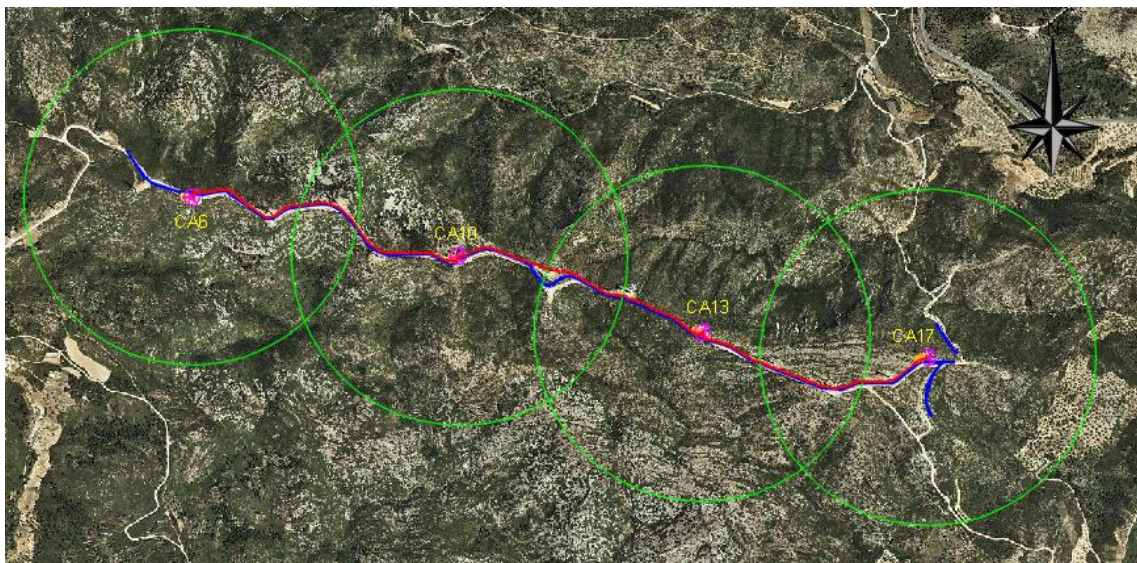


Figura 19. Alternativa II. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

Se muestran las coordenadas UTM de las disposiciones elegidas para esta segunda alternativa.

Tabla 19: Localizaciones de la alternativa II. Fuente: SIGPAC.

Coordenadas UTM (ETRS-89 HUSO 31)	X	Y
CA06	302.762	4.528.440
CA10	303.396	4.528.298
CA13	303.977	4.528.119
CA17	304.512	4.528.058

La generación bruta de cada aerogenerador es la que se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20: Producción bruta de la alternativa II. Fuente: Elaboración propia.

Localización AE	V pro (m/s)	E (GWh/año)	NHE	fc
CA 6	7,57	14,082	4.694,15	0,536
CA 10	7,97	14,768	4.922,83	0,562
CA 13	7,92	14,649	4.882,90	0,557
CA 17	8,18	15,047	5.015,51	0,573
TOTAL PARQUE	-	58,546	4.878,85	0,557

Se reducen a cuatro el número de aerogeneradores del parque y se obtiene una producción bruta de 58,55 GWh/año, con 4.878,85 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,557. Teniendo en cuenta las pérdidas a lo largo de la vida útil del parque, la producción de energía neta de la alternativa II es de 36,74 GWh/año, 3.061,83 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,350.

Respecto a la alternativa 0, los resultados obtenidos son mucho mejores ya que manteniendo la potencia del parque se obtiene una energía producida mayor y un mejor aprovechamiento del recurso eólico de la zona, a pesar de que se reduzcan los aerogeneradores a cuatro unidades. Es decir, con solo cuatro unidades generadoras, se obtiene casi 15 GWh más de producción anual.

Estudio de la alternativa III, modelo GE 4.0 ©

En esta última alternativa se instalará el modelo de aerogenerador modelo GE 4.0 © de la empresa comercial General Electric de 4.000 kW de potencia unitaria. Se deciden instalar 3 unidades de este modelo para obtener los 12 MW instalados. La separación entre ellos es de 411 m (3x137 m), lo que impide que se puedan instalar otros aerogeneradores dentro de los círculos verdes de la Figura 19. La limitación entre distancias mínimas limita la mayoría de las ubicaciones, disponiendo las tres que se muestran en la ilustración.

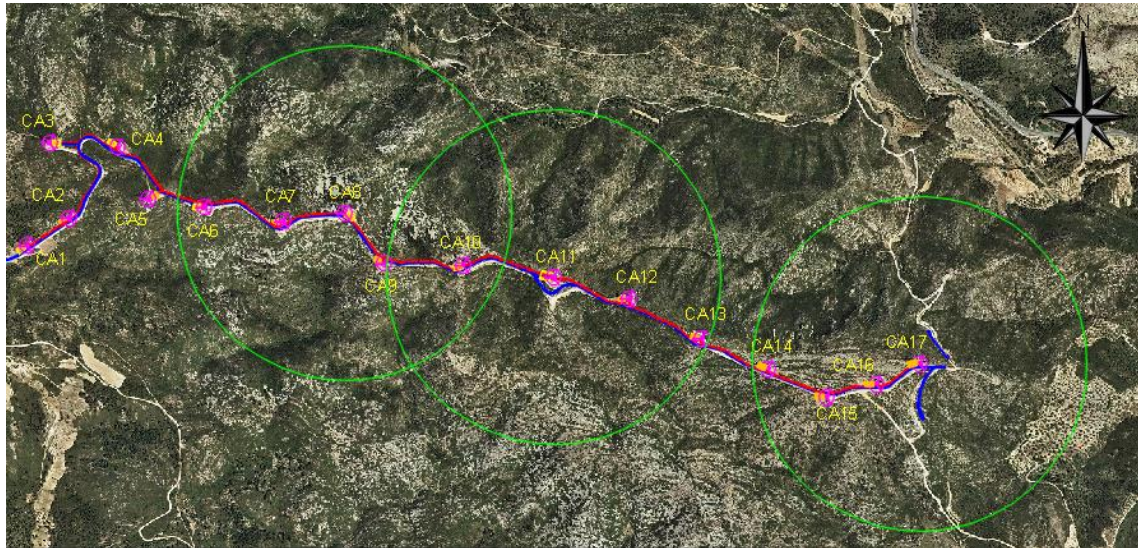


Figura 20: Superposición alternativa III. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

Los modelos de esta potencia se instalarán en las ubicaciones de los CA8, CA11 y CA17 (Figura 21).

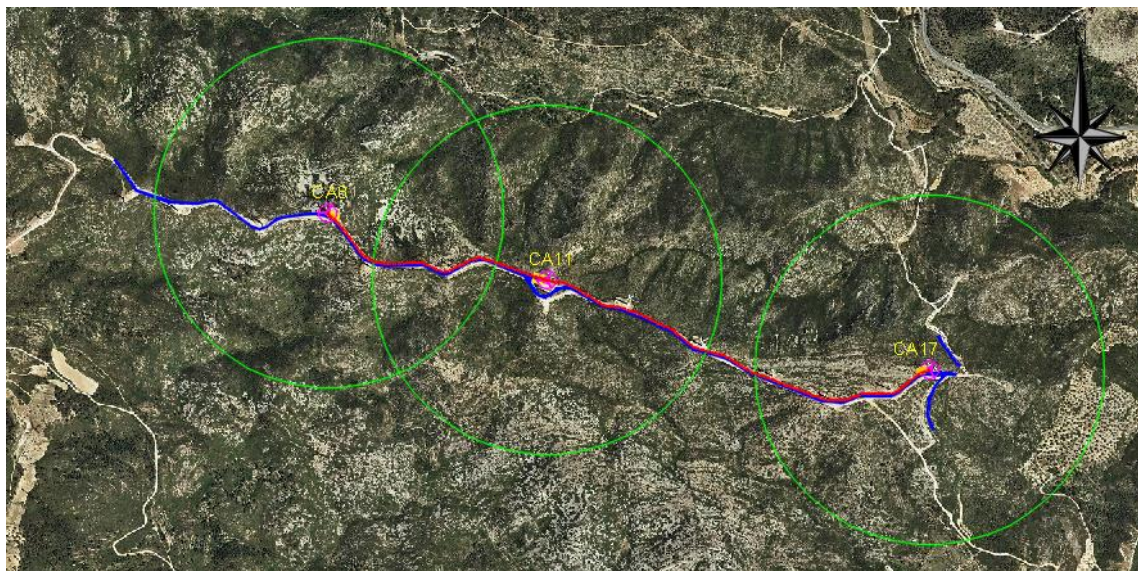


Figura 21: Alternativa III. Fuente: Elaboración propia. Escala: 1:20 000.

En la Tabla 22 se aprecian las coordenadas UTM de las localizaciones seleccionadas para esta alternativa.

Tabla 21: Localizaciones de la alternativa III. Fuente: SIGPAC.

Coordenadas UTM (ETRS-89 HUSO 31)	X	Y
CA08	303.105	4.528.426
CA11	303.616	4.528.268
CA17	304.512	4.528.058

Siendo la producción bruta de cada uno de ellos la que se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22: Producción bruta de la alternativa III. Fuente: Elaboración propia.

Localización AE	V pro (m/s)	E (GWh/año)	NHE	fc
CA08	7,97	17,234	4.308,60	0,492
CA11	7,98	17,209	4.302,24	0,491
CA17	8,18	17,727	4.431,73	0,506
TOTAL PARQUE	-	52,170	4.347,52	0,496

Se reduce a tres el número de aerogeneradores del parque y se obtiene una producción bruta de 52,17 GWh/año, 4.347,52 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,496. Obteniendo una producción de energía neta final para la alternativa III de 32,74 GWh/año, 2.728,38 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,311.

Respecto a la alternativa 0, los resultados obtenidos de producción son de 10,6 GWh mayores, pero unos 4 GWh menores respecto a la de la alternativa II, quedando la producción de esta alternativa III como alternativa intermedia entre las otras dos estudiadas.

Resumen de las alternativas

Para una mejor comprensión de los resultados obtenidos, se ha elaborado un resumen en la Tabla 23 donde se muestran las diferentes alternativas planteadas y sus producciones brutas para el primer año de generación.

Tabla 23: Resumen de la producción bruta de las alternativas del primer año.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Producción (GWh/año)	NHE	fc
0, modelo GE 750i ©	35,27	2.766,18	0,316
I, modelo GE 1.5s ©	42,84	3.569,59	0,407
II, modelo AW 3000 ©	58,55	4.878,85	0,557
III, modelo GE 4.0 ©	52,17	4.347,52	0,496

Cada alternativa ha sido, previamente, analizada y comparada con el resto. Para determinar la alternativa óptima de repotenciación, deben tenerse en cuenta también aspectos económicos y financieros reflejados sobre la producción neta de la instalación. Por ello, se muestra en la Tabla 25 los valores netos para el primer año de producción obtenidos tras la consideración de un 25 % de pérdidas estimadas (apartado 2.5).

Tabla 24: Resumen de la producción neta de las alternativas del primer año.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Producción (GWh/año)	NHE	fc
0, modelo GE 750i ©	26,45	2.074,64	0,237
I, modelo GE 1.5s ©	32,13	2.677,19	0,306
II, modelo AW 3000 ©	43,91	3.659,14	0,418
III, modelo GE 4.0 ©	39,13	3.260,64	0,372

La producción de las anteriores tablas muestra la generación de energía para el primer año de instalación del parque, pero se ha de tener en cuenta un factor importante en la vida útil de estas máquinas, la obsolescencia de su tecnología. Según el apartado 2.5, donde se considera la disminución en un 2 % anual, se obtienen en la Tabla 25 con los valores promedio de producción neta final para las alternativas I, II y III (el valor promedio se toma para la mitad de tiempo de vida útil del aerogenerador). A la alternativa 0 se le ha aplicado la obsolescencia para la totalidad de su vida útil, por ello la producción de la alternativa 0 es la generada actualmente y con la que se podrá comparar el resto de las alternativas.

Tabla 25: Resumen de la producción neta de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Producción (GWh/año)	NHE	fc
0, modelo GE 750i © (2020)	18,16	1424,01	0,163
I, modelo GE 1.5s ©	26,88	2.240,16	0,256
II, modelo AW 3000 ©	36,74	3.061,80	0,350
III, modelo GE 4.0 ©	32,74	2.728,36	0,311

En la Figura 22 se muestra una mejor visualización de los valores de producción para las tres alternativas de repotenciación tras tener en cuenta todas las pérdidas de los aerogeneradores.

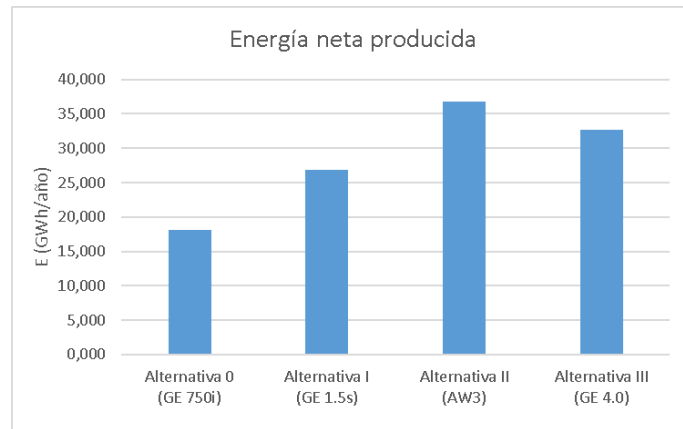


Figura 22: Comparación de la producción neta de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

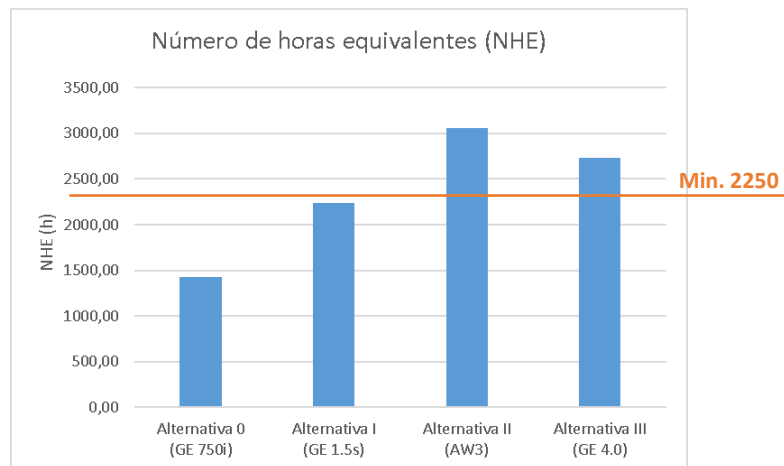


Figura 23: Comparación de las horas equivalentes de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

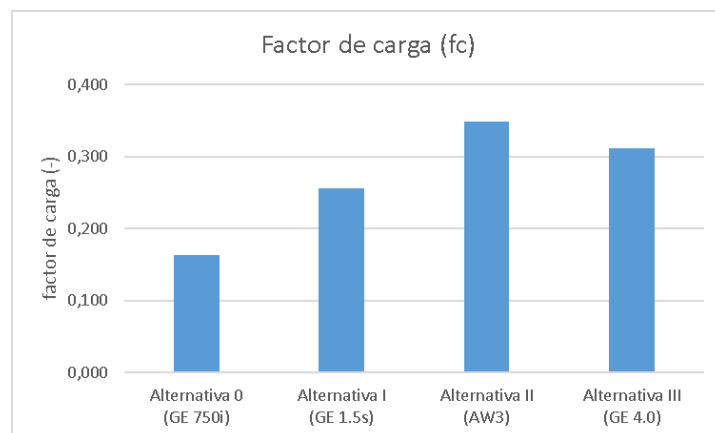


Figura 24: Comparación del factor de carga de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

3.3. Instalación eléctrica de las alternativas

Se procede a calcular en este apartado la infraestructura eléctrica de cada una de las alternativas del apartado anterior. Se conservará la subestación transformadora existente a la que evacúa el parque para aprovechar la infraestructura y abaratar costes. En una infraestructura eléctrica, el tendido que comunica los diferentes elementos debe calcularse y estar regulado para garantizar la seguridad completa de la instalación. En este caso, las líneas de media/alta tensión que unen las celdas de los aerogeneradores entre ellos y con la subestación se calcularán con arreglo a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT06: Líneas Subterráneas con Cables Aisladas, incluida en el RD223/2008 [5].

La longitud de los tramos que unen los aerogeneradores, y por los que circulará el cableado dentro de la zanja pertinente, se mide sobre el plano en planta de los aerogeneradores. Se aplica un incremento del 20 % para compensar la orografía y el desnivel del terreno. Con esta mayoración, la longitud medida se toma del lado de la seguridad. Los cables se instalarán aislados y enterrados directamente en zanja de 1 metro de profundidad.

Cálculo de intensidades nominales

La intensidad nominal de cada tramo de línea se calculará de la siguiente manera:

$$I_n(A) = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{P_n (kW)}{\sqrt{3} \cdot U_n (kV)} \quad (7)$$

Con el objetivo de simplificar los cálculos se utiliza un factor de potencia unitario. La tensión nominal para el transporte será de 20kV para todas las líneas. Se realizará para las alternativas una disposición en línea de todos los aerogeneradores, acumulándose así la potencia a transportar en la línea de interconexión. En Tabla 26 se recogen los cálculos realizados para las diferentes alternativas.

Tabla 26: Cálculo de las intensidades nominales de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Tramo	P_n (kW)	I_n (A)
I, GE 1.5s ©	CA3-CA6	1500	43,30
	CA6-CA8	3000	86,60
	CA8-CA10	4500	129,90
	CA10-CA11	6000	173,21
	CA11-CA13	7500	216,51
	CA13-CA15	9000	259,81
	CA15-CA17	10500	303,11
	CA17-ST	12000	346,41
II, AW 3000 ©	CA6-CA10	3000	86,60
	CA10-CA13	6000	173,21
	CA13-CA17	9000	259,81
	CA17-ST	12000	346,41
III, GE 4.0 ©	CA8-CA11	4000	115,47
	CA11-CA17	8000	230,94
	CA17-ST	12000	346,41

Niveles de aislamiento del cable utilizado

Según la regulación de la ITC-LAT06 [5], la red eléctrica que se diseña está clasificada como categoría A, en la cual los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en siempre antes de 1 minuto. Las características del cable de red se recogen en la Tabla 27.

Tabla 27: Tensión asignada recomendada para conductores trifásicos. Fuente: UNE 211436:2011.

Tensión nominal de la red, U_n (kV)	Tensión más elevada de la red, U_s (kV)	Categoría de la red	Tensión nominal del cable, U_o (kV)	Nivel de aislamiento a impulsos, U_p (kV)
20	24	A	12/20	125

3.3.1. Dimensionamiento de la sección del conductor

La sección del conductor se determina con arreglo a las tablas que facilita la ITC-LAT 06 [5]. Como la tensión asignada tiene un valor de 20 kV, se utilizará el catálogo de cables unipolares RH5Z1 con conductor de aluminio.

Dimensionado del conductor por criterio térmico

El dimensionado de la sección de los conductores por criterio térmico se lleva a cabo mediante el siguiente proceso:

- 1- Dividir la corriente nominal por los factores de corrección k. Siendo I_1 la corriente de diseño mayorada.

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (8)$$

- 2- Acceder a las tablas de intensidades admisibles con el nuevo valor de intensidad, I_1 , para elegir la sección del conductor correspondiente a I_T mayor o igual a I_1 . Cumpléndose posteriormente:

$$k \cdot I_T > I_n \quad (9)$$

La ITC-LAT 06 [5] permite obtener la sección del conductor a partir de las tablas de la intensidad máxima admisible para una instalación directamente enterrada con las siguientes características típicas:

- Temperatura del ambiente exterior: 20 °C
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 k·m/W
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Profundidad de soterramiento: Cables a 1 metro
- Agrupaciones: un circuito trifásico

Mediante las tablas que facilita la norma se obtienen los factores de corrección para la caracterización de la instalación según sus propiedades.

- **Factor de corrección de temperatura del terreno**

Dicho factor depende de la temperatura máxima que puede alcanzar el conductor, se obtiene en la Tabla 28.

Tabla 28: Temperatura máxima de cables aislados con aislamiento seco. Fuente: ITC-LAT 06

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70	160
	70	140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

La temperatura máxima admisible en el conductor para el aislante utilizado, en XLPE, es de 90 °C. Con el cual se obtiene un factor de corrección F_1 igual a 1,015 para una temperatura del terreno estimada de 23 °C.

Tabla 29: Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C.
Fuente: ITC-LAT 06

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

▪ **Factor de corrección de temperatura del terreno**

La resistividad del terreno se obtiene de los valores que proporciona la ITC-LAT 06 [5] en función de su naturaleza y humedad. Para el terreno de estudio, la resistividad tiene un valor distinto de las instalaciones típicas, siendo 2,5 k·m/W. Se obtiene un factor F_2 diferente para cada sección de cable.

Tabla 30: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 k·m/W. Fuente: ITC-LAT 06

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

El factor de corrección por distancia entre ternos (F_3) no depende del tipo de aislamiento, por lo tanto, este factor no varía y se considera que su valor es la unidad. Además, el factor de corrección por profundidad de enterramiento de cables (F_4) depende del tipo de instalación y de la sección de los conductores, por ello, no depende del tipo de aislamiento y por el mismo motivo se considera que su valor es la unidad.

Teniendo en cuenta las consideraciones de este apartado, se lleva a cabo el dimensionado de los tramos de las diferentes alternativas. La sección de cada tramo de la línea se obtendrá de la corriente de diseño (I_1) del conductor de XLPE que tenga que transportar, obteniendo la intensidad máxima admisible (I_T) de cada sección mediante la ecuación 9, tal como muestra la Tabla 31. Se comprueban así las intensidades máximas admisibles reales, I_T , para las condiciones de la instalación del conductor. Nótese en la Tabla 32 que las celdas sombreadas en amarillo dependen y están sujetas a la sección del conductor escogido tras el cálculo.

Tabla 31: Intensidades máximas admisibles (IT) en servicio permanente directamente enterrados. Fuente: ITC-LAT 06

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 32: Dimensionado de los tramos del parque eólico por criterio térmico. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Tramo	P_n (kW)	I_n (A)	F_1	F_2	F_3	F_4	F_T	I_1 (A)	I_T (A)	Sección (mm^2)	$F_T \cdot I_T$	$F_T \cdot I_T > I_n$
I, GE 1.5s ©	CA3-CA6	1500	43,30	1,02	0,81	1,00	1,00	0,822	52,67	100	25	82,22	SI
	CA6-CA8	3000	86,60	1,02	0,81	1,00	1,00	0,822	105,34	120	25	98,66	SI
	CA8-CA10	4500	129,90	1,02	0,81	1,00	1,00	0,822	158,00	170	50	139,77	SI
	CA10-CA11	6000	173,21	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	213,31	235	95	190,82	SI
	CA11-CA13	7500	216,51	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	266,63	295	120	239,54	SI
	CA13-CA15	9000	259,81	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	319,96	345	150	280,14	SI
	CA15-CA17	10500	303,11	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	373,29	390	240	316,68	SI
CA17-ST	12000	346,41	1,02	0,79	1,00	1,00	0,802	432,01	445	300	356,82	SI	
II, AW 3000 ©	CA6-CA10	3000	86,60	1,02	0,81	1,00	1,00	0,822	105,34	120	25	98,66	SI
	CA10-CA13	6000	173,21	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	213,31	235	95	190,82	SI
	CA13-CA17	9000	259,81	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	319,96	345	150	280,14	SI
	CA17-ST	12000	346,41	1,02	0,79	1,00	1,00	0,802	432,01	445	300	356,82	SI
III, GE 4.0 ©	CA8-CA11	4000	115,47	1,02	0,81	1,00	1,00	0,822	140,45	170	35	139,77	SI
	CA11-CA17	8000	230,94	1,02	0,80	1,00	1,00	0,812	284,41	295	120	239,54	SI
	CA17-ST	12000	346,41	1,02	0,79	1,00	1,00	0,802	432,01	445	300	356,82	SI

Dimensionado del conductor por criterio de caída de tensión

Tras el cálculo por criterio térmico, es necesario la determinación de la sección en función de la caída de tensión de las líneas, la cual se realizará mediante la ecuación 10.

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} \cdot L' \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (10)$$

Siendo:

- ΔU : la caída de tensión en el tramo de la línea, en voltios.
- I : intensidad nominal, en amperios.
- R : resistencia del cable, en Ω/km
- X : reactancia del cable, en Ω/km
- L' : longitud del tramo de la línea, en kilómetros. Mayorada un 20% para compensar el desnivel del terreno.
- $\cos \varphi$: factor de potencia

También se puede expresar en %, tal y como se aprecia a continuación.

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_n (V)} \quad (11)$$

En la Tabla 33 se encuentran los valores de caída de tensión de cada uno de los tramos de la instalación para cada alternativa.

Tabla 33: Cálculos de caída de tensión en cada tramo por criterio de caída de tensión.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Tramo	P_n (kW)	I_n (A)	Long. (m)	L' (m)	$\Delta U(V)$	$\Delta U(\%)$	$\Delta U_{acum} (\%)$	$L'_{total}(m)$
I, GE 1.5s ©	CA3-CA6	1500	43,30	454,78	545,74	5,12	0,026	1,786	6316,428
	CA6-CA8	3000	86,60	381,41	457,69	8,58	0,043		
	CA8-CA10	4500	129,90	355,07	426,08	11,98	0,060		
	CA10-CA11	6000	173,21	235,02	282,02	10,58	0,053		
	CA11-CA13	7500	216,51	404,48	485,38	22,75	0,114		
	CA13-CA15	9000	259,81	347,87	417,44	23,48	0,117		
	CA15-CA17	10500	303,11	255,06	306,07	20,09	0,100		
CA17-ST	12000	346,41	2830	3396,00	254,70	1,274			
II, AW 3000 ©	CA6-CA10	3000	86,60	729,41	875,29	16,41	0,082	1,698	5742,900
	CA10-CA13	6000	173,21	637,87	765,44	28,70	0,144		
	CA13-CA17	9000	259,81	588,47	706,16	39,72	0,199		
	CA17-ST	12000	346,41	2830	3396,00	254,70	1,274		
III, GE 4.0 ©	CA8-CA11	4000	115,47	585	702,00	17,55	0,088	1,656	5275,896
	CA11-CA17	8000	230,94	981,58	1177,90	58,89	0,294		
	CA17-ST	12000	346,41	2830	3396,00	254,70	1,274		

Según el reglamento de alta tensión, se especifica una caída de tensión máxima del 5 % en toda la línea de la instalación eléctrica. Se observa que todos los tramos de la línea y la línea entera cumplen esta condición, por ello, las secciones de la Tabla 35 son adecuadas respecto a la caída de tensión. **Por criterios económicos y logísticos, a pesar de las secciones mínimas obtenidas en los cálculos anteriores, se realizará la ejecución de toda la línea de interconexión con un cable de 240 mm² de sección de aluminio. Por otro lado, la línea de evacuación se dispondrá con los 300 mm² de sección calculados.**

Por lo mencionado en el párrafo anterior, al disponer de unas secciones superiores a las realmente necesarias, se cumplen con todos los criterios eléctricos mencionados en el apartado. Además, se aprovechará para que el parque pueda sufrir futuras posibles ampliaciones de potencia instalada.

Dimensionado del conductor por criterio de cortocircuito

Por último, se realizará la comprobación para el cálculo de la intensidad de cortocircuito y para ello, será necesario conocer la potencia de cortocircuito S_{cc} existente en el punto de la red donde se alimenta el cableado subterráneo. Con esto se obtiene la intensidad de cortocircuito con la ecuación 12:

$$I_{cc}(kA) = \frac{S_{cc}(MVA)}{\sqrt{3} \cdot U_n(kV)} \quad (12)$$

La potencia de cortocircuito trifásico en la red a la que se va a conectar el parque es de 500 MVA, según la regulación. Siendo la corriente de cortocircuito para el lado de alta tensión de:

$$I_{cc} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14,433 \text{ kA}$$

Para el incremento de temperatura del cable al final del cortocircuito tenemos que, para el aislante XLPE:

$$\Delta\theta = 250 - 90 = 160 \text{ }^\circ\text{C}$$

Para este incremento de temperatura obtenemos una densidad de corriente máxima admisible en cortocircuito de 94 A/mm² para un tiempo de disparo de las protecciones de 1 segundo de acuerdo con la Tabla 34.

Tabla 34: Densidad máxima admisible para conductores de aluminio. Fuente: ITC-LAT 06.

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

Se obtiene para cada uno de los tramos, según su sección, la densidad de corriente (ρ) del cable. Estas densidades de corriente deben ser menores que el valor máximo de la Tabla 34, por medio de la ecuación 13.

$$\rho_{final} \text{ (kA/mm}^2\text{)} = \frac{I_{cc} \text{ (kA)}}{\text{Sección (mm}^2\text{)}} \quad (13)$$

En la Tabla 35 se aprecia la densidad de corriente para la sección mínima establecida y la densidad de corriente final que se tiene al instalar el cable elegido de 240 mm^2 en la línea de interconexión y el de 300 mm^2 en la de evacuación.

Tabla 35: Cálculos para comprobación a cortocircuito. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Tramo	P_n (kW)	I_n (A)	ρ_{adm} (kA/mm ²)	Sección (mm ²)	ρ_{real} (kA/mm ²)	Sección (mm ²)	ρ_{final} (kA/mm ²)
I, GE 1.5s ©	CA3-CA6	1500	43,30	94	25	577,35	240	60,14
	CA6-CA8	3000	86,60	94	25	577,35	240	60,14
	CA8-CA10	4500	129,90	94	50	288,68	240	60,14
	CA10-CA11	6000	173,21	94	95	151,93	240	60,14
	CA11-CA13	7500	216,51	94	120	120,28	240	60,14
	CA13-CA15	9000	259,81	94	150	96,23	240	60,14
	CA15-CA17	10500	303,11	94	240	60,14	240	60,14
	CA17-ST	12000	346,41	94	300	48,11	300	60,14
II, AW 3000 ©	CA6-CA10	3000	86,60	94	25	577,35	240	60,14
	CA10-CA13	6000	173,21	94	95	151,93	240	60,14
	CA13-CA17	9000	259,81	94	150	96,23	240	60,14
	CA17-ST	12000	346,41	94	300	48,11	300	60,14
III, GE 4.0 ©	CA8-CA11	4000	115,47	94	35	412,39	240	60,14
	CA11-CA17	8000	230,94	94	120	120,28	240	60,14
	CA17-ST	12000	346,41	94	300	48,11	300	60,14

3.3.2. Caracterización del cable elegido

Se recogen en este punto las características constructivas y eléctricas del cableado subterráneo seleccionado para la ejecución del proyecto. Según los cálculos realizados en la Tabla 36, se puede observar en la casilla de L' la longitud de cable necesario para cada tramo. Siendo el cable a utilizar del tipo **RH5Z1 12/20 kV 1x240KAI**, que designa un cable unipolar de 12/20 kV, 240 mm² de sección de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), pantalla de aluminio, y cubierta de poliolefina (TopCable, 2020). Con las siguientes características:

- Tensión nominal (U): 12/20 kV (Tensión entre fase y pantalla / Tensión entre fases).
- Tensión más elevada de la Red (Um): 24 kV (entre fases).
- Conductor: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, clase 2, conforme a norma UNE EN 60228.
- Semiconductor interno: capa de mezcla semiconductor termoestable extrusionada, adherida al aislamiento en toda su superficie, con un espesor mínimo de 0,5 mm, sin acción nociva sobre el conductor y el aislamiento.
- Aislamiento: polietileno químicamente reticulado (XLPE).
- Semiconductor externo: capa extrusionada de material conductor, separable en frío.
- Pantalla metálica: cinta de aluminio longitudinal.
- Cubierta exterior: poliolefina termoplástica libre de halógenos de color rojo

Las características esenciales de este tipo de cables se recogen en las Tablas 36, 37 y 38.

Tabla 36: Esquema cable RH5Z1. Fuente: TopCable


RH5Z1 12/20 kV K AI	
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Conductor: Aluminio, semirrígido clase 2. 2. Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE). 3. Pantalla: Cinta longitudinal de aluminio. 4. Cubierta Exterior. Poliolefina termoplástica libre de halógenos.

Tabla 37: Características esenciales RH5Z1. Fuente: TopCable.

Tipo Constructivo	Tensión Nominal (Kv)	Secc. Mm ² Al	Ø Exterior (mm)	Ø Sobre Aislam. (mm)	Peso (Kg/Km)	Radio Min. Curvatura (mm)
RH5Z1	12/20	1x240	36	28,2	1430	540

Radio de curvatura durante instalación = 30 x diámetro exterior.

Radio de curvatura en posición final = 15 x diámetro exterior.

Tabla 38: Características de suministro del cable. Fuente: TopCable.

Secc. Mm ² Al	Suministro		Resistencia Electrica En Cc A 20°C (Ω/Km)	Resistencia Electrica Max. A 90°C (Ω/Km)	Reactancia XI Tresbolillo (Ω/Km)	Capacidad C (μf/Km)
	Longitud m (± 2%)	Tipo Bobina UNE 21067				
RH5Z1 1x240	1500	20	0,125	0,161	0,106	0,306

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen, en cada caso, de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga. Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles serán superiores a las correspondientes en servicio permanente.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para este tipo de aislamiento, se especifican en la Tabla 39.

Tabla 39: Temperaturas máximas del conductor. Fuente: Elaboración propia.

Sección Nominal Mm ² Al	Instalación Enterrada
	Tres Cables Unipolares (Terno)
	Directamente Enterrados
TEMPERATURA MAX. CONDUCTOR, SERV. PERM.	90°C
TEMPERATURA MAX. CONDUCTOR, CORTOCIRC.	250°C
TEMPERATURA DEL TERRENO	23°C

En cuanto a la conexión y evacuación a la red, se mantiene la subestación transformadora existente. Como el objeto de estudio de este trabajo no es el diseño de la subestación, se propone conservar la misma adaptándola, con la tecnología pertinente, a los nuevos requerimientos de la línea eléctrica de la alternativa finalmente elegida. La subestación transformadora a la que se conecta el parque es a la estación receptora del parque eólico Les Colladetes, que a su vez evacuará en la subestación El Perelló 110/20 kV.

Conocidas las características de la instalación eléctrica de las alternativas propuestas, se precisa de un estudio de viabilidad económica. Con éste se escogerá el modelo definitivo para la instalación en el nuevo parque eólico repotenciado.

4. VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio de viabilidad económica de las alternativas descritas en este trabajo permite decidir si se presentan como una alternativa viable y rentable desde el punto de vista económico y financiero. La realización del estudio económico-financiero se realiza mediante la herramienta RETScreen, software comúnmente utilizado para este tipo de estudios energéticos. Para obtener los costes de una instalación eólica se utilizan como referencia los datos obtenidos del documento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 20230) [8] y de documentos técnicos anteriores como el Plan de Energías Renovables (PER). Además, se ha tenido como guía los costes reflejados en el estudio económico de la energía eólica española realizado por la empresa Deloitte [1]. En cuanto al régimen retributivo de la instalación se utilizan los parámetros expuestos en la Orden de Actualización 2020-2025 para instalaciones de producción de energía eléctrica renovable según el RD 413/2014.

4.1. Análisis económico

Según el informe de impacto económico del PNIEC [8] elaborado por el ministerio español, la energía eólica será la tecnología que más inversión requiera en los años venideros ya que se contabiliza la repotenciación de buena parte del actual parque eólico. El plan afirma que se añadirán 26,5 GW de nueva potencia eólica y ello requerirá una inversión de 23.347 millones de euros. Esto supone que cada megavatio de energía eólica repotenciada que se instale necesitará 0,88 millones de euros para su instalación. Por otro lado, el precio de la tecnología y las máquinas aerogeneradoras está disminuyendo considerablemente en los últimos años, siendo actualmente el coste medio por megavatio instalado de 0,73 millones de euros según el Bloomberg New Energy Finance (BNEF). Normalmente, el coste de instalación de los aerogeneradores se estima en torno al 75-80 % del coste de la inversión total. Por todo ello, la inversión a realizar para la instalación del nuevo parque de 12 MW será de 8,76 millones de euros (12 MWx0,73 M€/MW). Mientras que el coste restante corresponderá a las inversiones en obra civil e ingeniería, las instalaciones eléctricas necesarias y sus conexiones. Estos costes se han estimado de acuerdo con el documento económico del PNIEC [8].

Además, para cubrir posibles contratiempos se añade un 10 % de contingencias para los costes fijos del proyecto, y adicionalmente un beneficio industrial del 5 % del coste total del estudio. Finalmente, el impuesto sobre el valor añadido (IVA) correspondiente al presupuesto de ejecución del proyecto.

Cabe destacar un coste de vital importancia a tener en cuenta para la reforma del parque, este coste es el asociado al desmantelamiento del parque antiguo. Se han estimado unos costes de 80.000 € por megavatio instalado del parque antiguo. Además, al término de la vida útil del nuevo proyecto ejecutado se asumen unos costes de desmantelamiento final, y serán de un 10 % del total de la ejecución actual del parque (Escuela de Organización Industrial, EOI).

Según valores del PER actualizados para el año 2020, en cuanto a los costes de mantenimiento y explotación del parque, se estiman unos costes fijos y otros variables dependientes de la energía generada. Estos costes deben rondar el 3-5 % anual del coste de la inversión inicial del proyecto. En éstos se incluye el coste de mantenimiento de los aerogeneradores y de la instalación eléctrica, salarios de los trabajadores, alquiler de terrenos, seguros, impuestos y gastos de gestión y administración. Los impuestos aplicables sobre la producción de energía que se debe asumir son los siguientes:

- Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE), que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico. El tipo impositivo es del 7 %.
- Impuesto sobre Bienes de Carácter Especial (BICES), antiguo Impuesto sobre Bienes e Inmuebles (IBI), que grava en torno al 1 % del beneficio.
- Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE) con un tipo impositivo del 2 %.
- Canon autonómico, impuesto que suele variar dependiendo de la CCAA en la que se encuentre el parque, por ello, se toma una estimación del 3 %.

Según el informe realizado por Deloitte [1] para la economía española en cuanto a la generación eólica, se suele cumplir que:

- La cantidad de tributos e impuestos pagados por la generación se cuantifican en el triple que los gastos de personal de mantenimiento del parque al año.
- Los costes de los impuestos de IBI, IAE y el canon autonómico son mayores que los costes de personal de la instalación.
- El coste del IVPEE sobre la generación es mayor que el coste de los salarios de mantenimiento.

Para las alternativas estudiadas se cumplen las anteriores premisas por lo que se puede asegurar que se ha realizado una correcta estimación para el estudio económico. A continuación, se muestran los costes de la primera alternativa. Las celdas sombreadas en amarillo de la Tabla 40 son las que se modifican para cada alternativa, ofreciendo así, distintos presupuestos para las otras dos alternativas, que se pueden encontrar en el documento de ANEXO.

Tabla 40: Estimación económica para la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa I							
Denominación de la partida	Mediciones	Costes fijos (€)	Coste		Potencia (MW)	E gen (MWh)	Coste total (€)
Inversión inicial						14.507.690,75	
Desmantelamiento PE antiguo			80.000,00	€/MW	12,75		1.020.000,00
Aerogeneradores nuevos			730.000,00	€/MW	12,00		8.760.000,00
Cableado eléctrico	5746		38,11	€/m			218.980,06
Obra civil	8		70.000,00	€/ud.			560.000,00
Gastos generales					10%		953.898,01
Beneficio industrial					5%		476.949,00
IVA (+21%)							2.517.863,68
Mantenimiento (anual)						508.498,20	
Costes de promoción		60.000,00					60.000,00
Mantenimiento (personal)			4,00	€/MW		26.880,00	107.520,00
Compensaciones urbanísticas			2.500,00	€/MW	12,00		30.000,00
IVPEE					7%		167.449,80
BICES					1%		23.921,40
IAE					2%		47.842,80
Canon autonómico y otros					3%		71.764,20
Desmantelamiento final						953.898,01	
(10% de construcción)							

Las tres alternativas estudiadas disponen de la misma potencia instalada, por ello, los costes de la inversión a realizar son similares. Sin embargo, la producción de energía eléctrica no es igual, y tampoco lo será el coste de mantenimiento ni el beneficio que se obtiene de la energía. La mayor parte de los costes de mantenimiento provienen del pago de impuestos y tributos obtenidos del beneficio de la venta de electricidad. Se puede apreciar la Tabla 41 el resumen de los valores obtenidos del estudio económico para cada alternativa.

Tabla 41: Resumen estimaciones económicas. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	N.º de aerogeneradores	Línea de interconexión (m)	Producción neta (GWh/año)	Inversión inicial (€)	Mantenimiento anual (€)	Desmantelamiento (€)
GE 1.5s ©	8	2.430	26,88	14.507.690,75	491.026,20	953.898,01
AW 3000 ©	4	1.956	36,74	14.273.079,68	581.738,20	923.733,36
GE 4.0 ©	3	1.567	32,74	13.965.747,82	544.938,20	914.951,33

De acuerdo con diversas fuentes, el coste total de la inversión inicial se estima en torno a 1.000-1.300 €/MW instalado (Deolitte), lo cual concuerda con lo obtenido para cada alternativa.

4.2. Tarifa de exportación

Según lo expuesto en la actualización del RD 413/2014, la tarifa de la electricidad se obtiene mediante el cálculo de retribución específica. Los parámetros retributivos para las instalaciones eólicas terrestres, clasificados como IT-00666 en el RD, son los siguientes:

- Retribución a la inversión (R_{inv}) 2020-2022 (€/MW): 98.545
- Retribución a la operación (R_0): 0
- Vida útil regulatoria (años): 20
- Coeficiente de ajuste ($C_{j,a}$): 0,7514
- Nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual, N_h 2020-2022 (h): 1050
- Umbral de funcionamiento anual, U_f 2020-2022 (h): 630
- Porcentajes aplicables a N_h y U_f anuales, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínima y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%): 15, 30 y 45, respectivamente.

La tarifa de exportación se entiende como el precio de venta final de la electricidad que permite al exportador recuperar los costes industriales y financieros, además de recibir un beneficio por el esfuerzo empresarial y el riesgo de compromiso realizado en la inversión.

$$\begin{aligned} \text{Tarifa de exportación}(\text{€/MWh}) \\ = \frac{\text{Retribución específica}(\text{€})}{\text{Energía producida anual}(\text{MWh})} + \text{Precio de mercado}(\text{€/MWh}) \quad (13) \end{aligned}$$

Siendo:

$$\text{Retribución específica}(\text{€}) = R_{inv} \cdot \text{Potencia instalada} + R_0 \cdot \text{Energía anual producida}$$

Se sustituyen los valores de la instalación en las ecuaciones anteriores y se obtiene la tarifa de exportación del parque. Se considera que el precio de mercado de la electricidad es de 45 €/MWh para 2020 según pronósticos del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Obteniendo para las distintas alternativas:

Tabla 42: Tarifa de exportación para las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	Producción neta (GWh/año)	Tarifa de exportación (€/MWh)
I, modelo GE 1.5s ©	26,88	88,99
II, modelo AW 3000 ©	36,74	77,19
III, modelo GE 4.0 ©	32,74	81,12

Con la obtención de los valores de la Tabla 42, se podrá comenzar el análisis financiero para cada alternativa estudiada en este trabajo.

4.3. Análisis financiero de las alternativas

Una vez estimados los costes iniciales y la producción de electricidad, se introducen los valores en la herramienta de RETScreen para la evaluación y el análisis financiero. Los resultados se obtienen en función de la tasa de inflación del mercado (para valores del 2 y 3 %) y un rango de sensibilidad de ± 5 % de los parámetros interesantes económicamente, estos son el coste de la inversión inicial, la tarifa de exportación, la relación de la deuda del 70 % y la tasa de interés de la deuda del 2 %. La relación de la deuda es el porcentaje del presupuesto inicial obtenido por crédito bancario. Mientras que la tasa de interés de la deuda depende del tipo de contrato del crédito y las condiciones impuestas por la entidad bancaria.

El análisis de sensibilidad efectuado permite evaluar la viabilidad económica del trabajo asumiendo las desviaciones en el cálculo de los costes, la fluctuación futura de la inflación o la modificación de la tasa de exportación de electricidad. Los valores típicos de un estudio de estas características, y que se mantienen fijos en el análisis, son:

- Tasa de descuento: 6 %
- Tiempo de vida del proyecto: 20 años
- Duración de la deuda: 15 años

Los valores de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actualizado Neto (VAN) de cada alternativa se compararán para la selección de la alternativa más rentable. Para este tipo de estudios, el proyecto viable económicamente tiene unos valores teóricos de la TIR en torno al 7-9 %.

Los valores obtenidos de rentabilidad son bastante conservadores y se espera que en la vida real del proyecto se obtengan valores superiores. Esto se debe a que la estimación de pérdidas, la obsolescencia de los aerogeneradores y los costes económicos se han elaborado siempre con una tendencia alcista y del lado de la seguridad.

Sensibilidad de la alternativa I, modelo GE 1.5s ©

Se lleva a cabo la hipótesis de esta alternativa I en la herramienta del software RETScreen. Esta alternativa supone un ahorro de 7.822,1 tCO₂ anuales a la atmósfera, lo que supondría el equivalente a 18.191 barriles de petróleo crudo no consumido o la existencia de 719,4 hectáreas de bosque absorbiendo carbón. La tasa de exportación para la energía producida en la alternativa I es de 88,99 €/kWh.

Establecidos los costes del apartado 4.1 y una tasa de inflación del 2 %, se estima una TIR del 4,2 %, un VAN de 8.011.946 € y un plazo de recuperación de 4,1 años. En la Tabla 43 se aprecia la TIR variando un ± 5 % los costes iniciales, la tarifa de exportación, la tasa de interés de la deuda y la relación de la deuda. En general se encuentra una alternativa poco rentable que no cumple con los mínimos viables.

Tabla 43: Análisis de sensibilidad de la alternativa I con un 2% de inflación.

Fuente: RETScreen.

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Tarifa de exportación (€/MWh)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
84,54	-5,0%	3,8%	3,4%	2,9%	2,5%	2,1%
86,77	-2,5%	4,5%	4,0%	3,6%	3,1%	2,7%
88,99	0,0%	5,1%	4,6%	4,2%	3,7%	3,3%
91,22	2,5%	5,7%	5,2%	4,8%	4,3%	3,9%
93,44	5,0%	6,3%	5,8%	5,4%	4,9%	4,5%

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Costes de mantenimiento (€)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
483073,29	-5,0%	5,4%	4,9%	4,5%	4,0%	3,6%
495785,75	-2,5%	5,2%	4,8%	4,3%	3,9%	3,5%
508498,20	0,0%	5,1%	4,6%	4,2%	3,7%	3,3%
521210,66	2,5%	4,9%	4,5%	4,0%	3,6%	3,2%
533923,11	5,0%	4,8%	4,3%	3,9%	3,4%	3,0%

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Relación de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
67%	-5,0%	5,4%	4,9%	4,5%	4,1%	3,7%
68%	-2,5%	5,2%	4,8%	4,3%	3,9%	3,5%
70%	0,0%	5,1%	4,6%	4,2%	3,7%	3,3%
72%	2,5%	4,9%	4,5%	4,0%	3,6%	3,2%
74%	5,0%	4,8%	4,3%	3,8%	3,4%	3,0%

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Tasa de interés de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
1,90%	-5,0%	5,1%	4,7%	4,2%	3,8%	3,4%
1,95%	-2,5%	5,1%	4,6%	4,2%	3,8%	3,3%
2,00%	0,0%	5,1%	4,6%	4,2%	3,7%	3,3%
2,05%	2,5%	5,1%	4,6%	4,1%	3,7%	3,3%
2,10%	5,0%	5,0%	4,6%	4,1%	3,7%	3,3%

Para este escenario planteado, el único valor de TIR superior al 6 % ocurre si la tarifa de exportación aumenta un 5 % y los costes iniciales se reducen un 5 %. Aun así, el proyecto no se consideraría rentable. Para el resto de los casos no se llega a una inversión viable por tener valores de TIR demasiado bajos.

Para los costes de mantenimiento y la relación de la deuda se obtienen rentabilidades muy parecidas, y ni en caso más favorable económicamente se podría llegar a una solución viable.

La tasa de interés del banco no afecta tan significativamente a la viabilidad del proyecto como la tarifa de exportación. Por ello, esta variable no producirá una rentabilidad adecuada a pesar de sus variaciones.

Para la misma alternativa y, una tasa de inflación del 3 %, se obtienen valores inferiores a los anteriores, una TIR del 3,4 % y un VAN de 7.248.972 €. Además del siguiente análisis de sensibilidad:

Tabla 44: Análisis de sensibilidad de la alternativa I con un 3% de inflación.

Fuente: RETScreen.

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Tarifa de exportación (€/MWh)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
84,54	-5,0%	3,0%	2,5%	2,0%	1,6%	1,2%
86,77	-2,5%	3,7%	3,2%	2,7%	2,3%	1,9%
88,99	0,0%	4,3%	3,8%	3,4%	2,9%	2,5%
91,22	2,5%	5,0%	4,5%	4,0%	3,6%	3,2%
93,44	5,0%	5,6%	5,1%	4,7%	4,2%	3,8%

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Costes de mantenimiento (€)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
483073,29	-5,0%	4,7%	4,2%	3,8%	3,3%	2,9%
495785,75	-2,5%	4,5%	4,0%	3,6%	3,1%	2,7%
508498,20	0,0%	4,3%	3,8%	3,4%	2,9%	2,5%
521210,66	2,5%	4,1%	3,7%	3,2%	2,8%	2,3%
533923,11	5,0%	3,9%	3,5%	3,0%	2,6%	2,1%

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Relación de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
67%	-5,0%	4,7%	4,2%	3,7%	3,3%	2,9%
68%	-2,5%	4,5%	4,0%	3,6%	3,1%	2,7%
70%	0,0%	4,3%	3,8%	3,4%	2,9%	2,5%
72%	2,5%	4,2%	3,7%	3,2%	2,8%	2,3%
74%	5,0%	4,0%	3,5%	3,0%	2,6%	2,2%

		Costes iniciales (€)				
		13.782.306	14.144.998	14.507.691	14.870.383	15.233.075
Tasa de interés de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
1,90%	-5,0%	4,4%	3,9%	3,4%	3,0%	2,6%
1,95%	-2,5%	4,3%	3,9%	3,4%	3,0%	2,5%
2,00%	0,0%	4,3%	3,8%	3,4%	2,9%	2,5%
2,05%	2,5%	4,3%	3,8%	3,4%	2,9%	2,5%
2,10%	5,0%	4,3%	3,8%	3,3%	2,9%	2,5%

El TIR para una inflación del 3 % disminuye para todos los casos analizados respecto a los de la inflación del 2 %. De igual manera, ante una disminución de la tarifa de exportación, el proyecto alcanza unos valores demasiado bajos de rentabilidad. Para el resto de las variables a tener en cuenta se obtienen unos valores de TIR muy bajos que no permitirían obtener suficientes beneficios como para realizar la inversión de esta alternativa.

Sensibilidad de la alternativa II, modelo AW 3.000 ©

Esta alternativa II propone la instalación de los cuatro aerogeneradores de 3 MW, estableciendo los costes de inversión para el parque y una tarifa de exportación de 77,19 €/kWh. Se lleva a cabo la hipótesis de esta alternativa en la herramienta RETScreen, se obtiene que esta alternativa supone un ahorro de 10.691,6 tCO2 anuales a la atmósfera, lo que supondría el equivalente a 24.864,1 barriles de petróleo crudo no consumido o la existencia de 983,3 hectáreas de bosque absorbiendo carbón.

Al igual que para la anterior alternativa, se establece una tasa de inflación del 2 %, obteniendo un TIR del 7,6 %, un VAN de 11.977.896 € y un payback o plazo de recuperación de 3 años. La Tabla 45 muestra la información de la variación de la TIR.

Tabla 45: Análisis de sensibilidad de la alternativa II con un 2% de inflación.

Fuente: RETScreen.

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Tarifa de exportación (€/MWh)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
73,33	-5,0%	7,3%	6,9%	6,3%	5,8%	5,4%
75,26	-2,5%	8,0%	7,5%	7,0%	6,5%	6,1%
77,19	0,0%	8,6%	8,1%	7,6%	7,2%	6,7%
79,12	2,5%	9,3%	8,8%	8,3%	7,8%	7,3%
81,05	5,0%	9,9%	9,4%	8,9%	8,4%	8,0%

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Costes de mantenimiento (€)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
575338,24	-5,0%	9,0%	8,5%	8,0%	7,5%	7,0%
590478,72	-2,5%	8,8%	8,3%	7,8%	7,3%	6,9%
605619,20	0,0%	8,6%	8,1%	7,6%	7,2%	6,7%
620759,68	2,5%	8,5%	8,0%	7,5%	7,0%	6,5%
635900,16	5,0%	8,3%	7,8%	7,3%	6,8%	6,4%

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Relación de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
67%	-5,0%	8,9%	8,4%	7,9%	7,5%	7,0%
68%	-2,5%	8,8%	8,3%	7,8%	7,3%	6,9%
70%	0,0%	8,6%	8,1%	7,6%	7,2%	6,7%
72%	2,5%	8,5%	8,0%	7,5%	7,0%	6,6%
74%	5,0%	8,3%	7,8%	7,3%	6,9%	6,4%

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Tasa de interés de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
1,90%	-5,0%	8,7%	8,2%	7,7%	7,2%	6,8%
1,95%	-2,5%	8,7%	8,1%	7,6%	7,2%	6,7%
2,00%	0,0%	8,6%	8,1%	7,6%	7,2%	6,7%
2,05%	2,5%	8,6%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%
2,10%	5,0%	8,6%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%

Para los escenarios planteados en la Tabla 45, se obtiene siempre una adecuada rentabilidad para los rangos de sensibilidad estudiados, con TIRs entre el 7 y el 9 % en la mayoría de los

casos. Al ser la alternativa con mayor producción de energía, se aprecia una rentabilidad mayor en sus escenarios. La rentabilidad es máxima cuando la tarifa de exportación aumenta. En menor valor de rentabilidad lo encontramos para un encarecimiento de la inversión y una disminución de la tarifa de exportación, caso más desfavorable, pero aun así se encuentra por encima de los valores de la anterior alternativa.

En el resto de los escenarios planteado se aprecia la misma tendencia de la TIR al aumentar o disminuir los costes iniciales. Y no se obtienen valores bajos de la TIR que hagan la inversión no rentable.

Análogamente, se realiza el análisis de sensibilidad para una tasa de inflación del 3 %, se obtiene una TIR del 6,9 % y un VAN de 11.090.396 €. Se muestra el resultado del análisis a continuación:

Tabla 46: Análisis de sensibilidad de la alternativa II con un 3 % de inflación.

Fuente: RETScreen.

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Tarifa de exportación (€/MWh)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
73,33	-5,0%	6,5%	6,0%	5,5%	5,1%	4,6%
75,26	-2,5%	7,2%	6,7%	6,2%	5,8%	5,3%
77,19	0,0%	8,0%	7,4%	6,9%	6,5%	6,0%
79,12	2,5%	8,7%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%
81,05	5,0%	9,3%	8,8%	8,3%	7,8%	7,3%

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Costes de mantenimiento (€)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
575338,24	-5,0%	8,3%	7,8%	7,3%	6,8%	6,4%
590478,72	-2,5%	8,2%	7,6%	7,1%	6,7%	6,2%
605619,20	0,0%	8,0%	7,4%	6,9%	6,5%	6,0%
620759,68	2,5%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,8%
635900,16	5,0%	7,6%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Relación de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
67%	-5,0%	8,3%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%
68%	-2,5%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%	6,2%
70%	0,0%	8,0%	7,4%	6,9%	6,5%	6,0%
72%	2,5%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,8%
74%	5,0%	7,6%	7,1%	6,6%	6,1%	5,7%

		Costes iniciales (€)				
		13.559.426	13.916.253	14.273.080	14.629.907	14.986.734
Tasa de interés de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
1,90%	-5,0%	8,0%	7,5%	7,0%	6,5%	6,1%
1,95%	-2,5%	8,0%	7,5%	7,0%	6,5%	6,0%
2,00%	0,0%	8,0%	7,4%	6,9%	6,5%	6,0%
2,05%	2,5%	7,9%	7,4%	6,9%	6,4%	6,0%
2,10%	5,0%	7,9%	7,4%	6,9%	6,4%	6,0%

Al igual que ocurría anteriormente, la tarifa de exportación tiene una mayor influencia en la viabilidad del proyecto. En este caso, la rentabilidad deja de ser adecuada cuando se aumentan los costes iniciales un 5 % y disminuye el precio de la tarifa en un 5 %, es decir, en los casos más desfavorable. En el resto de ellos, el proyecto es considerado viable.

Para cualquier escenario, la TIR es menor que para los casos de inflación del 2 %, siendo, aun así, rentables para las variaciones mostradas y reflejando las mismas tendencias que en la Tabla 45.

Sensibilidad de la alternativa III, modelo GE 4.0 ©

Por último, se realiza el análisis financiero para la alternativa III, en esta alternativa el parque consta de tres aerogeneradores de 4 MW. La tarifa de exportación para esta alternativa es de 81,12 €/kWh. Esta alternativa supone un ahorro de 9.529,1 tCO₂ anuales a la atmósfera, lo que supondría el equivalente a 22.160,7 barriles de petróleo crudo no consumido o la existencia de 876,4 hectáreas de bosque absorbiendo carbón.

Para una tasa de inflación del 2 %, se estima una TIR del 6,8 %, un VAN de 10.715.369 € y un plazo de recuperación de 3,2 años. Se aprecia como varía la TIR de acuerdo con su sensibilidad.

Tabla 47: Análisis de sensibilidad de la alternativa III con un 2% de inflación. Fuente: RETScreen.

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Tarifa de exportación (€/MWh)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
77,06	-5,0%	6,4%	6,0%	5,5%	5,0%	4,6%
79,09	-2,5%	7,1%	6,6%	6,2%	5,7%	5,3%
81,12	0,0%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,9%
83,15	2,5%	8,4%	7,9%	7,4%	7,0%	6,5%
85,18	5,0%	9,1%	8,5%	8,1%	7,6%	7,1%

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Costes de mantenimiento (€)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
537908,24	-5,0%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%	6,2%
552063,72	-2,5%	7,9%	7,4%	7,0%	6,5%	6,1%
566219,20	0,0%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,9%
580374,68	2,5%	7,6%	7,1%	6,6%	6,2%	5,7%
594530,16	5,0%	7,4%	6,9%	6,5%	6,0%	5,6%

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Relación de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
67%	-5,0%	8,1%	7,6%	7,1%	6,7%	6,2%
68%	-2,5%	7,9%	7,4%	7,0%	6,5%	6,1%
70%	0,0%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,9%
72%	2,5%	7,6%	7,1%	6,6%	6,2%	5,7%
74%	5,0%	7,5%	7,0%	6,5%	6,0%	5,6%

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Tasa de interés de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
1,90%	-5,0%	7,8%	7,3%	6,8%	6,4%	5,9%
1,95%	-2,5%	7,8%	7,3%	6,8%	6,4%	5,9%
2,00%	0,0%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,9%
2,05%	2,5%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,9%
2,10%	5,0%	7,7%	7,2%	6,8%	6,3%	5,8%

En este escenario las rentabilidades apreciadas se encuentran muy cerca del rango considerado como rentable para el proyecto. Para esta alternativa se aprecia unos valores de la TIR entre los valores de las dos alternativas anteriormente estudiadas. La tarifa de exportación influye igualmente de manera directa en la viabilidad del proyecto. Ante una disminución de la tarifa, el proyecto está en un escenario cercano a dejar de ser viable. Con un aumento de la tarifa, se puede llegar a una rentabilidad óptima entre el 7 % y 9 % si los costes iniciales varían. Con relación a la tasa de interés y la relación de la deuda, se observa que para cualquier variación ± 5 % de ellas, se encuentra un escenario viable si los costes iniciales se mantienen o disminuyen.

Y, por último, para una tasa de inflación del 3 %, se estima una TIR del 6,1 % y un VAN de 9.880.485 €. Se muestra la sensibilidad de estos valores en la Tabla 48.

Tabla 48: Análisis de sensibilidad de la alternativa III con un 3% de inflación.

Fuente: RETScreen.

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Tarifa de exportación (€/MWh)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
77,06	-5,0%	5,7%	5,2%	4,7%	4,2%	3,8%
79,09	-2,5%	6,4%	5,9%	5,4%	4,9%	4,5%
81,12	0,0%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,2%
83,15	2,5%	7,8%	7,3%	6,8%	6,3%	5,8%
85,18	5,0%	8,4%	7,9%	7,4%	6,9%	6,5%

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Costes de mantenimiento (€)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
537908,24	-5,0%	7,5%	7,0%	6,5%	6,0%	5,5%
552063,72	-2,5%	7,3%	6,8%	6,3%	5,8%	5,4%
566219,20	0,0%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,2%
580374,68	2,5%	6,9%	6,4%	5,9%	5,4%	5,0%
594530,16	5,0%	6,7%	6,2%	5,7%	5,2%	4,8%

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Relación de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
67%	-5,0%	7,4%	6,9%	6,4%	6,0%	5,5%
68%	-2,5%	7,2%	6,7%	6,3%	5,8%	5,3%
70%	0,0%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,2%
72%	2,5%	6,9%	6,4%	5,9%	5,4%	5,0%
74%	5,0%	6,8%	6,3%	5,8%	5,3%	4,8%

		Costes iniciales (€)				
		13.267.460	13.616.604	13.965.748	14.314.892	14.664.035
Tasa de interés de la deuda (%)		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%
1,90%	-5,0%	7,1%	6,6%	6,1%	5,7%	5,2%
1,95%	-2,5%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,2%
2,00%	0,0%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,2%
2,05%	2,5%	7,1%	6,6%	6,1%	5,6%	5,1%
2,10%	5,0%	7,0%	6,5%	6,0%	5,6%	5,1%

Finalmente, se obtienen en este escenario unos valores inferiores de la TIR a los de la Tabla 48, para la actual tasa del 3 % los escenarios planteados muestran una rentabilidad similar, aunque algo menor.

Resumen

Comparando los diferentes análisis de las alternativas se observa que la alternativa II consigue valores mayores de la TIR y el VAN que el resto de ellas. A pesar de no ser la opción con una inversión inicial menor ni de tener la mayor tarifa de exportación, esta alternativa es la más rentable debido principalmente a la mayor producción de energía que se obtiene de sus cuatro aerogeneradores. La alternativa menos rentable es la primera, debido a que supone una mayor inversión inicial del proyecto además de ser la alternativa que menor energía produce. A continuación, se resumen los valores de la TIR y el VAN para las tres alternativas.

Tabla 49: Tarifa de exportación para las alternativas para una inflación del 2 %.
Fuente: Elaboración propia.

Alternativa	TIR (%)	VAN (€)	Plazo de recuperación (años)
GE 1.5s ©	4,2	8.011.946	4,1
AW 4.000 ©	7,6	11.977.896	3
GE 4.0 ©	6,8	10.715.369	3,2

5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

5.1. Descripción y justificación del estudio de impacto ambiental

El objeto de este trabajo es la repotenciación del parque eólico Les Calobres de 12,75 MW en la provincia de Tarragona. Tras emplear la metodología apropiada para seleccionar la alternativa óptima y poder concluir con la reforma óptima del parque eólico, se realizará el estudio de impacto ambiental conjuntamente para las tres alternativas. Se aprecia en los siguientes apartados qué alternativa supone menor impacto para el medio. Con la sustitución de aerogeneradores se pretende mantener prácticamente la totalidad de la potencia instalada, con un menor número de aerogeneradores, aumentando así la eficiencia del parque.

La colina donde se sitúa el parque se encuentra al oeste del municipio de El Perelló, limitando al este con la sierra de Cardó-El boix. Es una zona montañosa de 150 a 200 metros de altura sin grandes irregularidades y vientos favorables para la explotación eólica.

La realización del proyecto se divide en cuatro fases claramente diferenciadas:

- Fase de desmantelamiento del parque antiguo.
 - Desconexión de la red.
 - Extracción del cableado.
 - Desarme de los equipos.
 - Modificación de las obras civiles.
 - Restauración del terreno.
- Fase de construcción del nuevo parque.
 - Acondicionamiento nuevos accesos y zanjas.
 - Cimentaciones.
 - Transporte de los aerogeneradores.
 - Montaje de los aerogeneradores.
- Fase de explotación.
 - Operación de los aerogeneradores.
 - Mantenimiento y supervisión.
 - Transportes asociados al mantenimiento.
- Fase de desmantelamiento final.
 - Desarme de los equipos (desmontaje, clasificación residuos, revalorización y restauración).
 - Derribo de las obras civiles.
 - Rehabilitación de la zona.

En el documento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [8] se recogen algunas iniciativas para el futuro desarrollo de la energía y, en concreto, para la repotenciación de los parques eólicos existentes. Algunas de estas iniciativas tratan de simplificar la tramitación administrativa de dichos proyectos con la creación de mesas de coordinación con las Comunidades Autónomas, el establecimiento de un cupo específico de instalaciones repotenciadas, la exención de la necesidad de trámite de evaluación de impacto ambiental o la realización de subastas

específicas para la renovación tecnológica de las instalaciones que superen su vida útil. Además, este documento establece la hoja de ruta que pretende seguir la energía renovable, y sobre todo la energía eólica, hasta el año 2030.

De acuerdo con la Ley 21/2013, los parques eólicos con una potencia superior a 30 MW están sometidos a una evaluación ambiental ordinaria, mientras que aquellos parques con una potencia inferior situados en zonas no protegidas están sometidos a evaluación ambiental simplificada. Además, la normativa europea obliga a los estados miembros a realizar estudios de impacto ambiental sobre aquellas actividades que puedan afectar significativamente al medio ambiente. Por todo ello, es necesario la realización de un Estudio de Impacto Ambiental que contenga la siguiente información:

- Descripción general del proyecto y previsiones del tiempo de utilización del recurso natural. Determinación de los tipos y estimación de las cantidades de residuos generados.
- Exposición de las principales alternativas estudiadas, incluida la alternativa cero o de no realización del proyecto, y justificación de las principales razones de la alternativa adoptada, teniendo en cuenta los efectos sobre el ambiente.
- Inventario ambiental y descripción de las principales interacciones ecológicas y ambientales sobre el medio.
- Evaluación y, si procede, cuantificación de los efectos previsibles directos o indirectos, acumulativos o sinérgicos del proyecto sobre el medio natural y socioeconómico. Interacción sobre los factores tenidos en cuenta durante las fases de estudio.
- Medidas para prevenir, corregir y compensar los efectos adversos sobre el medio ambiente.
- Programa de vigilancia ambiental.
- Resumen del estudio de impacto ambiental y conclusiones.

Los principales objetivos de la realización del estudio de impacto ambiental son:

- Predecir y prevenir las consecuencias que conlleva la repotenciación del parque sobre el medio natural.
- Identificar las acciones susceptibles de generar impactos.
- Identificar los elementos del medio natural que puedan verse afectados.
- Identificar los elementos socioeconómicos afectados.
- Valorar cualitativa y cuantitativamente los impactos ambientales.
- Desarrollar medidas preventivas, correctoras y compensatorias.
- Colaborar con el desarrollo sostenible de la zona en cuestión.

Para realizar una evaluación de impacto ambiental hay que referirse a un marco legal, el cual difiere según la comunidad autónoma en la que se encuentre el parque. En este caso la normativa se guía por la Generalitat de Cataluña, la cual a su vez comparte una serie de normas con el resto de las comunidades.

La legislación europea relacionada con la evaluación de impacto ambiental es la siguiente:

- *Directiva 2014/52/UE del parlamento y del consejo, de 16 de abril de 2014, por la cual se modifica la directiva 2011/92/UE.*
- *Directiva 2011/92/UE del Parlamento europeo 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, deroga la Directiva 85/337/CEE, relativa a la evaluación de las*

repercusiones de determinados proyectos públicos o privados sobre el medio ambiente. Modificada por la Directiva 97/11/CE, de 3 de marzo de 1997.

- *Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de noviembre de 2009* relativa a la conservación de las aves silvestres.
- *Directiva 92/43/CE, para proyectos que afectan espacios naturales.*

En el territorio nacional se recoge la siguiente legislación.

- *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.* Esta Ley deroga expresamente el texto refundido de la Ley de evaluación de impacto ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, y el Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre, por el cual se aprueba el Reglamento para la ejecución de Real decreto legislativo 1302/1988, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.
- *Ley 27/2006, de 18 de julio,* reguladora de los derechos de acceso a la información, de participación pública y acceso a la justicia en materia de medio ambiente.

A nivel territorial, el departamento de Territorio y sostenibilidad de la Generalitat promueve la siguiente normativa (Mediambiente.gencat.cat, 2020):

- *Decreto 308/2011, de 5 de abril, por el que se derogó el Decreto 114/1988, de 7 de abril, de evaluación de impacto ambiental y el artículo 17 y anexo 2 del Decreto 328/1992, de 14 de diciembre,* de aprobación del Plan de Espacios de Interés Natural.
- *Ley 6/2009, de 28 de abril, de evaluación ambiental de planes y programas, derogada por la Ley 3/2012, de 22 de febrero,* de modificación del texto refundido de la Ley de urbanismo, aprobado por el Decreto Legislativo 1/2010, de 3 de agosto.
- *Decreto 147/2009, para parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas.*
- *Decreto legislativo 2/2008, de 15 de abril, por el cual se aprueba el Texto refundido de la Ley de protección de los animales.*
- *Decreto 172/2008, de 26 de agosto, de creación del Catálogo de flora amenazada de Cataluña.*
- *Ley 12/2006, de 27 de julio, de medidas en materia de medio ambiente por la que se modifican la Ley 3/1988 y la Ley 22/2003, relativas a la protección de los animales; la Ley 12/1985, de espacios naturales; la Ley 9/1995, del acceso motorizado al medio natural; y la Ley 4/2004, relativa al proceso de adecuación de las actividades de incidencia ambiental.*
- *Ley 16/2002 y Decreto 176/2009, para la prevención de la contaminación acústica.*
- *Ley 12/2002, de 14 de junio, para transporte por cable y Decreto 152/2010, de 2 de noviembre,* de despliegue de la Ley 12/2002.
- *Ley 12/1985 y Decreto 328/1992, para proyectos e instalaciones en espacios naturales.* Ley modificada por varias versiones posteriores y Decreto parcialmente derogado.
- *Ley 12/1981 y Decreto 343/1983, para actividades extractivas.*

5.2. Inventario ambiental

Este punto pretende definir las características específicas de la zona del parque. Para evaluarlo se realizará un estudio exhaustivo de los factores más relevantes de la zona.

Climatología

El clima es templado en El Perelló, lo que se puede considerar como un clima típicamente mediterráneo. Las precipitaciones en El Perelló son más abundantes en invierno, siendo la temperatura media anual de 16°C. La temperatura promedio más elevada se produce en agosto y la temperatura más fría en enero, siendo 24,2°C y 8,4°C respectivamente. De media, la precipitación acumulada anual es de 575 mm, siendo el mes más seco julio con 15 mm, y octubre el más lluvioso con un promedio de 84 mm.

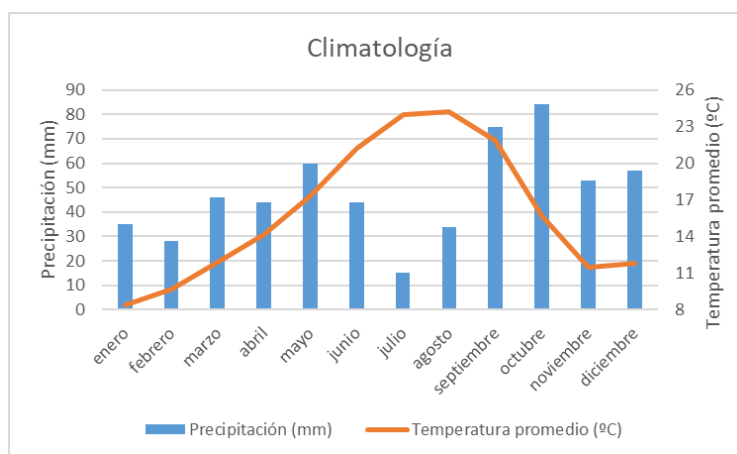


Figura 25: Climatología zona de estudio. Fuente: Climate Data (2020)

La humedad relativa del medio alcanza sus valores máximos entre los meses de junio y septiembre. Durante ese tiempo el nivel de comodidad en el ambiente se puede clasificar como bochornoso y opresivo. El mes más húmedo del año es agosto, con un 57% de humedad y el menos húmedo diciembre con un 0%, según la figura 26.

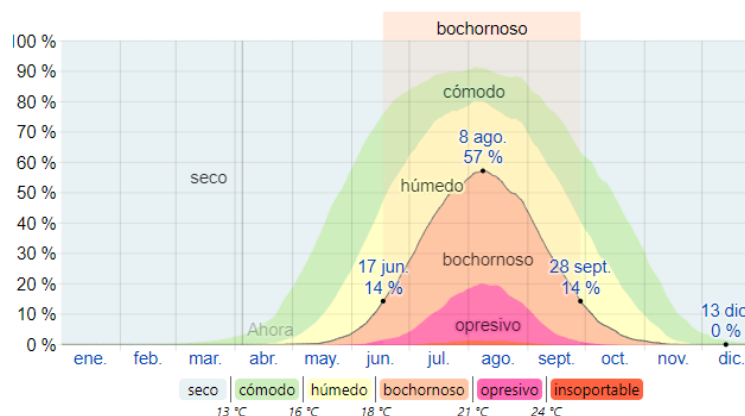


Figura 26: Niveles de comodidad de la humedad. Fuente: weatherspark.com, 2020.

Calidad del aire

Resultados obtenidos por la Mesa de Calidad del Aire en el Camp de Tarragona a partir de datos oficiales de medida en la zona demuestran que la calidad del aire no difiere mucho de la de toda Cataluña y, por tanto, no supone un riesgo para la salud de los habitantes. En los tres últimos años se han alcanzado los objetivos de calidad del aire de compuestos como el dióxido de nitrógeno (NO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), ácido clorhídrico (HCl), benceno (C_6H_6) y partículas en suspensión, mientras que no se ha alcanzado el objetivo del nivel de ozono (O_3) en aire. (Tabla calidad del aire, gencat.cat, 2020)

En la estación de Amposta (la más cercana al parque), el nivel de monóxido de nitrógeno adquiere valores por debajo del valor límite permitido para la salud humana, siendo de $1 \mu\text{g}/\text{m}^3$. El dióxido de nitrógeno tiene mayores valores, llegando a alcanzar los $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Los NO_x en total aportan al aire un total de $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Las pequeñas partículas sólidas en suspensión en el aire tienen una mayor presencia, alrededor del $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Y, actualmente los valores de ozono en el aire se encuentran en los valores considerados como buenos para la calidad del aire, de $75 \mu\text{g}/\text{m}^3$. (mediambient.gencat.atmosfera, 2.020).

Las medidas contempladas en el PNIEC [8] prevén lograr una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 70% en la generación de energía eléctrica, esto supone pasar de las actuales 65.864 kilotoneladas a unas 19.650 kilotoneladas en el año 2.030.

Viento

El viento depende en gran medida de la topografía y el relieve local y de otros factores a tener en cuenta como la altitud, el clima o los vientos planetarios. Los periodos más ventosos del año se encuentran de enero a marzo y de octubre a diciembre, con velocidades medias superiores a 8 m/s. Para el periodo menos ventoso se aprecian velocidades en torno a los 5 m/s. La dirección del viento es predominante en la dirección sureste como ya se comentó y justificó en el apartado 2.3.

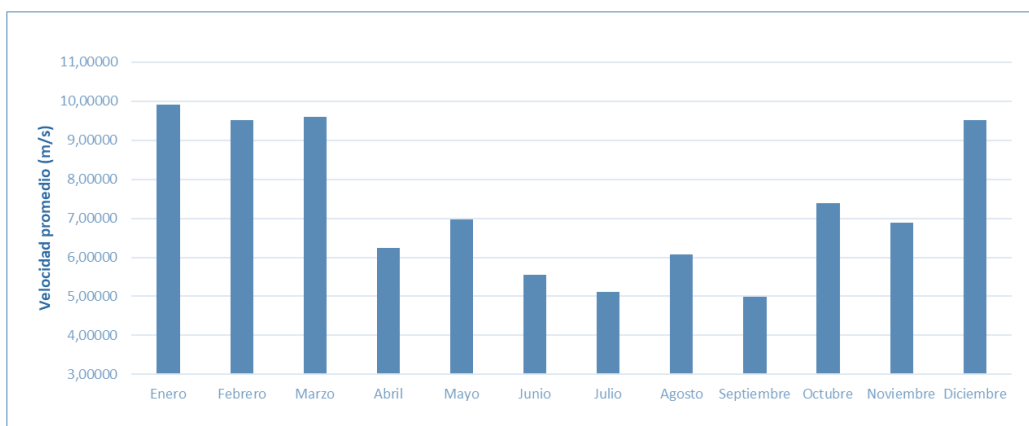


Figura 27: Velocidad del viento promedio en un año. Fuente: Elaboración propia.

Geología

La zona de estudio es la del bajo Ebro, entre la ciudad de Tortosa y el golfo de San Jordi. La colina se encuentra al sureste de las sierras conocidas como Sierra de Cardó-el Boix y de Gaviots, en la zona del Barranco de Les Calobres. Con fin de consultar el tipo de suelos que existen en la provincia, se recurre al Instituto Geológico y Minero de España (IGME). La zona donde se encuentra el parque está compuesta en su mayoría por dolomías masivas, calizas, dolomías y margas. El suelo de la ubicación es originario del eón fanerozoico, Era mesozoica del sistema triásico-cretácico y de la serie triásico superior-cretácico inferior.

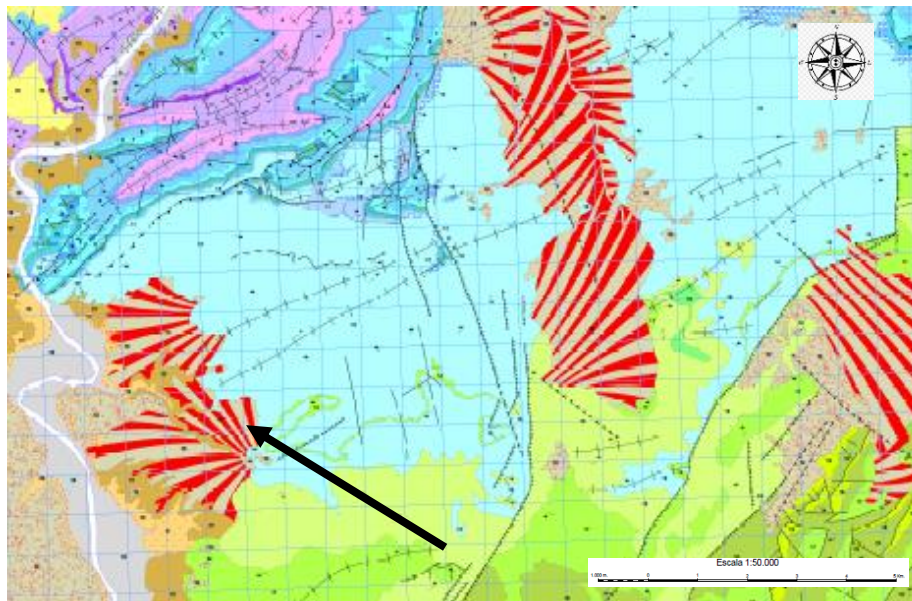


Figura 28: Unidades litológicas de la zona del parque. Fuente: MAGNA 50, IGME

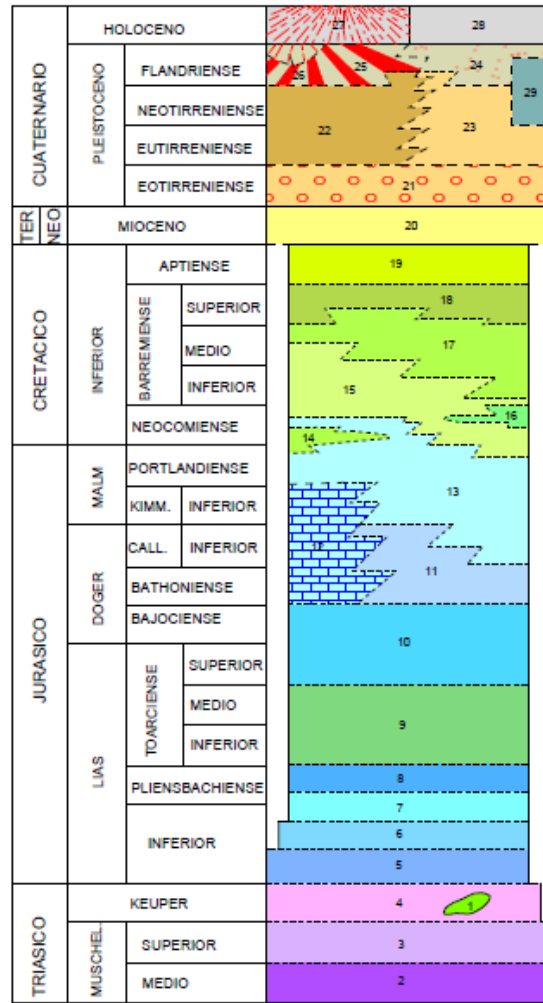


Figura 29: Leyenda Unidades litológicas.

Hidrología

En la zona del parque no se encuentra ningún río reseñable, sólo se localizan pequeños torrentes en los barrancos por donde desciende el agua durante los días de lluvia. El río más cercano es el río Ebro a 12,5 km al oeste del parque. También se encuentra algún pequeño embalse de dominio particular o privado pero que carece de importancia. El mar Mediterráneo se encuentra a tan sólo 8,5 km al sureste de la localización. Por todo ello la hidrología no se verá afectada en el estudio del proyecto.

Usos del suelo

Los usos del suelo de la zona se han estudiado en un radio de 10 km alrededor del municipio y podemos encontrar las siguientes utilidades:

- Agrícola y prados artificiales (Agrícola y prados artificiales)
- Pinares de pino carrasco (A.F.M. (Bosquetes))
- Matorral (Matorral)
- Pinares de pino carrasco (Bosque Plantación)
- Pinares de pino carrasco (A.F.M. (Alineaciones))
- Mezclas de coníferas y frondosas autóctonas en la región biogeográfica mediterránea (A.F.M. (Bosquetes))
- Artificial (Artificial)
- Complementos del bosque (Complementos del bosque)
- Minería, escombreras y vertederos (Minería, escombreras y vertederos)
- Monte sin vegetación superior (Monte sin vegetación superior)

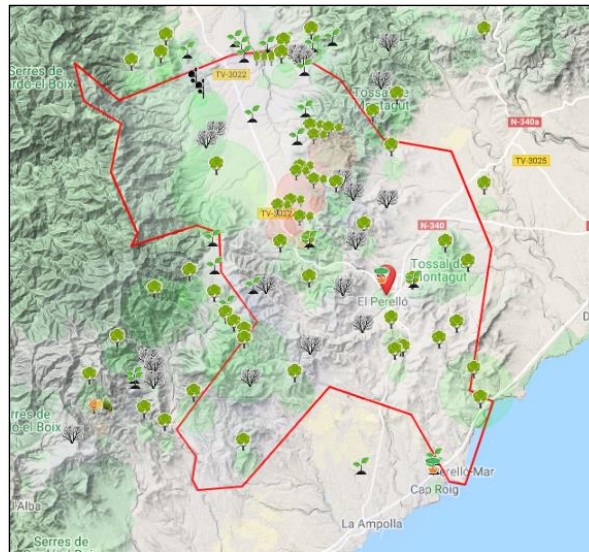












Figura 30: Localización de los usos del suelo. Fuente: NaturaSpain.

Tabla 50: Ocupación de los usos del suelo. Fuente: NaturaSpain.

Simbología	Superficie (ha)	Porcentaje (%)	Denominación del uso del suelo
	2567,47	0,40765	Agrícola y prados artificiales (Agrícola y prados artificiales)
	2025,33	0,32157	Pinares de pino carrasco (A.F.M. (Bosquetes))
	1068,37	0,16963	Matorral (Matorral)
	458,24	0,07276	Pinares de pino carrasco (Bosque Plantación)
	54,78	0,00870	Pinares de pino carrasco (A.F.M. (Alineaciones))
	52,54	0,00834	Coníferas y frondosas autóctonas del mediterráneo (A.F.M. (Bosquetes))
	40,52	0,00643	Artificial (Artificial)
	25,5	0,00405	Complementos del bosque (Complementos del bosque)
	5,09	0,00081	Minería, escombreras y vertederos (Minería, escombreras y vertederos)
	0,33	0,00005	Monte sin vegetación superior (Monte sin vegetación superior)

Flora

La diversidad de la zona genera una variedad de vegetación de gran interés.

Tabla 51: Diversidad de vegetación de la zona. Fuente: NATura2000.

Agropyretum mediterraneum	Agropyretum mediterraneum
Ammophila arenaria	Ammophila arenaria
Ammophiletum arundinaceae	Ammophiletum arundinaceae
Arthrocnemetum fruticosi	Arthrocnemetum fruticosi
Arundini-Convolutum sepium	Arundini-Convolutum sepium
Crucianelletum maritimae	Crucianelletum maritimae
Crucianelletum maritimae	Crucianelletum maritimae
Euphorbia paralias	Euphorbia paralias
Nerio Tamaricetea	Nerio Tamaricetea
Phragmitetea	Phragmitetea
Populetaia	Populetaia

Fauna

En el municipio de El Perelló se mueven, entre otras muchas, especies tan emblemáticas como: abubilla, chotacabras pardo, águila perdicera, águila culebrera, herrerillo capuchino, avión roquero, ánade real (azulón), pito real, búho real, tejón común, zorro, jabalí, ginetá o gato almizclero, culebra de herradura, culebra de escalera. A continuación, se detalla la lista de todas las especies de la zona (NaturaSpain, 2020).

Tabla 52: Diversidad de fauna en la zona. Fuente: NATura2000.

Anfibios	
<i>Alytes obstetricans</i> (Sapo partero común)	<i>Alytes obstetricans</i> (Sapo partero común)
<i>Bufo calamita</i> (Sapo corredor)	<i>Bufo calamita</i> (Sapo corredor)
<i>Pelobates cultripipes</i> (Sapo de espuelas)	<i>Pelobates cultripipes</i> (Sapo de espuelas)
Invertebrados	
<i>Aulonogyryus striatus</i> (Nadador estriado)	<i>Aulonogyryus striatus</i> (Nadador estriado)

Mamíferos	
<i>Atelerix algirus</i> (Erizo moruno)	<i>Atelerix algirus</i> (Erizo moruno)
<i>Crocidura russula</i> (Musaraña gris)	<i>Crocidura russula</i> (Musaraña gris)
<i>Genetta genetta</i> (Gineta almizclero)	<i>Genetta genetta</i> (Gineta almizclero)
<i>Martes foina</i> (Garduña)	<i>Martes foina</i> (Garduña)
<i>Meles meles</i> (Tejón común)	<i>Meles meles</i> (Tejón común)

Reptiles	
<i>Coronella girondica</i> (Culebra lisa meridional)	<i>Coronella girondica</i> (Culebra lisa meridional)
<i>Hemidactylus turcicus</i> (Salamanquesa rosada)	<i>Hemidactylus turcicus</i> (Salamanquesa rosada)
<i>Hemorrhois hippocrepis</i> (Culebra de herradura)	<i>Hemorrhois hippocrepis</i> (Culebra de herradura)
<i>Malpolon monspessulanus</i> (Culebra bastarda)	<i>Malpolon monspessulanus</i> (Culebra bastarda)
<i>Natrix maura</i> (Culebra viperina)	<i>Natrix maura</i> (Culebra viperina)
<i>Podarcis hispanica</i> (Lagartija ibérica)	<i>Podarcis hispanica</i> (Lagartija ibérica)
<i>Psammmodromus algirus</i> (Lagartija colilarga)	<i>Psammmodromus algirus</i> (Lagartija colilarga)

Aves	
<i>Aegithalos caudatus</i> (Mito mito)	<i>Jynx torquilla</i> (Torcecuello)
<i>Alectoris rufa</i> (Perdiz roja)	<i>Lanius senator</i> (Alcaudón común)
<i>Anas platyrhynchos</i> (Ánade real (azulón))	<i>Lullula arborea</i> (Alondra totovía)
<i>Anthus campestris</i> (Bisbita campestre)	<i>Luscinia megarhynchos</i> (Ruiseñor común)
<i>Apus apus</i> (Vencejo común)	<i>Merops apiaster</i> (Abejaruco europeo)
<i>Apus melba</i> (Vencejo real)	<i>Monticola solitarius</i> (Roquero solitario)
<i>Apus pallidus</i> (Vencejo pálido)	<i>Motacilla alba</i> (Lavandera blanca)
<i>Athene noctua</i> (Mochuelo común)	<i>Muscicapa striata</i> (Papamoscas gris)
<i>Bubo bubo</i> (Búho real)	<i>Oenanthe hispanica</i> (Collalba rubia)
<i>Caprimulgus europaeus</i> (Chotacabras gris)	<i>Oenanthe leucura</i> (Collalba negra)
<i>Caprimulgus ruficollis</i> (Chotacabras pardo)	<i>Oriolus oriolus</i> (Oropéndola europea u oriol)
<i>Carduelis cannabina</i> (Pardillo común)	<i>Parus caeruleus</i> (Herrerillo común)
<i>Carduelis carduelis</i> (Jilguero)	<i>Parus cristatus</i> (Herrerillo capuchino)
<i>Carduelis chloris</i> (Verderón europeo)	<i>Parus major</i> (Carbonero común)
<i>Certhia brachydactyla</i> (Agateador común)	<i>Passer domesticus</i> (Gorrión común)
<i>Circaetus gallicus</i> (Águila culebrera)	<i>Passer montanus</i> (Gorrión molinero)
<i>Cisticola juncidis</i> (Buitrón)	<i>Petronia petronia</i> (Gorrión chillón)
<i>Columba livia</i> (Paloma doméstica)	<i>Phoenicurus ochruros</i> (Colirrojo tizón)
<i>Columba oenas</i> (Paloma zurita)	<i>Phylloscopus bonelli</i> (Mosquitero papialbo)
<i>Columba palumbus</i> (Paloma torcaz)	<i>Pica pica</i> (Urraca)
<i>Corvus corax</i> (Cuervo)	<i>Picus viridis</i> (Pito real)
<i>Coturnix coturnix</i> (Codorniz común)	<i>Psittacula krameri</i> (Cotorra de Kramer)
<i>Cuculus canorus</i> (Cuco común)	<i>Ptyonoprogne rupestris</i> (Avión roquero)
<i>Delichon urbicum</i> (Avión común)	<i>Saxicola torquatus</i> (Tarabilla común)
<i>Dendrocopos major</i> (Pico picapinos)	<i>Serinus serinus</i> (Verdecillo)
<i>Emberiza calandra</i> (Triguero)	<i>Streptopelia decaocto</i> (Tórtola turca)
<i>Emberiza cia</i> (Escribano montesino)	<i>Streptopelia turtur</i> (Tórtola europea)

<i>Emberiza cirius</i> (Escribano soteño o garganta)	<i>Strix aluco</i> (Cárabo común)
<i>Emberiza hortulana</i> (Escribano hortelano)	<i>Sturnus unicolor</i> (Estornino negro)
<i>Falco tinnunculus</i> (Cerní-caló vulgar)	<i>Sturnus vulgaris</i> (Estornino pinto)
<i>Fringilla coelebs</i> (Pinzón vulgar)	<i>Sylvia</i> (Curruca común)
<i>Galerida cristata</i> (Cogujada común)	<i>Sylvia hortensis</i> (Curruca mirlona)
<i>Galerida theklae</i> (Cogujada montesina)	<i>Sylvia melanocephala</i> (Curruca cabecinegra)
Gallineta común	<i>Sylvia undata</i> (Curruca rabilarga)
<i>Gallinula chloropus</i> (Gal)	<i>Troglodytes troglodytes</i> (Chochín)
<i>Garrulus glandarius</i> (Arrendajo)	<i>Turdus merula</i> (Mirlo común)
<i>Hieraetus fasciatus</i> (Águila perdicera)	<i>Turdus viscivorus</i> (Zorzal charlo)
<i>Hieraetus pennatus</i> (Águila o aguililla calzada)	<i>Tyto alba</i> (Lechuza común)
<i>Hirundo rustica</i> (Golondrina común)	<i>Upupa epops</i> (Abubilla)

Espacios Naturales Protegidos

El parque eólico del estudio no se encuentra en ningún espacio natural protegido, pero es conveniente localizar los espacios protegidos limitantes en la zona. En el bajo Ebro se encuentran los parques naturales del delta del Ebro y de Els Ports (ParcsNaturals.gencat, 2020).

▪ **Parque Natural del Delta del Ebro**

El delta del Ebro, con sus 320 km² de superficie, constituye el hábitat acuático más extenso de Cataluña y más importante del Mediterráneo occidental. Presenta una rica diversidad de ambientes: río, mar, bahías, playas, dunas, salobres, bosque de ribera, lagunas costeras, islas fluviales y colmillos conforman su paisaje natural. Junto con los arrozales, acogen una gran biodiversidad (pájaros, peces, reptiles, anfibios, insectos, ...) adaptados a los diferentes hábitats. El Perelló está ubicado en los entornos del RAMSAR de Delta del Ebro (7736 ha).

La Generalitat de Catalunya designó en el año 1983 el Parque Natural del Delta del Ebro, su paisaje tiene una fuerte personalidad que lo hace único en Cataluña. En el interior tenemos los amplios y extensos arrozales, un paisaje que cambia según las estaciones (terrosos en invierno, inundados de agua en primavera y verdes en verano). La zona litoral alberga uno de los paisajes más atractivos del Mediterráneo, grandes estanques bordeados por carrizales y junciales. En la periferia, grandes extensiones de suelos salinos con vegetación y largas y desiertas playas arenosas con dunas.

▪ **Parque Natural del Ports**

Els Ports es un conjunto montañoso que hace de contacto entre las comarcas del Bajo Ebro y el Montsià este, la Terra Alta (provincia Tarragona) y el Matarraña (Teruel) en el noroeste y el Bajo Maestrat al sur (Castellón). La zona se caracteriza por vegetación de pinares (pino negro y pino rojo) y robledales. La orografía presenta multitud de barrancos, crestas y cimas, donde podemos localizar la mayor colonia de cabra hispánica de la Península, junto con otras especies como tejones, ginetas o aves de rapiña.

- **Los Hayedos del Parque Natural dels Ports**

Els Ports es un refugio para muchas especies amenazadas, tanto de flora como de fauna, y, en especial, de las poblaciones de hayedos, que son los más meridionales de la Península Ibérica y están protegidos mediante la Reserva Natural Parcial de los hayedos de Els Ports. Es por este motivo que los hayedos de Els Ports presentan unas características propias que los hacen muy especiales, encontrándose el haya rodeada de riscos y en fuertes pendientes, cuando los hayedos típicos suelen encontrarse en zonas llanas. Estos barrancos están situados en la zona de las Vallcaneres y dentro del término municipal de La Sénia.



Figura 31: Espacios Naturales Protegidos de la zona. Fuente: sig.gencat.cat/visors.

- **Zonas LIC**

Los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) son zonas de la Unión Europea designadas de interés por su potencial contribución en la restauración del hábitat natural. Estas zonas están definidas dentro de la Directiva europea 92/43/CEE, e incluyen ecosistemas y la biodiversidad del mismo. Son zonas dignas de protección y candidatas de formar parte de la Red Natura 2000. Alrededor del municipio de El Perelló encontramos las zonas LIC de Barranc de Santes Creus (ES5140022), Delta de l'Ebre (ES0000020), Litoral meridional tarragoní (ES5140001), Riberes i Illes de l'Ebre (ES5140010), Serres de Cardó - El Boix (ES5140006), Sistema prelitoral meridional (ES5140011), Tivissa-Vandellòs-Llaberia (ES5140009), Tossal de Montagut (ES5140016).

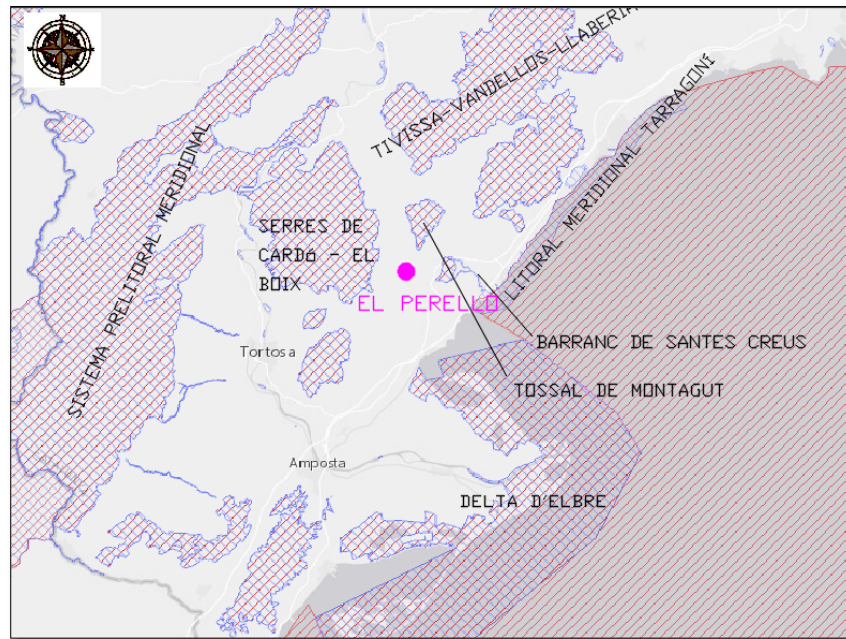


Figura 32: Zonas LIC. Fuente: Natura2000.

- **Zonas ZEPA**

Las Zonas de Especial Protección para Aves (ZEPA) son áreas protegidas catalogadas por la Directiva comunitaria 79/409/CEE como: “zonas naturales de singular relevancia para la conservación de la avifauna amenazada de extinción”. En estas zonas se prohíbe la caza de aves y los estados están obligados a conservar su descanso, reproducción y alimentación. Estas zonas se encuentran también dentro de la Red Natura 2000. Afectando a la zona de El Perelló están los entornos del ZEPA de Delta de l'Ebre, Serres de Cardó - El Boix, Sistema prelitoral meridional, Tivissa-Vandellós-Llaberia, Tossal de Montagut. Las zonas LIC y ZEPA se encuentran situadas en la misma zona (miteco.gob.es, 2020).

- **Zonas IBA**

Además de los anteriores espacios naturales, también se encuentran varias zonas importantes para las aves (Important Birds Areas, IBA). Estas zonas corresponden a los Espacios Naturales Protegidos mencionados anteriormente.

- **Zonas del PEIN**

En Cataluña, el Plan de Espacios de Interés Natural (PEIN), aprobado en 1992, es el instrumento de planificación de nivel superior que estructura el sistema de espacios protegidos de Cataluña e integra este sistema dentro del conjunto del territorio, ya que el PEIN es un plan territorial sectorial encuadrado dentro del Plan territorial de Cataluña (1995). Los objetivos fundamentales del PEIN son dos:

- Establecer un sistema de espacios naturales protegidos representativo de la riqueza paisajística y la diversidad biológica del territorio de Cataluña.
- Dar una protección básica a estos espacios.

Todos los espacios del sistema de espacios naturales protegidos de Cataluña están incluidos en el PEIN.



Figura 33: Zonas PEIN. Fuente: mediambient.gencat.cat.

Los espacios naturales de protección especial (ENPE) son un tipo especial de espacios naturales protegidos, designados específicamente por su interés científico, ecológico, cultural, educativo, paisajístico y recreativo.

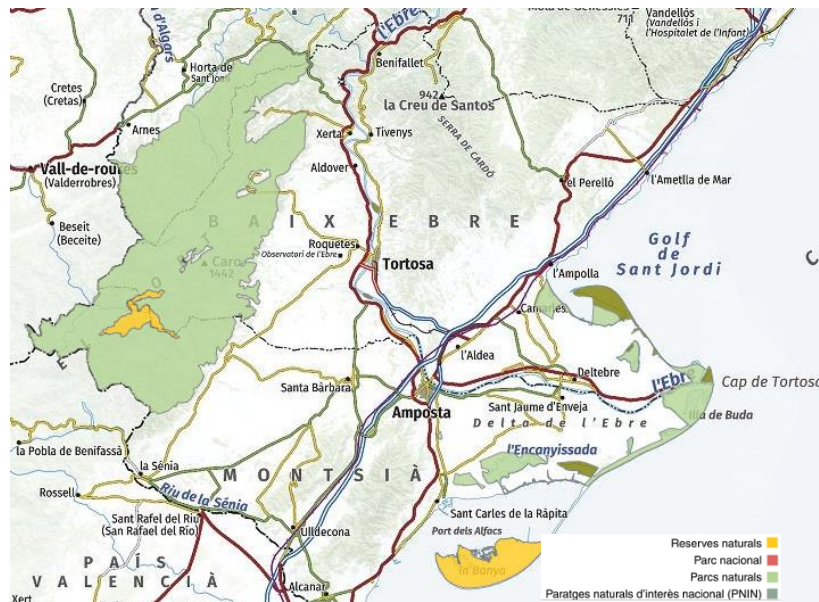


Figura 34: Resumen Espacios Naturales Protegidos. Fuente: icc.cat/vissir3/

Población humana

El parque se encuentra en el municipio de El Perelló, al oeste se encuentran los municipios de Tivenys y Tortosa ambos a 16 km de distancia, mientras que al este se encuentran en la costa los municipios de La Ampolla y La Ametlla de Mar, a 6 y 8 km respectivamente.

El municipio de Tivenys cuenta con una población de 899 habitantes y una superficie de 53,5 km². Tortosa, tiene una población de 33.372 habitantes y una superficie de 218,45 km². Por otro lado, La Ampolla y La Ametlla de Mar tienen una población de 3.205 y 6.787 habitantes y una superficie de 35,7 y 66,87 km², respectivamente.

Patrimonio cultural de la zona

El parque eólico de estudio y su repotenciación no afectarán al patrimonio cultural de la zona. Se indica una breve descripción de este.

- **Pinturas Prehistóricas:** “Cuevas de las Calobres” y “La Cabra Feixet” en El Perelló son un conjunto de pinturas prehistóricas declaradas Patrimonio de la UNESCO en 1998. Pertenecen al periodo del Paleolítico Superior (entre 25.000 y 15.000 años), se trata de escenas míticas de caza y se encuentran en el barranco de las Muñecas, a los pies de la sierra del Boix.
- **Castillo de la Suda de Tortosa:** Es uno de los principales monumentos históricos de Tortosa. Aunque el castillo es de origen romano fueron los musulmanes, quienes dieron forma y volumen a esta construcción.
- **Recintos amurallados de Tortosa:** El recinto amurallado que rodeaba la ciudad de Tortosa en el siglo XIX era de los más grandes de Cataluña.
- **Palacio Episcopal de Tortosa:** Construido a principios del siglo XIV para albergar la sede del Obispado de Tortosa.

5.3. Identificación y valoración de impactos ambientales

Para valorar los impactos sobre los factores de este apartado, se utiliza el procedimiento de la matriz de Leopold, desarrollado por el Servicio Geológico del Departamento del Interior de Estados Unidos en 1971. Este método evalúa cuantitativamente cuáles son los factores más afectados en los que se deben tomar medidas protectoras del medio.

El estudio de impacto ambiental conlleva la selección de las medidas menos perjudiciales para el medio ambiente. Para obtener la interacción entre los factores y el medio, se utiliza la herramienta de la matriz de Leopold. Ésta resume y visualiza los resultados de las interacciones entre las acciones del proyecto y los factores ambientales a los que afectan. Para realizar la matriz de Leopold se exponen los siguientes pasos a seguir:

1. Seleccionar los factores relevantes del medio.
2. Seleccionar las acciones relevantes de la repotenciación.
3. Identificar mediante una diagonal ascendente de izquierda a derecha, de las casillas donde se produce una interacción o impacto relevante.
4. Construir de una matriz reducida conteniendo solamente las acciones (arriba de la matriz) y factores (izquierda de la matriz) seleccionados para el caso.
5. Estimar de la magnitud del impacto y disposición del valor en la mitad superior de cada casilla.
6. Estimar de la importancia del impacto y disposición de este en la parte inferior de la casilla correspondiente.

Este procedimiento es el típico para una matriz de Leopold típica, pero para este estudio únicamente se realiza una estimación de la importancia del impacto, es decir, no se tendrá en cuenta el cálculo de la magnitud del impacto (Gómez, 2013) [2].

Los atributos que evalúan la incidencia de las acciones en los factores del medio son los siguientes:

- **Signo del efecto:** Considera si el efecto es beneficioso, perjudicial o no afecta al factor.
- **Inmediatez del efecto:** Se refiere a la repercusión dada por la acción con el paso del tiempo. Puede ser directo si la repercusión es consecuencia de ésta, o indirecto si su manifestación no es consecuencia de la acción.
- **Acumulación:** Un efecto acumulativo aumenta su impacto si la acción se mantiene en el tiempo.
- **Sinergia:** Expresa que la coexistencia de varios procesos causa un mayor efecto que la suma de los efectos por separado.
- **Momento:** Alude al tiempo que transcurre entre la acción y el comienzo del efecto.
- **Persistencia:** Se refiere al tiempo de permanencia del efecto desde su aparición y a partir del cual, el factor afectado retornaría a las condiciones previas a la acción por medios naturales o por la introducción de medidas correctoras.
- **Reversibilidad:** Indica la posibilidad de regeneración del factor afectado por el proyecto de forma natural una vez que la acción deja de afectar al medio.
- **Recuperabilidad:** Indica la posibilidad de reestablecer el factor afectado mediante medidas correctoras.
- **Periodicidad:** Se refiere a la regularidad de manifestación del efecto.

Tabla 53: Atributos de la matriz de Leopold. Fuente: Gómez, 2013.

Atributo	Carácter del Atributo	Código Valor
Signo del efecto	Beneficioso	-
	Perjudicial	+
	Indeterminado	*
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	Inmediato	4
	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A largo plazo	2
	Irreversible	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
Periodicidad	Puntual	1
	Cíclico	2
	Constante	3

Para rellenar la matriz se debe evaluar el índice de incidencia de impactos con la siguiente expresión:

$$I = \sum \text{Atributos}$$

En la matriz debemos introducir el índice de forma estandarizada, cuya ecuación es:

$$I_{\text{estandarizado}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (14)$$

Siendo $I_{\min} = 7$ y $I_{\max} = 21$.

Además, se ha empleado una ponderación adicional para tener en cuenta la duración del impacto según las fases de ejecución del proyecto de repotenciación. Los índices estandarizados se multiplicarán por los siguientes pesos, ponderaciones o importancias:

- **Fase de construcción:** La duración es relativamente corta y aproximadamente de un año, por ello, su incidencia es considerablemente alta, por lo que su peso será de 2/10.
- **Fase de operación:** El tiempo de vida de los aerogeneradores es aproximadamente de 20 años y tienen una incidencia media, por lo tanto, dispone de un peso de 6/10.
- **Fase de desmantelamiento:** Dura alrededor de un año y su importancia es alta, su peso es de 1/10. Cabe destacar que en el proyecto de repotenciación serán requeridas dos fases de desmantelamiento.

En función de estos criterios se ha rellenado la matriz de Leopold siguiendo la cuantificación de impacto que genera cada actividad. Como ejemplo se ha desarrollado el impacto en los suelos por el derribo de obras civiles:

Tabla 54: Ejemplo elaboración matriz de Leopold. Fuente: Elaboración propia.

Atributo	Carácter del Atributo	Valor
Signo del efecto	Perjudicial	+
Inmediatez	Directo	3
Acumulación	Simple	1
Sinergia	Media	2
Momento	A corto plazo	3
Persistencia	Temporal	1
Reversibilidad	A corto plazo	1
Recuperabilidad	Fácil	1
Periodicidad	Puntual	1

Con una suma total en la Tabla 54 de 13 puntos, en valores estandarizados obtenemos un valor de 0,428. Al pertenecer a la fase de desmantelamiento, su factor de ponderación es de 1/10, por lo que el valor a introducir en la matriz de Leopold es 0,043 (en la matriz redondeamos a dos decimales).

Se opera de forma análoga con las actividades y factores más influyentes del proyecto. La representación de las casillas de la matriz se muestra en colores distintos para identificar en verde los efectos beneficiosos y diferentes tonalidades de rojo para los perjudiciales. El código de colores se muestra en la Tabla 55:

Tabla 55: Resumen impactos en la matriz. Fuente: Elaboración propia.

Color	Rango	Impacto
	0 - 0,1	Compatible
	0,11 - 0,2	Moderado
	0,21 - 0,4	Severo
	0,41 - 0,7	Crítico
	Beneficioso	
	Sin influencia	

De los resultados de las matrices se obtiene un ligero parecido entre las tres alternativas de repotenciación. En todas, y en particular para la alternativa I de la Figura 35, se observa que las principales desventajas son las que afectan a los factores de emisiones, ruido, aves, animales terrestres y paisajes. La actividad más crítica y que más repercute en dichos factores es la de explotación, como era de esperar por su larga duración, aunque varias actividades de la fase de construcción también tienen altos impactos ambientales que se han de tener en cuenta.

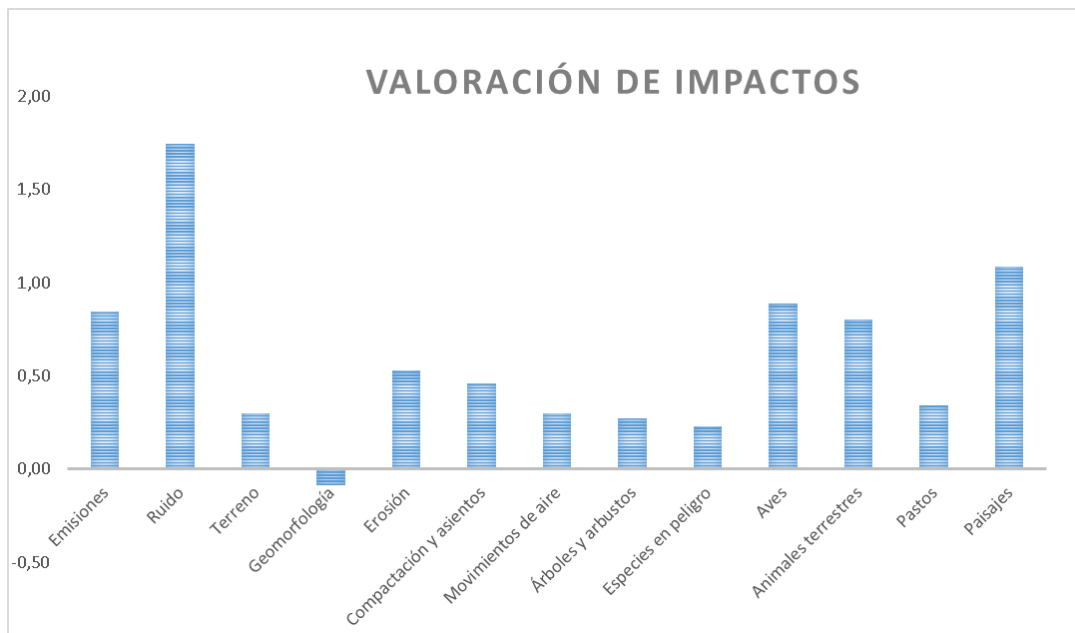


Figura 35: Valoración de impactos de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia

				Actividades																	
				Fase desmantelamiento					Fase construcción				Fase explotación			Fase desmantelamiento final					
				Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desarme de los equipos	Derribo de las obras civiles	Restauración del terreno	Acondicionamiento de nuevos accesos/zanjas	Cimentaciones	Tránsito de aerogeneradores	Montaje de aerogeneradores	Operación de aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Tránsportes asociados al mantenimiento	Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desarme de los equipos	Derribo de las obras civiles	Restauración del terreno	Suma
Factores ambientales afectados	Elemento ambiental	Categoría	Atributo																		
	Factores ambientales afectados	Características físicas y químicas	Atmósfera	Emisiones	0,04	0,04	0,04	0,04	-0,14	0,09	0,09	0,10	0,09		0,13	0,30	0,04	0,04	0,04	0,04	-0,14
Ruido				0,04	0,04	0,04	0,04		0,13	0,13	0,11	0,13	0,51	0,13	0,26	0,04	0,04	0,04	0,04		1,74
Geología			Terreno	0,04	0,04	0,04	0,03	-0,14	0,04	0,04	0,04				0,13	0,04	0,04	0,04	0,03	-0,14	0,30
			Geomorfología				0,02	-0,12		0,11									0,02	-0,12	-0,09
Procesos			Erosión	0,04	0,04	0,06	0,06	-0,13	0,04	0,10	0,04	0,04			0,13	0,04	0,04	0,06	0,06	-0,13	0,53
			Compactación y asentamientos		0,04			-0,13	0,13	0,17	0,09	0,09			0,17		0,04			-0,13	0,46
				Movimientos de aire									0,30							0,30	
Condiciones biológicas		Flora	Árboles y arbustos		0,03	0,05	0,06	-0,13	0,09	0,13	0,04						0,03	0,05	0,06	-0,13	0,27
			Especies en peligro		0,03	0,04	0,04	-0,13	0,13	0,13							0,03	0,04	0,04	-0,13	0,23
		Fauna	Aves		0,04	0,04	0,04	-0,14	0,10	0,13	0,09	0,09	0,51				0,04	0,04	0,04	-0,14	0,89
	Animales terrestres			0,04	0,04	0,04	-0,13	0,09	0,13	0,09	0,09			0,43		0,04	0,04	0,04	-0,13	0,80	
Factores culturales	Usos del	Pastos	0,04	0,03		0,02	-0,14	0,13	0,09	0,04				0,17	0,04	0,029		0,02	-0,14	0,34	
	Estética	Paisajes		0,03	0,04	0,04	-0,17	0,13	0,09	0,13	0,17	0,51	0,17			0,03	0,04	0,04	-0,17	1,09	
Suma				0,21	0,41	0,41	0,45	-1,49	1,09	1,33	0,77	0,69	1,84	0,43	1,59	0,21	0,41	0,41	0,45	-1,49	

Figura 36: Matriz de Leopold de la alternativa I. Fuente: Elaboración propia.

5.4. Medidas protectoras y correctoras

Los impactos compatibles y moderados son, en buena medida, reversibles. Recuperándose naturalmente a corto plazo tras el cese de la actividad. Sin embargo, los impactos severos y críticos conllevan la ejecución de medidas correctoras para la recuperación eficaz del medio a corto plazo una vez finalizada la actividad.

Para los movimientos de aire, no se podrá proponer ninguna medida correctora, ya que son inherentes al funcionamiento de los aerogeneradores y su recuperación es casi inmediata cuando se detiene el aerogenerador.

Al realizar la repotenciación, el área de barrido será mayor que el existente inicialmente. A continuación, se muestra el aumento del área de barrido provocado por el aumento de los diámetros de los aerogeneradores, a pesar de que se disminuya en número de máquinas a instalar.

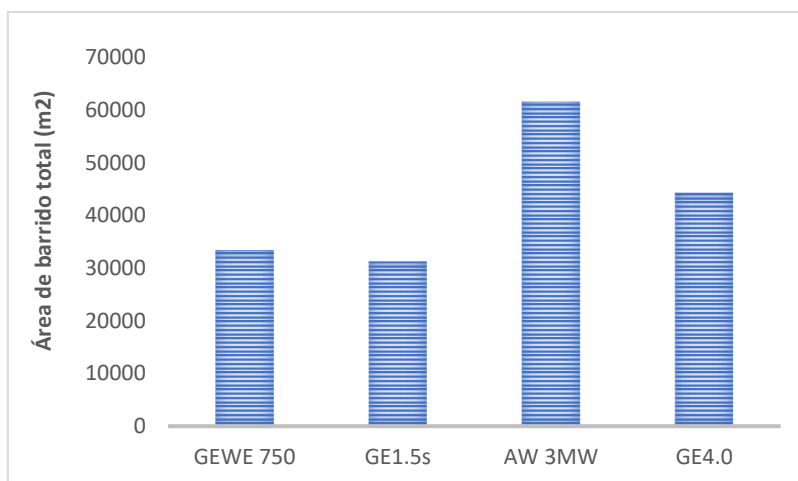


Figura 37: Comparación del área de barrido total de las alternativas. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se detallan las medidas correctoras que se llevarán a cabo para la recuperación de aquellos factores más afectados por la repotenciación del parque.

Ruidos

Este es el factor más importante a tener en cuenta durante todas las fases del estudio. No encontramos ningún núcleo urbano ni espacio natural protegido a menos de 500 metros. No afecta a los municipios cercanos, ya que por el RD 1367/2007 se fija un máximo de 45 dB, y este valor se dará en las inmediaciones del parque donde no perturba a la población. Sin embargo, con el fin de evitar, en la medida posible, interceder en el hábitat de la fauna de la zona, se emplean las siguientes medidas preventivas:

- Correcto mantenimiento de los aerogeneradores.
- Avisos digitalizados ante fallos silenciosos.
- Comprobación de inspecciones periódicas de los aerogeneradores.

Calidad atmosférica

La calidad del aire y la contaminación se ve afectada en las fases de construcción y desmantelamiento. La contaminación es provocada por el uso de combustibles para maquinaria, generación de polvo en el movimiento de tierras o partículas en suspensión que puedan llegar a localidades cercanas. Las medidas preventivas y correctoras que se proponen son:

- Transportes involucrados mediante vehículos con bajo índice de contaminación.
- Controlar de emisiones de partículas en suspensión.

Aves

Las aves son las especies más afectada en cualquier parque eólico debido a que las instalaciones se encuentran en el paso habitual de éstas. Con el fin de evitar el impacto sobre las aves durante la explotación se proponen las siguientes medidas preventivas:

- Diseñar espacios libres entre aerogeneradores que garanticen el libre tránsito de las aves y quirópteros.
- Programar un seguimiento de avifauna en la fase de explotación.
- Instalar salvapájaros en líneas eléctricas aéreas.
- Realizar la fase de construcción y de desmantelamiento fuera de los periodos migratorios de aves.
- Instalar iluminación intermitente llamativa del buje en circunstancias de poca visibilidad.
- Emplear colores visibles en las palas del buje.
- Emplear de ultrasonidos y repelentes químicos molestos para las aves con el fin de alejarlas de la zona del parque, pero sin interceder en su hábitat natural.

Animales terrestres

No sufren tanto impacto como las aves, pero la repotenciación del parque también se interpondrá en su hábitat. Las medidas preventivas propuestas en este caso son:

- Evitar la creación de vías de acceso que entorpezcan las veredas de paso de animales.
- Respetarla fenología reproductiva de las especies de la zona en la fase de construcción.
- Crear una patrulla que, periódicamente, proteja y garantice la seguridad de las especies de la zona.

Factores de interés estético

Es el segundo factor que mayor impacto tiene sobre el proyecto, ya que se han instalado unos aerogeneradores con mayor altura de buje que los iniciales. Se realizarán las siguientes medidas:

- Minimizar el impacto visual en la fase de diseño del parque.
- Mimetizar los aerogeneradores en el medio con el empleo de pinturas grisáceas o mates.
- Conseguir aceptación social hacia las energías renovables de los municipios de la zona a través de charlas explicativas, visitas guiadas o paneles informativos.

Geología y edafología

Para influir lo mínimo posible en la geología de la zona, se ocupará el espacio mínimo requerido para llevar a cabo la repotenciación del parque. Es un factor reversible ya que en el desmantelamiento se rehabilitará el terreno que no resulte de interés para el parque. Las medidas protectoras propuestas son:

- Reutilizar caminos existentes.
- Acopiar de suelos para su posterior reutilización en la restauración o llenado.

Flora

Ha de restringirse, en la medida de lo posible, la ocupación de la obra y evitar excavaciones o desbroces en lugares de interés. Al encontrarse cercano a zonas LIC, se deben tener en cuenta las siguientes medidas correctoras y protectoras:

- Restaurarla superficie forestal afectada durante la explotación.
- Reforestar la zona una vez acabada la vida útil del parque.
- Balizar de especies o taxones de especial interés.

Otras medidas

Para los factores con menor impacto también se proponen medidas preventivas para minimizarlos:

- Utilizar, siempre que sea posible, vehículos con bajo índice de contaminación.
- No obstaculizar el paso de agua de lluvia por los torrentes naturales existentes en la zona.
- Acopiar residuos de la construcción y desmantelamiento en zonas delimitadas
- Recoger residuos de manera selectiva y adecuada para su posterior gestión.

5.5. Programa de vigilancia ambiental

Se puede definir un Programa o Plan de Vigilancia Ambiental (PVA) como un documento de seguimiento y control que contenga los criterios técnicos que, a partir de la predicción realizada en el proyecto, pueda permitir a la Administración seguir sistemáticamente el cumplimiento de las medidas correctoras instauradas. La Ley 21/2013, del 9 de diciembre, de evaluación ambiental, exige elaborar un PVA que establezca un sistema que garantice el cumplimiento de las indicaciones y medidas protectoras y compensatorias contenidas en el estudio de impacto ambiental.

Su finalidad es establecer una garantía de cumplimiento de las indicaciones y medidas correctoras anteriores. Además, el plan de vigilancia ambiental tiene por objetivos:

- Verificar la efectividad del proyecto y sus actividades según aspectos medioambientales.
- Verificar del cumplimiento de las medidas correctoras y compensatorias aplicadas.
- Seguir impactos residuales imprevistos.
- Analizar la necesidad de nuevas medidas correctoras.
- Elaborar una fuente de datos para futuros estudios de impacto ambiental.
- Detectar impactos no previstos en el EIA, ya sea por omisiones o cambios en el proyecto final.
- Seleccionar indicadores fácilmente medibles y representativos para cada factor.

El esquema de aplicación del plan es el siguiente:

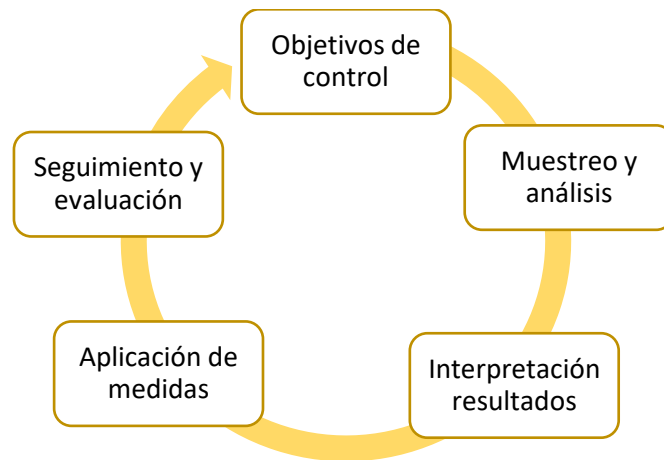


Figura 38: Esquema aplicación PVA. Fuente: Elaboración propia.

El plan de vigilancia ambiental propuesto según el estudio de impacto del proyecto es el siguiente:

Tabla 56: Plan de vigilancia ambiental.

Factor	Parámetro a evaluar	Fase actividad	Periodicidad
Avifauna	Colisiones y tasa de vuelo	Explotación	Mensual
Ruido	Nivel acústico (dB)	Construcción y explotación	Ocasional
Fauna	Reproductividad	Explotación	Trimestral
Residuos	Correcta gestión	Construcción y desmantelamiento	Mensual
Flora	Desbroces y restauración ambiental	Explotación y desmantelamiento	Mensual
Suelos	Marcaje áreas afectadas	Construcción, Explotación y Desmantelamiento	Mensual

Resumen

Tras el análisis de los factores y los impactos de la repotenciación en la matriz, se puede concluir que el impacto producido es generalmente compatible con una repotenciación. La mayoría de los impactos son de carácter compatible, encontrando también varios impactos moderados. La recuperación de estos impactos es inmediata, o a corto plazo, con la aplicación de las medidas preventivas y correctoras.

Todas las medidas mencionadas anteriormente se someten al Plan de Vigilancia Ambiental, cuyo objetivo es garantizar la correcta ejecución de las medidas previstas, así como corregir las posibles adversidades encontradas.

Por lo tanto, el resultado del Estudio de Impacto Ambiental es similar para las tres alternativas, donde se aprecian valores más favorables para la alternativa III que para el resto. Aunque no son suficientemente destacables respecto de las demás alternativas como para decantarse por esta. Los impactos severos son menores y se minimizan con las anteriores medidas correctoras. En el resto de las alternativas, se encuentran mayores índices de impacto en la matriz que requieren unas medidas más duras instauradas para prevenir, subsanar y controlar los impactos.

6. CONCLUSIONES

Se ha propuesto una metodología para la repotenciación, en términos energéticos, de los parques eólicos, que por su antigüedad desaprovechan el recurso eólico de la zona donde se sitúan. Esta metodología se ha aplicado concretamente al parque eólico Les Calobres de 12,75 MW de potencia instalada. Según las normativas actuales, este parque incumple los valores mínimos de producción, que aseguran la rentabilidad económica del mismo y consecuentemente se requiere de su reforma y repotenciación. Para ello, se han tenido en cuenta las particularidades de la instalación existente y el recurso eólico disponible en su emplazamiento actual.

Como resultado del análisis del recurso eólico, llevado a cabo mediante dos métodos: (i) la obtención de datos del atlas eólico, proporcionado por organismos externos, y (ii) la medida experimental de los parámetros del viento, obtenidos directamente de los anemómetros situados en los propios aerogeneradores. Se ha elaborado una distribución estadística de Weibull para determinar la relación entre la generación de energía y la velocidad del viento. Los resultados indican que los datos medidos directamente de los aerogeneradores son ligeramente superiores a los obtenidos de los datos del atlas eólico. La velocidad promedio en la zona de estudio para la altura de 80 m es de 7,64 m/s, lo que permite catalogar al viento del parque Les Calobres como de clase II. De este modo, se han ordenado las localizaciones de mayor recurso eólico del parque, con el fin de establecer unas prioridades de instalación de los nuevos aerogeneradores.

En esta metodología adoptada se han propuesto varios modelos de aerogeneradores distintos que cumplen los requisitos de esta localización. Se ha aplicado el modelo de generación eólica a las nuevas distribuciones del parque para los modelos GE1.5s©, AW3.000© y GE4.0©, obteniendo una generación distinta cada una. Las nuevas distribuciones del parque respetan las localizaciones del anterior parque con el fin de facilitar el estudio y la posterior tramitación ambiental. Se concluye que el modelo con mayor generación de energía es el AW3.000© con 36,74 GWh anuales, 3.062 horas equivalentes y un factor de carga del 0,350. Esto supone un aumento de la producción del doble respecto a la actual situación del parque, el cual produce actualmente 18,16 GWh/año. Como resultado de los cálculos eléctricos llevados a cabo, finalmente se emplea el cable RH5Z1 12/20 kV Al con un tamaño de los conductores de 240 mm² para el ramal de interconexión, y de 300 mm² para el tramo de evacuación hasta la subestación.

Tras el análisis energético, se ha procedido a la viabilidad económica de las alternativas tenidas en cuenta. Del resultado de este análisis se obtienen los costes de inversión y explotación de las instalaciones y, con ello, la rentabilidad de las alternativas. Se concluye que la alternativa más rentable para la repotenciación es la del modelo AW3.000© cuya Tasa Interna de Retorno es del 7,6 % y su plazo de recuperación de tres años, siendo su coste inicial de 14.273.238,82 €. Esta alternativa posee un Valor Actualizado Neto de 11.977.896 €. Para verificar el resultado, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad ante posibles fluctuaciones de diversos parámetros económicos de interés.

Finalmente, el estudio de impacto ambiental realizado concluye que el ruido de los aerogeneradores, el deterioro paisajístico y los problemas provocados a la avifauna son los elementos más afectados por la repotenciación. Por todo ello, se proponen diversas medidas correctoras y paliativas para acelerar la recuperación del medio y su entorno. Con ello, el resultado del estudio ambiental finaliza favorablemente. Además, la ejecución del parque supone evitar la evacuación de 10.692 toneladas de CO₂ anuales a la atmósfera durante la vida útil del parque.

Por todo lo expuesto en esta memoria, la mejor alternativa para la reforma del actual parque eólico Les Calobres es la elección de la segunda alternativa. Resultando los cuatro aerogeneradores AW3.000© con una potencia final instalada de 12 MW.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Deloitte. (s.f.). La eólica en la economía española.*
- [2] *Gómez, G. y. (2013). libro de Evaluación de impacto ambiental .*
- [3] *Iain Staffell, R. G. (2013). How does wind farm performance decline with age? ELSEVIER.*
- [4] *IDAE, atlas eólico, pág. 105. (25 de marzo de 2020).*
- [5] *ITC-LAT 06, Líneas Subterráneas con cables aislados. (s.f.).*
- [6] *José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán Porta. (2010). Tecnología Eléctrica.*
- [7] *Manual eólico WindyGrid. (25 de marzo de 2020).*
- [8] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). miteco.gob. (enero de 2020).*

PÁGINAS WEB CONSULTADAS

AEEOLICA. (20 de Febrero de 2020). Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>

Consell Comarcal del Baix Ebre. (18 de abril de 2020). Obtenido de <https://web.archive.org/web/20060507004946/http://www.baixebre.org/>

Departamento de Territorio y sostenibilidad de Cataluña. (25 de marzo de 2020). *gencat.cat.*
Obtenido de http://territori.gencat.cat/es/01_departament/12_cartografia_i_toponimia/bases_cartografiques/medi_ambient_i_sostenibilitat/bases_miramon/territori/07_eolics/

ENAIR. (2020). Obtenido de <https://www.enair.es/es/app>

Inocua. (25 de marzo de 2020). Obtenido de <http://inocua.es/clases-como-determina-emplazamiento-viento/>

mediambient.gencat.atmosfera. (2020). Obtenido de http://mediambient.gencat.cat/es/05_ambits_dactuacio/atmosfera/qualitat_de_laire/qa-camp-tgn/dades/

Mediambient.gencat.atmosfera. (2020). Obtenido de http://mediambient.gencat.cat/es/05_ambits_dactuacio/atmosfera/qualitat_de_laire/qa-camp-tgn/dades/

Mediambiente.gencat.cat. (2020). Obtenido de http://mediambient.gencat.cat/es/05_ambits_dactuacio/avaluacio_ambiental/avaluacio_di_mparte_ambiental_de_projectes/normativa/

miteco.gob.es. (2020). Obtenido de https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-prottegidos/red-natura-2000/zepa_cataluna.aspx

- Miteco.gob.es.* (2020). Obtenido de https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/zepa_cataluna.aspx
- NaturaSpain.* (2020). Obtenido de <http://www.naturaspain.com/>
- ParcsNaturals.gencat.* (2020). Obtenido de <http://parcsnaturals.gencat.cat/es/>
- Tabla calidad del aire, gencat.cat.* (2020). Obtenido de http://mediambient.gencat.cat/web/.content/home/ambits_dactuacio/atmosfera/qualitat_de_laire/Taula_qualitat_aire_Camp_Tarragona/qualitat_tarragona_fulleto_v5.pdf
- TopCable.* (06 de marzo de 2020). Obtenido de <https://www.topcable.com/es/cables-de-media-tension/rhz1/x-volt-rh5z1-al/>
- Unam, pág. 3.* (2020). Obtenido de <http://www.nacionmulticultural.unam.mx/mezinal/docs/260.pdf>
- Weatherspark.com.* (2020). Obtenido de <https://es.weatherspark.com/y/42982/Clima-promedio-en-Perell%C3%B3-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Windpower.* (2020). Obtenido de <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/park.htm>
- www.energias-renovables.com.* (25 de marzo de 2020). Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/eolica/la-eolica-catalana-ya-tiene-mapa-20131016>

DOCUMENTO N°2.
PRESUPUESTO ALTERNATIVA II

Nº Código	Ud.	Descripción	Precio Unit.	Total
1 Desmantelamiento				
1.1 COD1.1 Ud Desconexión de acometida eléctrica				
MOOE11a	0,320	h Especialista electricista.	14,10	4,51
MOOE.8a	0,200	h Oficial primero de electricidad.	16,58	3,32
MOOE.9a	0,120	h Oficial segundo de electricidad.	16,56	1,99
MOOE12a	0,250	h Peón especializado electricidad.	13,18	3,30
O010A050	0,120	h Ayudante.	10,40	1,25
%CDC211	2%	Costes directos complementarios.	1,12	0,02
	1%	Costes indirectos	1,14	0,01
Precio total redondeado por ud				14,39 €
Precio total de la subpartida				244,66 €
1.2 COD1.2 m Retirada de cableado eléctrico.				
MOOA.5a	0,015	h Capataz construcción.	16,16	0,24
MOOA12aa	0,016	h Peón ordinario construcción.	13,11	0,21
MMMR.2dc	0,004	h Pala cgrga de oruga 128 CV 1.5 m3.	84,41	0,34
M10MM010	0,01	h Motosierra gasolina l=40 cm.1,8 CV.	1,93	0,02
M07CB020	0,01	h Camión basculante 4x4 14 t.	30,55	0,31
%CDC211	2%	Costes directos complementarios.	1,12	0,02
	1%	Costes indirectos	1,14	0,01
Precio total redondeado por m				1,15
Precio total de la subpartida				5.946,42 €
1.3 COD1.3 Ud Desarme del rotor, palas y torre del aerogenerador con grúa retráctil. Desmontaje de la góndola y retirada a taller.				
MOOA.8a	0,6	h Oficial de primera construcción.	15,77	9,46
MOOA11a	0,32	h Peón especializado construcción.	13,63	4,36
O010A050	0,32	h Ayudante.	10,4	3,33
MOOE11a	0,160	h Especialista electricista.	14,10	2,26
MOOE.8a	0,140	h Oficial primero de electricidad.	16,58	2,32
O010A050	0,120	h Ayudante.	10,40	1,25
	0,720	h Grúa retráctil para rotor y palas.	4426,00	3186,72
	0,850	h Grúa de apoyo para desmontaje	9250,00	7862,50
	0,760	h Grúa para desmantelamiento de la torre	4950,00	3762,00
%CDC211	2%	Costes directos complementarios.	374,1376	296,683936
	1%	Costes indirectos	187,0688	148,341968
Precio total redondeado por ud				15.262,07 €
Precio total de la subpartida				259.455,21 €
1.4 COD1.4 m3 Demolición de las zapatas de hormigón armado, de hasta 1,5 m de profundidad máxima, con retroexcavadora con martillo rompedor y equipo de oxicorte, y carga mecánica sobre camión portador.				
MOOA.8a	0,06	h Oficial de primera construcción.	15,77	0,95
MOOA11a	0,12	h Peón especializado construcción.	13,63	1,64
O010A050	0,12	h Ayudante.	10,4	1,25
	0,81	h Retroexcavadora con martillo de 85kW	75,34	61,03
	0,32	h Miniretrocargadora de 15 kW	46,5	14,88
	0,87	h Equipo de oxicorte con acetileno y oxígeno	7,4	6,44
%CDC23	2%	Costes directos complementarios.	3,3808	1,723464
	1%	Costes indirectos	1,6904	0,861732
Precio total redondeado por m3				88,76
Precio total de la subpartida				754.446,37 €
Precio total de la partida				1.020.092,65

Nº Código	Ud.	Descripción	Precio Unit.	Total
2 Aerogeneradores				
2.1 COD2.1	Ud	Aerogenerador AW3.000 del fabricante Acciona, con potencia nominal de 3MW, altura de torre 82 m y diámetro de 140 m. Se incluye transporte e instalación.		
		Sin descomposición	2.190.000,00	2.190.000,00
	1%	Costes indirectos	2.190.000,00	2.190.000,00
		Precio total redondeado por Ud		2.190.000,00
Precio total de la partida				8.760.000,00

3 Obra civil					
3.1 Acondicionamiento del terreno					
3.1.1 COD3.1.1	m2	Despeje, desbroce y refino de terrenos hasta 25 cm de profundidad, con vegetación de hasta 2 m de altura, incluida la retirada de material			
MOOA.5a	0,015	h	Capataz construcción.	16,16	0,24
MOOA12aa	0,016	h	Peón ordinario construcción.	13,11	0,21
MMMR.2dc	0,004	h	Pala carga de oruga 128 CV 1.5 m3.	84,41	0,34
M10MM010	0,01	h	Motosierra gasolina l=40 cm.1,8 CV.	1,93	0,02
M07CB020	0,01	h	Camión basculante 4x4 14 t.	30,55	0,31
%CDC211	2%		Costes directos complementarios.	1,12	0,02
	1%		Costes indirectos	1,14	0,01
			Precio total redondeado por m2		1,15 €
Precio total de la subpartida				574,20 €	

3.2 Movimiento de tierras					
3.2.1 COD3.2.1	m3	Excavación de zanja en tierras y roca realizada mediante medios mecánicos hasta una profundidad de 1 m, incluida la carga de material y su acopio intermedio o carga sobre camión de los productos resultantes de la excavación.			
MOOA.8a	0,06	h	Capataz construcción.	15,77	0,95
MOOA12aa	0,016	h	Peón ordinario construcción.	13,11	0,21
MMME.2fd	0,065	h	Excavadora hidr. cadenas 310 CV.	87	5,66
M07CB020	0,02	h	Camión basculante 4x4 14 t.	30,55	0,61
%CDC211	2%		Costes directos complementarios.	7,43	0,15
	1%		Costes indirectos	7,58	0,08
			Precio total redondeado por m3		7,65 €
Precio total de la subpartida				8.411,00 €	

3.2.2 COD3.2.2	m3	Relleno de arena en zanjas, extendido, humectación y compactación en capas de 20 cm. de espesor, con un grado de compactación del 95% del proctor modificado			
MOOA.8a	0,016	h	Peón ordinario construcción.	13,11	0,21
MOOA12aa	1	t	Arena de río 0/5 mm.	7,09	7,09
MMME.2fd	0,02	h	Pala carga neumát. 85 CV/1,2 m3.	33,61	0,67
M07CB020	0,1	h	Rodillo v. dúplex 55 cm 800 kg manual.	4,7	0,47
%CDC211	2%		Costes directos complementarios.	8,44	0,17
	1%		Costes indirectos	8,61	0,09
			Precio total redondeado por m3		8,70 €
Precio total de la subpartida				7.827,17 €	

Nº Código	Ud.	Descripción	Precio Unit.	Total
3.3 Cimentaciones				
3.3.1 COD3.3.1	m3	Suministro y vertido de hormigón HA40/B/40/IIb+Qa preparado en central para hormigonado de zapatas, vigas centradoras y riostras, incluido el vertido directo desde camión, vibrado y curado.		
MOOA.8a	0,06	h	Oficial de primera construcción.	15,77
MOOA11a	0,12	h	Peón especializado construcción.	13,63
O01OA050	0,12	h	Ayudante.	10,4
P01HC570	1,05	m3	Hormigón HA40/B/40/IIb+Qa.	92,55
VIB01	0,08	h	Vibrador gasolina aguja Ø30-50 mm.	1,42
%CDC23	2%		Costes directos complementarios.	101,13
	1%		Costes indirectos	103,15
Precio total redondeado por m3				104,18 €
Precio total de la subpartida				261.375,08 €
3.4 Gestión de residuos				
3.4.1 COD3.4.1	t	Transporte de tierras y piedras o material de desbroce en camión de 14 t realizado por transportista autorizado a instalación de valoración y/o vertedero considerado a una distancia inferior a 20 km y los tiempos de espera.		
M07CB020	0,053	h	Camión basculante 4x4 14 t.	30,55
M07N080	0,2	m3	Canon de tierras a vertedero	0,26
%CDC211	2%		Costes directos complementarios.	1,67
	1%		Costes indirectos	1,7
Precio total redondeado por m2				1,72 €
Precio total de la subpartida				1.842,06 €
Precio total de la partida				280.029,50 €

Nº Código	Ud.	Descripción	Precio Unit.	Total	
4 Instalación eléctrica					
4.1 COD4.1	m	Cable del tipo RH5Z1 12/20 kV 1x240KAl, que designa un cable unipolar de 12/20 kV, 240 mm ² de sección de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), pantalla de aluminio, y cubierta de poliolefin.			
MOOE11a	0,120	h	Especialista electricista.	14,10	1,69
MOOE.8a	0,120	h	Oficial primero de electricidad.	16,58	1,99
MOOE.9a	0,120	h	Oficial segundo de electricidad.	16,56	1,99
MOOE12a	0,120	h	Peón especializado electricidad.	13,18	1,58
O010A050	0,120	h	Ayudante.	10,40	1,25
PUEM.1aa	1,000	m	Cable AL RH5Z1 20 kV 240 mm ² .	17,53	17,53
M07AE020	0,011	h	Dumper desca.elevada 2.000 kg.	5,34	0,06
MMMT10a	0,005	h	Camión cisterna 8 m3 de capacidad.	54,97	0,27
M08R020	0,085	h	Pisón vibrante 80 kg.	1,97	0,17
%CDC31	2%		Costes directos complementarios.	31,05	0,62
	1%		Costes indirectos	31,67	0,32
Precio total redondeado por m					27,47 €
Precio total de la subpartida					64.492,84 €
4.2 COD4.2	m	Cable del tipo RH5Z1 12/20 kV 1x400KAl, que designa un cable unipolar de 12/20 kV, 400 mm ² de sección de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), pantalla de aluminio, y cubierta de poliolefin.			
MOOE11a	0,120	h	Especialista electricista.	14,10	1,69
MOOE.8a	0,120	h	Oficial primero de electricidad.	16,58	1,99
MOOE.9a	0,120	h	Oficial segundo de electricidad.	16,56	1,99
MOOE12a	0,120	h	Peón especializado electricidad.	13,18	1,58
O010A050	0,120	h	Ayudante.	10,40	1,25
PUEM.1aa	1,000	m	Cable AL RH5Z1 20 kV 400 mm ² .	23,23	23,23
M07AE020	0,011	h	Dumper desca.elevada 2.000 kg.	5,34	0,06
MMMT10a	0,005	h	Camión cisterna 8 m3 de capacidad.	54,97	0,27
M08R020	0,085	h	Pisón vibrante 80 kg.	1,97	0,17
%CDC31	2%		Costes directos complementarios.	31,05	0,62
	1%		Costes indirectos	31,67	0,32
Precio total redondeado por m					33,17 €
Precio total de la subpartida					93.863,01 €
4.3 COD4.3	Ud	Ensayo de aislamiento y rigidez dieléctrica			
			Sin descomposición		5.469,31
	1%		Costes indirectos	5.469,31	54,69
Precio total redondeado por Ud					5.524,00
4.4 COD4.4	Ud	Mediciones de tensiones de paso y contacto.			
			Sin descomposición		4.609,90
	1%		Costes indirectos	4.609,90	46,10
Precio total redondeado por Ud					4.656,00
4.5 COD4.5	m	Línea de fibra óptica de transmisión de señales			
			Sin descomposición		5,51
	1%		Costes indirectos	5,51	0,06
Precio total redondeado por Ud					5,56
Precio total de la subpartida					28.789,94 €
Precio total de la partida					197.325,79

Descripción		Importe
Capítulo 1	Desmantelamiento	1.020.092,65
Capítulo 2	Aerogeneradores	8.760.000,00
Capítulo 3	Obra civil	280.029,50
Capítulo 4	Instalacion eléctrica	197.325,79
	Gastos generales	10% 1.025.744,79
	Beneficio industrial	5% 512.872,40
Presupuesto de ejecución		11.796.065,14
	IVA (21%)	2.477.173,68
Presupuesto de licitación		14.273.238,82
<p>CATORCE MILLONES DOSCIENTOS SETENTA Y TRES MIL DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS CON OCHENTA Y DOS CENTIMOS</p>		

DOCUMENTO N°3. ANEXOS

- ANEXO 1: ESTIMACIÓN DEL PRESUPUESTO II Y III.
- ANEXO 2: MATRICES DE LAS ALTERNATIVAS II Y III.

ESTIMACIÓN PRESUPUESTO ALTERNATIVA II

Alternativa II							
Denominación de la partida	Mediciones	Costes fijos (€)	Coste		Potencia (MW)	E gen (MWh)	Coste total (€)
Inversión inicial							14.273.079,68
Desmantelamiento PE antiguo			80.000,00	€/MW	12,75		1.020.000,00
Aerogeneradores nuevos			730.000,00	€/MW	12,00		8.760.000,00
Cableado eléctrico	5178		38,11	€/m			197.333,58
Obra civil	4		70.000,00	€/ud.			280.000,00
Gastos generales					10%		1.025.733,36
Beneficio industrial					5%		512.866,68
IVA (+21%)							2.477.146,06
Mantenimiento (anual)							605.619,20
Costes de promoción		60.000,00					60.000,00
Mantenimiento (personal)			4,00	€/MW		36.740,00	146.960,00
Compensaciones urbanísticas			2.500,00	€/MW	12,00		30.000,00
IVPEE					7%		198.508,80
BICES					1%		28.358,40
IAE					2%		56.716,80
Canon autonómico y otros					3%		85.075,20
Desmantelamiento final							923.733,36
							(10% de construcción)

ESTIMACIÓN PRESUPUESTO ALTERNATIVA III

Alternativa III							
Denominación de la partida	Mediciones	Costes fijos (€)	Coste		Potencia (MW)	E gen (MWh)	Coste total (€)
Inversión inicial							13.965.747,82
Desmantelamiento PE antiguo			80.000,00	€/MW	12,75		1.020.000,00
Aerogeneradores nuevos			730.000,00	€/MW	12,00		8.760.000,00
Cableado eléctrico	4710,4		38,11	€/m			179.513,34
Obra civil	3		70.000,00	€/ud.			210.000,00
Gastos generales					10%		914.951,33
Beneficio industrial					5%		457.475,67
IVA (+21%)							2.423.807,47
Mantenimiento (anual)							566.219,20
Costes de promoción		60.000,00					60.000,00
Mantenimiento (personal)			4,00	€/MW		32.740,00	130.960,00
Compensaciones urbanísticas			2.500,00	€/MW	12,00		30.000,00
IVPEE					7%		185.908,80
BICES					1%		26.558,40
Impuesto de actividades económicas (IAE)					2%		53.116,80
Canon autonómico y otros					3%		79.675,20
Desmantelamiento final							914.951,33
							(10% de construcción)

MATRIZ DE LEOPOLD ALTERNATIVA II

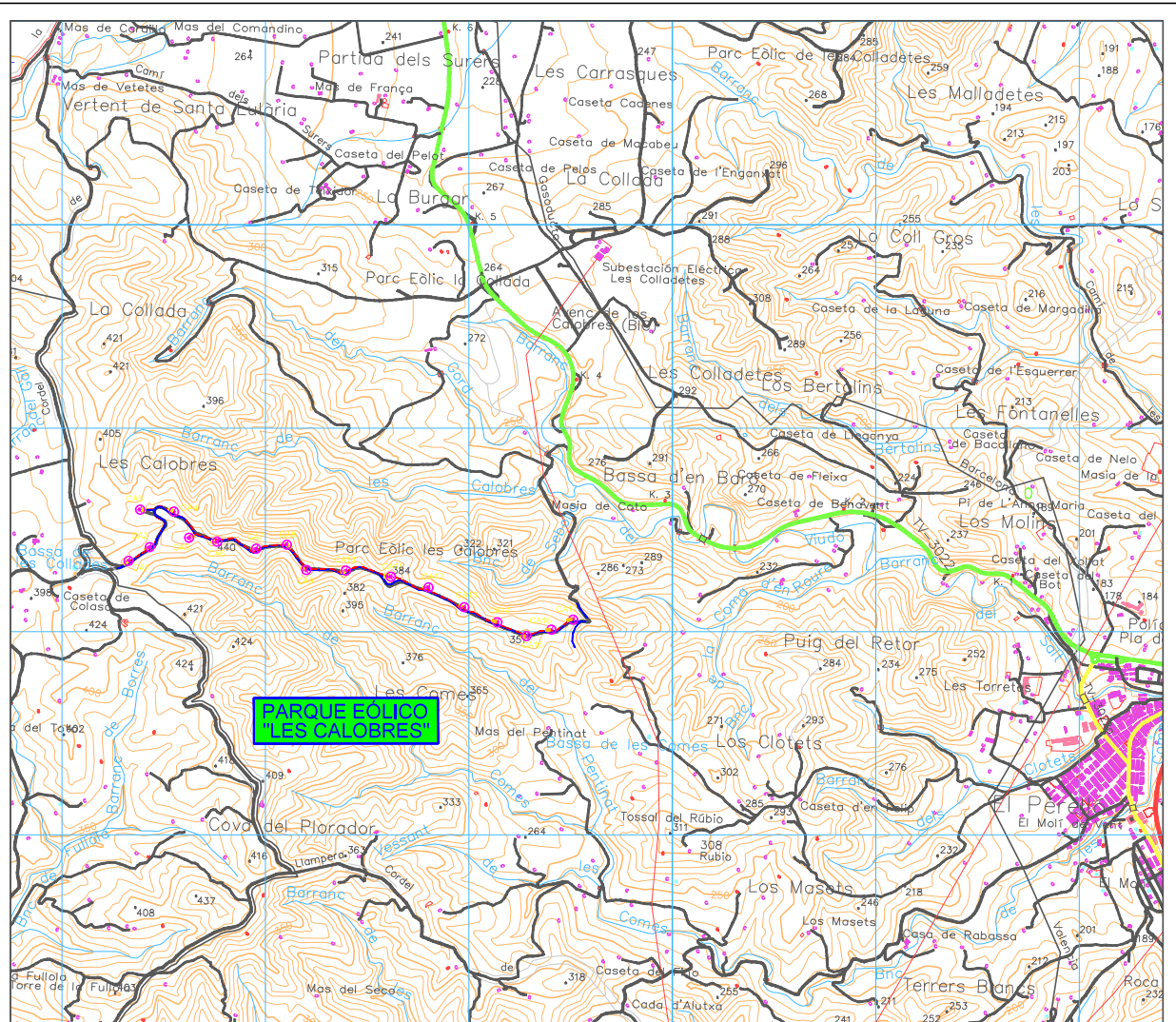
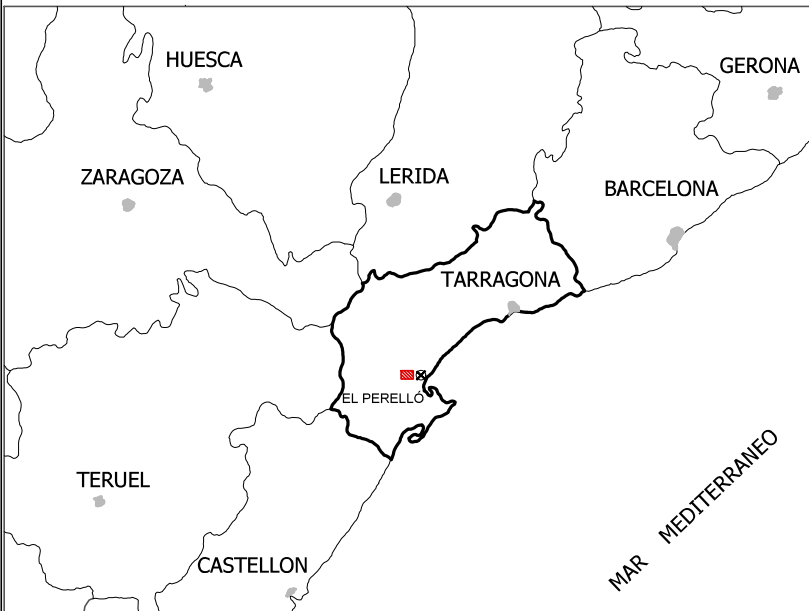
			Actividades																		
			Fase desmantelamiento					Fase construcción				Fase explotación			Fase desmantelamiento final						
Elemento ambiental	Categoría	Atributo	Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desarme de los equipos	Derribo de las obras civiles	Restauración del terreno	Acondicionamiento de nuevos accesos y zanjas	Cimentaciones	Tránsito de aerogeneradores	Montaje de aerogeneradores	Operación de aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Tránsportes asociados al mantenimiento	Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desarme de los equipos	Derribo de las obras civiles	Restauración del terreno	Suma	
Factores ambientales afectados	Características físicas y químicas	Atmósfera	Emisiones	0,04	0,04	0,04	0,04	-0,14	0,06	0,06	0,07	0,06		0,30	0,47	0,03	0,03	0,03	0,03	-0,14	1,01
			Ruido	0,04	0,04	0,04	0,04		0,10	0,10	0,09	0,10	0,69	0,30	0,43	0,03	0,03	0,03	0,03		
		Geología	Terreno	0,04	0,04	0,04	0,03	-0,14	0,01	0,01	0,01				0,30	0,03	0,03	0,03	0,01	-0,14	0,33
			Geomorfología				0,02	-0,12		0,09									0,01	-0,12	-0,13
		Procesos	Erosión	0,04	0,04	0,06	0,06	-0,13	0,01	0,07	0,01	0,01			0,30	0,03	0,03	0,05	0,05	-0,13	0,53
			Compactación y asentamientos		0,04			-0,13	0,10	0,14	0,06	0,06			0,34		0,02			-0,13	0,50
	Movimientos de aire											0,47								0,47	
	Condiciones biológicas	Flora	Árboles y arbustos		0,03	0,05	0,06	-0,13	0,06	0,10	0,01					0,01	0,04	0,04	-0,13	0,14	
			Especies en peligro		0,03	0,04	0,04	-0,13	0,10	0,10						0,01	0,03	0,03	-0,13	0,13	
		Fauna	Aves		0,04	0,04	0,04	-0,14	0,07	0,10	0,06	0,06	0,69			0,03	0,03	0,03	-0,14	0,90	
Animales terrestres				0,04	0,04	0,04	-0,13	0,06	0,10	0,06	0,06			0,60	0,03	0,02	0,03	-0,13	0,81		
Factores culturales	Usos de suelo	Pastos	0,04	0,03		0,02	-0,14	0,10	0,06	0,01			0,34	0,03	0,014		0,01	-0,14	0,39		
	Estética	Paisajes		0,03	0,04	0,04	-0,17	0,10	0,06	0,10	0,14	0,69	0,34		0,01	0,03	0,03	-0,17	1,27		
Suma			0,21	0,41	0,41	0,45	-1,49	0,77	0,99	0,49	0,49	2,53	0,94	2,79	0,14	0,25	0,28	0,29	-1,49		

MATRIZ DE LEOPOLD ALTERNATIVA III

			Actividades																			
			Fase desmantelamiento					Fase construcción				Fase explotación				Fase desmantelamiento final						
Elemento ambiental	Categoría	Atributo	Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desarme de los equipos	Derribo de las obras civiles	Restauración del terreno	Acondicionamiento de nuevos accesos y zanjas	Cimentaciones	Tránsito de aerogeneradores	Montaje de aerogeneradores	Operación de aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Tránsportes asociados al mantenimiento	Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desarme de los equipos	Derribo de las obras civiles	Restauración del terreno	Suma		
Factores ambientales afectados	Características físicas y químicas	Atmósfera	Emisiones	0,04	0,04	0,04	0,04	-0,14	0,03	0,03	0,04	0,03		0,21	0,39	0,01	0,01	0,01	0,01	-0,14	0,67	
			Ruido	0,04	0,04	0,04	0,04		0,07	0,07	0,06	0,07	0,60	0,21	0,34	0,01	0,01	0,01	0,01			1,66
		Geología	Terreno	0,04	0,04	0,04	0,03	-0,14	0,01	0,01	0,01					0,21	0,01	0,01	0,01	0,00	-0,14	0,17
			Geomorfología				0,02	-0,12		0,06										0,01	-0,12	-0,15
		Procesos	Erosión	0,04	0,04	0,06	0,06	-0,13	0,01	0,04	0,01	0,01				0,21	0,01	0,01	0,04	0,04	-0,13	0,34
			Compactación y asentamientos		0,04			-0,13	0,10	0,11	0,03	0,03				0,26		0,01			-0,13	0,31
	Movimientos de aire												0,39								0,39	
	Condiciones biológicas	Flora	Árboles y arbustos		0,03	0,05	0,06	-0,13	0,03	0,07	0,01						0,01	0,02	0,03	-0,13	0,04	
			Especies en peligro		0,03	0,04	0,04	-0,13	0,07	0,07							0,01	0,01	0,01	-0,13	0,04	
		Fauna	Aves		0,04	0,04	0,04	-0,14	0,04	0,07	0,03	0,03	0,60				0,01	0,01	0,01	-0,14	0,66	
			Animales terrestres		0,04	0,04	0,04	-0,13	0,03	0,07	0,03	0,03			0,51		0,01	0,01	0,01	-0,13	0,57	
	Factores culturales	Usos del	Pastos	0,04	0,03		0,02	-0,14	0,07	0,03	0,01				0,26	0,01	0,007		0,00	-0,14	0,21	
		Estética	Paisajes		0,03	0,04	0,04	-0,17	0,07	0,03	0,07	0,10	0,60	0,26			0,01	0,01	0,01	-0,17	0,94	
Suma			0,21	0,41	0,41	0,45	-1,49	0,53	0,66	0,29	0,29	2,19	0,69	2,19	0,07	0,12	0,15	0,17	-1,49			

DOCUMENTO N°4. PLANOS

- PLANO 1: LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.
- PLANO 2: PLANO GENERAL DEL ESTADO INICIAL.
- PLANO 3: PLANO GENERAL DE LA ALTERNATIVA ESCOGIDA.

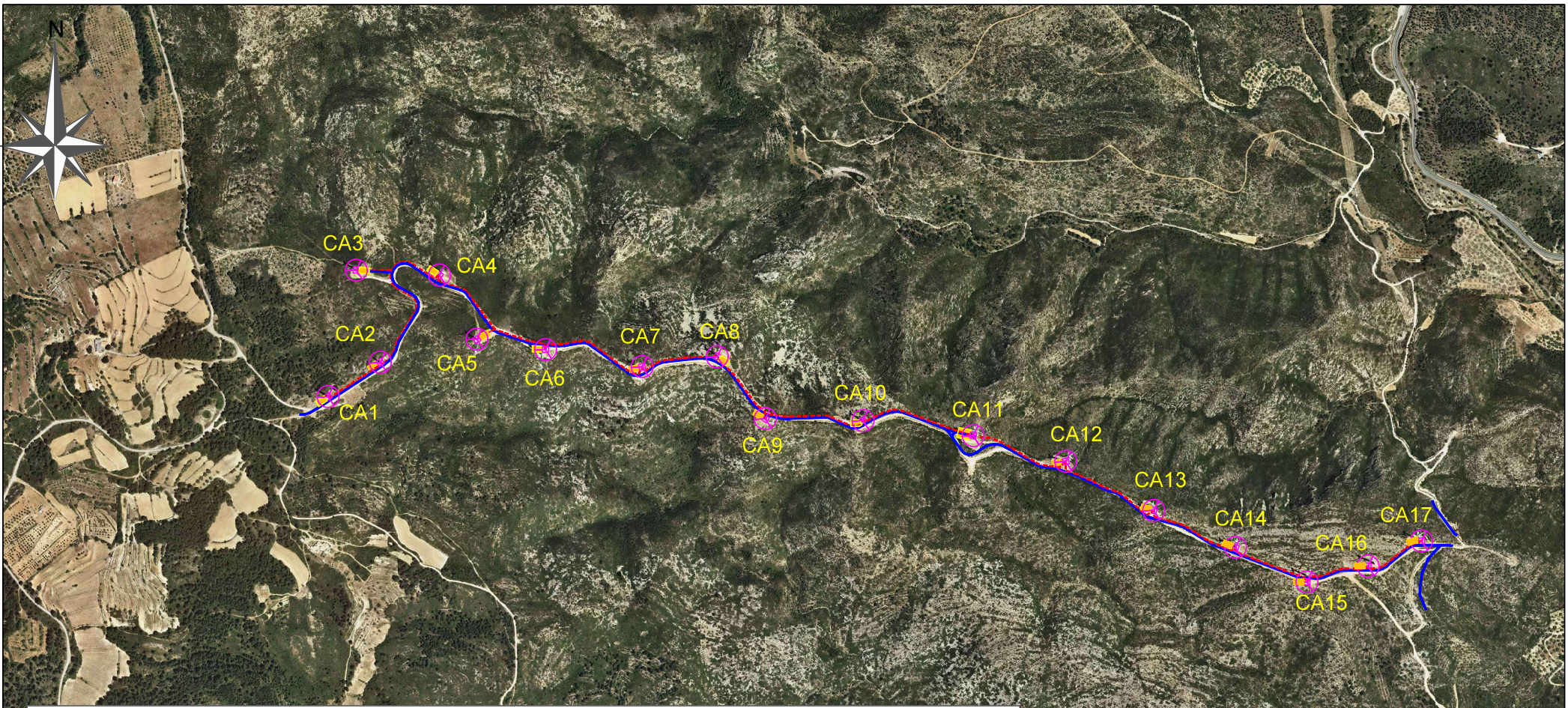


AEROGENERADORES



	X	Y		X	Y		X	Y
CA01	302.327	4.528.346	CA07	302.955	4.528.406	CA13	303.977	4.528.119
CA02	302.432	4.528.415	CA08	303.105	4.528.426	CA14	304.140	4.528.045
CA03	302.384	4.528.599	CA09	303.201	4.528.302	CA15	304.283	4.527.976
CA04	302.550	4.528.589	CA10	303.396	4.528.298	CA16	304.410	4.528.008
CA05	302.625	4.528.461	CA11	303.616	4.528.268	CA17	304.512	4.528.058
CA06	302.762	4.528.440	CA12	303.801	4.528.217			

COORDENADAS UTM ETRS-89 HUSO 31



LEYENDA DE SIMBOLOS

AEROGENERADORES						
	X	Y	X	Y	X	Y
	CA01	302.327	4.528.346	CA07	302.955	4.528.406
	CA02	302.432	4.528.415	CA08	303.105	4.528.426
	CA03	302.384	4.528.599	CA09	303.201	4.528.302
	CA04	302.550	4.528.589	CA10	303.396	4.528.298
	CA05	302.625	4.528.461	CA11	303.616	4.528.268
	CA06	302.762	4.528.440	CA12	303.801	4.528.217
				CA13	303.977	4.528.119
				CA14	304.140	4.528.045
				CA15	304.283	4.527.976
				CA16	304.410	4.528.008
				CA17	304.512	4.528.058

COORDENADAS UTM ETRS-89 HUSO 31



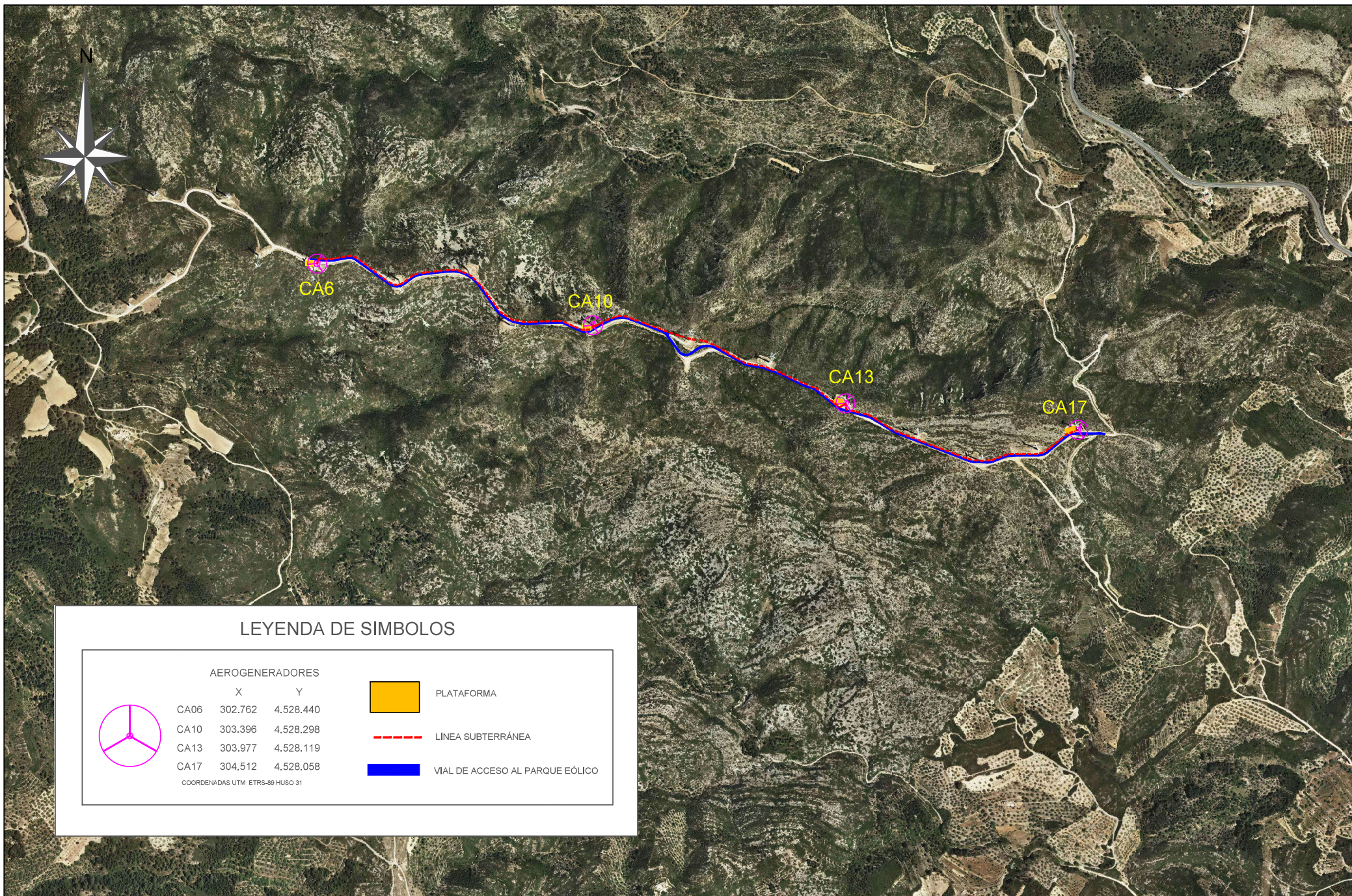
PLATAFORMA







LINEA SUBTERRÁNEA



VIAL DE ACCESO AL PARQUE EÓLICO



LEYENDA DE SIMBOLOS

AEROGENERADORES			
	X	Y	
	CA06	302.762	4.528.440
	CA10	303.396	4.528.298
	CA13	303.977	4.528.119
	CA17	304.512	4.528.058
COORDENADAS UTM ETRS-89 HUSO 31			
			PLATAFORMA
			LINEA SUBTERRÁNEA
			VIAL DE ACCESO AL PARQUE EÓLICO