



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

**TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

# **ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA Y MEDIOAMBIENTAL DE LA REPOTENCIACIÓN EÓLICA DE LA COMARCA DE PAMPLONA**

AUTOR: OMAR COBACHO ABDELRAHIM

TUTORA: MARÍA LORDUY ALÓS

COTUTOR: SERGIO GALLARDO BERMELL

**Curso Académico: 2021-22**



---

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a mi familia, por acompañarme y apoyarme en los momentos más duros que he pasado a lo largo de estos años de formación. Por otro lado, también recordaré los momentos de alegría y las celebraciones al conseguir superar las distintas asignaturas.

Agradezco a mis compañeros de clase y especialmente a mis amigos, por ayudarme a completar satisfactoriamente el grado y por hacer que este camino sea mucho más ameno.

Y doy gracias a mis profesores tutores Sergio y María, por dedicar parte de su tiempo a darme ideas y guiarme acerca de como realizar este trabajo para que quede lo mejor posible. Compartiendo conmigo sus conocimientos acerca del interesante mundo de la energía eólica.

Gracias a todos...

---

## **RESUMEN**

En este TFG se realiza un estudio de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona que incluye cuatro parques eólicos, con el objetivo de conocer si es viable medioambiental y económicamente la sustitución de los antiguos aerogeneradores de baja potencia nominal por unos aerogeneradores más modernos y eficientes. Esta sustitución propiciará que cada parque eólico tenga un mejor aprovechamiento del recurso eólico existente, una mayor producción energética y una disminución del impacto ambiental. Para ello, se realiza una caracterización del recurso eólico de cada parque y se calcula su producción energética anual neta. Con esta información se estudia el proceso de repotenciación, con la selección del nuevo aerogenerador y se plantean diferentes alternativas de diseño para reorganizar cada parque. A continuación, se analiza la viabilidad económica de las alternativas y se evalúa el impacto ambiental de la zona geográfica de afección de los parques. Se proponen medidas correctoras, si es el caso. Por último, se elabora el presupuesto de la repotenciación propuesta correspondiente a los parques eólicos.

**Palabras clave:** parque eólico, repotenciación, Navarra, impacto ambiental, viabilidad económica.

---

## **RESUM**

En aquest TFG es realitza un estudi de la repotenciació eòlica de la comarca de Pamplona que inclou quatre parcs eòlics, amb el objectiu de conèixer si és viable mediambiental i econòmicament la substitució dels antics aerogeneradors de baixa potència nominal per uns aerogeneradors més moderns i eficients. Aquesta substitució propiciarà que cada parc eòlic tinga un millor aprofitament del recurs eòlic existent, una major producció energètica i una disminució del impacte ambiental. Per aconseguir-ho és realitza una caracterització del recurs eòlic de cada parc i es calcula la seua producció energètica anual neta. Amb aquesta informació s'estudia el procés de repotenciació, amb la selecció del nou aerogenerador i es plantegen diferents alternatives de disseny per a reorganitzar cada parc. A continuació, s'analitza la viabilitat econòmica de les alternatives i s'avalua l'impacte ambiental de la zona geogràfica d'afecció dels parcs. Es proposen mesures correctores, si és el cas. Finalment, s'elabora el pressupost de la repotenciació proposta corresponent als parcs eòlics.

**Paraules clau:** parc eòlic, repotenciació, Navarra, impacte ambiental, viabilitat econòmica.

---

## **ABSTRACT**

In this final degree project, a study of wind repowering in the Pamplona region is carried out, which includes four wind farms, with the aim of knowing if it is environmentally and economically viable to replace the old wind turbines with low rated power to more modern and efficient wind turbines. This substitution will allow to each wind farm to make better use of the existing wind resource, increased energy production and reduced environmental impact. To achieve this, a characterization of the wind resource of each park is made and its net annual energy production is calculated. With this information, the repowering process is studied, with the selection of the new wind turbine and different design alternatives are proposed to reorganize each wind farm. Then, the economic viability of the alternatives is analyzed, and the environmental impact of the geographical area affected by the wind farms is evaluated. Corrective measures are proposed, if that's the case. Finally, the budget for the proposed repowering is drawn up.

**Key words:** wind farm, repowering, Navarra, environmental impact, economic viability.

---

# ÍNDICE

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

<b>CAPÍTULO 1. OBJETO DEL TFG .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO 2. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>CAPÍTULO 3. NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>3</b>
<b>3.1 De carácter internacional .....</b>	<b>3</b>
<b>3.2 De carácter nacional.....</b>	<b>3</b>
<b>3.3 De carácter autonómico .....</b>	<b>4</b>
<b>CAPÍTULO 4. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>4.1 La energía eólica en España.....</b>	<b>5</b>
<b>4.2 Repotenciación .....</b>	<b>6</b>
<b>4.3 Navarra, precursor en energía eólica.....</b>	<b>7</b>
<b>CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS DE LA COMARCA DE PAMPLONA .....</b>	<b>10</b>
<b>5.1 Caracterización del parque eólico “Villanueva” .....</b>	<b>10</b>
5.1.1 Características generales del parque .....	10
5.1.2 Modelo de aerogenerador .....	11
5.1.3 Análisis del recurso eólico .....	12
5.1.4 Cálculo de la energía ideal del parque .....	17
5.1.5 Coeficientes de pérdidas energéticas y energía neta del parque .....	22
<b>5.2 Caracterización del parque eólico “Aizkibel” .....</b>	<b>25</b>
5.2.1 Características generales del parque .....	25
5.2.2 Modelo de aerogenerador .....	26
5.2.3 Análisis del recurso eólico existente .....	26
5.2.4 Cálculo de la energía ideal del parque .....	28
5.2.5 Estimación de la energía neta del parque.....	30
<b>5.3 Caracterización del parque eólico “El Perdón” .....</b>	<b>31</b>
5.3.1 Características generales del parque .....	31
5.3.2 Modelo de aerogenerador .....	32
5.3.3 Análisis del recurso eólico .....	33
5.3.4 Cálculo de la energía ideal del parque .....	34
5.3.5 Estimación de la energía neta del parque.....	37
<b>5.4 Caracterización del parque eólico “San Esteban” .....</b>	<b>37</b>
5.4.1 Características generales del parque .....	38
5.4.2 Modelo de aerogenerador .....	38
5.4.3 Análisis del recurso eólico existente .....	39

---

5.4.4 Cálculo de la energía ideal del parque .....	40
5.4.5 Estimación de la energía neta del parque.....	42
<b>CAPÍTULO 6. ALTERNATIVAS DE REPOTENCIACIÓN .....</b>	<b>43</b>
<b>6.1 Selección del nuevo aerogenerador.....</b>	<b>43</b>
6.1.1 Parques eólicos de Villanueva y San Esteban.....	43
6.1.2 Parques eólicos de Aizkibel y El Perdón .....	46
<b>6.2 Alternativa de diseño A.....</b>	<b>47</b>
<b>6.3 Alternativa de diseño B .....</b>	<b>50</b>
<b>CAPÍTULO 7. VIABILIDAD ECONÓMICA.....</b>	<b>53</b>
<b>7.1 Introducción.....</b>	<b>53</b>
<b>7.2 Tarifa de exportación de la electricidad.....</b>	<b>55</b>
<b>7.3 Análisis financiero .....</b>	<b>57</b>
7.3.1 Estudio de la alternativa A .....	57
7.3.2 Estudio de la alternativa B .....	60
<b>7.4 Selección de la alternativa.....</b>	<b>63</b>
<b>CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....</b>	<b>64</b>
<b>8.1 Introducción.....</b>	<b>64</b>
<b>8.2 Descripción general.....</b>	<b>64</b>
<b>8.3 Inventario ambiental.....</b>	<b>66</b>
8.3.1 Clima .....	66
8.3.2 Geología .....	67
8.3.3 Hidrología.....	68
8.3.4 Áreas protegidas .....	68
8.3.5 Fauna.....	70
8.3.6 Flora .....	71
8.3.7 Población.....	72
8.3.8 Infraestructuras y transporte.....	72
8.3.9 Patrimonio cultural .....	73
<b>8.4 Identificación y valoración de impactos ambientales.....</b>	<b>73</b>
<b>8.5 Medidas protectoras y correctoras.....</b>	<b>77</b>
8.5.1 Ruido .....	77
8.5.2 Fauna.....	78
8.5.3 Vistas panorámicas y paisajes .....	78
8.5.4 Otras medidas .....	79
<b>8.6 Resumen .....</b>	<b>79</b>
<b>CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES .....</b>	<b>80</b>
<b>CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>81</b>



---

## ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

INTRODUCCIÓN .....	83
PRESUPUESTO TFG.....	83
PRESUPUESTO TÉCNICO .....	84

---

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Cuota de mercado por generación (Fuente: AEE) .....	5
Figura 2 Evolución de la antigüedad del parque eólico español (Fuente: AEE) .....	6
Figura 3 Zonas eólicas de Navarra (Fuente: propia).....	8
Figura 4 Zonificación “Navarra 2000” .....	9
Figura 5 Localización del parque eólico de Villanueva (Fuente: geomap).....	10
Figura 6 Posición de los aerogeneradores del parque (Fuente: Open Topo map).....	11
Figura 7 Rosa de viento de frecuencia de Villanueva (Fuente: GWA).....	13
Figura 8 Rosa de vientos de energía (Fuente: GWA).....	13
Figura 9 Rosa de turbulencias de Villanueva (Fuente: propia).....	15
Figura 10 Perfil de velocidades de Villanueva (Fuente: propia).....	17
Figura 11 Curva de potencia del Gamesa G47/660 (Fuente: the wind power y propia).....	18
Figura 12 Distribución de Weibull en 0° (Fuente: propia).....	19
Figura 13 Progresión de las pérdidas por envejecimiento en Villanueva (Fuente: propia).....	24
Figura 14 Localización del parque eólico de Aizkibel (Fuente: geomap).....	25
Figura 15 Rosa de vientos de frecuencia de Aizkibel (Fuente: GWA).....	27
Figura 16 Rosa de turbulencias de Aizkibel (Fuente: propia) .....	27
Figura 17 Perfil de velocidades de Aizkibel (Fuente: propia) .....	28
Figura 18 Localización del parque eólico del Perdón (Fuente: geomap).....	32
Figura 19 Rosa de vientos de frecuencia del Perdón (Fuente: GWA) .....	33
Figura 20 Rosa de turbulencias del Perdón (Fuente: propia).....	34
Figura 21 Localización de los parques que forman San Esteban (Fuente: geomap) .....	38
Figura 22 Rosa de vientos de frecuencia de San Esteban (Fuente: GWA) .....	39
Figura 23 Curvas de potencia de los modelos candidatos (Fuente:propia) .....	44
Figura 24 Comparación de las curvas de potencia de las turbinas del proyecto (Fuente: propia) .....	48
Figura 25 Alternativa de diseño A en el parque de Villanueva. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	49
Figura 26 Alternativa de diseño A en el parque de Aizkibel. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	49
Figura 27 Alternativa de diseño A en el parque de El Perdón. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	50

---

Figura 28 Alternativa de diseño A en el parque de San Esteban. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	50
Figura 29 Alternativa de diseño B en el parque de Villanueva. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	51
Figura 30 Alternativa de diseño B en el parque de Aizkibel. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	52
Figura 31 Alternativa de diseño B en el parque de El Perdón. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	52
Figura 32 Alternativa de diseño B en el parque de San Esteban. (Fuente: Google Earth con adaptación propia) .....	52
Figura 33 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de Villanueva (Fuente: RETScreen) .....	58
Figura 34 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de Aizkibel (Fuente: RETScreen).....	58
Figura 35 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de El Perdón (Fuente: RETScreen) .....	59
Figura 36 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de San Esteban (Fuente: RETScreen) .....	59
Figura 37 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de Villanueva (Fuente: RETScreen) .....	61
Figura 38 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de Aizkibel (Fuente: RETScreen).....	61
Figura 39 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de El Perdón (Fuente: RETScreen) .....	62
Figura 40 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de San Esteban (Fuente: RETScreen) .....	62
Figura 41 Área de impacto ambiental y localización de los parques eólicos (Fuente: propia) ...	65
Figura 42 Diagrama ombrotérmico (Fuente: meteo.navarra).....	67
Figura 43 Unidades litológicas de la zona de cada parque eólico (Fuente: geologia.navarra)....	68
Figura 44 Áreas protegidas cercanas a los parques eólicos (Fuente: BDN).....	69
Figura 45 Matriz de Leopold (Fuente: propia) .....	76

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Parques eólicos aptos para repotenciar en Navarra .....	8
Tabla 2 Especificaciones técnicas del aerogenerador GAMESA G47/660 (Fuente: The Wind Power) .....	11
Tabla 3 Frecuencias de procedencia del viento para cada dirección en Villanueva (Fuente:GWA) .....	13
Tabla 4 Intensidad de turbulencia para cada dirección del viento (Fuente: propia).....	14
Tabla 5 Niveles de rugosidad del terreno (Fuente: Manual de Energía Eólica de S. Cucó Pardillos) .....	16
Tabla 6 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador (Fuente: propia) .....	16
Tabla 7 Condiciones del parque eólico de Villanueva (Fuente: meteosat) .....	17
Tabla 8 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en Villanueva (Fuente: GWA) .....	19
Tabla 9 Cálculo de la energía bruta para la dirección 0° del viento (Fuente: propia) .....	20
Tabla 10 Energía bruta del parque Villanueva para cada dirección del viento (Fuente: propia)	20
Tabla 11 Cálculo de las pérdidas energéticas del parque de Villanueva (Fuente: propia) .....	23
Tabla 12 Energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad de Villanueva (Fuente: propia) .....	24
Tabla 13 Especificaciones técnicas del aerogenerador Made AE-61 (Fuente: The Wind Power) .....	26
Tabla 14 Frecuencias de procedencia del viento para cada dirección en Aizkibel (Fuente: GWA) .....	27
Tabla 15 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador en Aizkibel (Fuente: propia).....	28
Tabla 16 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en Aizkibel (Fuente: GWA) .....	29
Tabla 17 Energía bruta del parque de Aizkibel para cada dirección del viento según modelo de aerogenerador (Fuente: propia) .....	29
Tabla 18 Horas equivalentes y factor de capacidad en Aizkibel según modelo de aerogenerador (Fuente: propia) .....	30
Tabla 19 Cálculo de la energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico de Aizkibel (Fuente: propia) .....	31
Tabla 20 Especificaciones técnicas de los aerogeneradores GAMESA G39 y G42 (Fuente: The Wind Power) .....	32

Tabla 21 Frecuencias de procedencia del viento para cada dirección en el Perdón (Fuente:GWA) .....	33
Tabla 22 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador en el Perdón (Fuente: propia).....	34
Tabla 23 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en el Perdón (Fuente: GWA) .....	35
Tabla 24 Energía bruta del parque del Perdón para cada dirección del viento según modelo de aerogenerador (Fuente: propia) .....	35
Tabla 25 Horas equivalentes y factor de capacidad en el Perdón según modelo de aerogenerador (Fuente: propia) .....	36
Tabla 26 Cálculo de la energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico del Perdón (Fuente: propia) .....	37
Tabla 27 Especificaciones técnicas del aerogenerador GAMESA G52 (Fuente: The Wind Power) .....	39
Tabla 28 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador en San Esteban (Fuente: propia).....	40
Tabla 29 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en San Esteban (Fuente: GWA) .....	40
Tabla 30 Energía bruta del parque de San Esteban para cada dirección del viento según modelo de aerogenerador (Fuente: propia) .....	41
Tabla 31 Horas equivalentes y factor de capacidad en San Esteban según modelo de aerogenerador (Fuente: propia) .....	42
Tabla 32 Cálculo de la energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico de San Esteban (Fuente: propia) .....	42
Tabla 33 Clasificación de aerogeneradores IEC. (Fuente: Cucó 2017) .....	44
Tabla 34 Modelos de aerogenerador candidatos para repotenciar. (Fuente: thewindpower) ..	44
Tabla 35 Resultados energéticos según modelo de aerogenerador con clase de viento II en Villanueva (Fuente: propia).....	45
Tabla 36 Comparación energía producida con el coste del aerogenerador (Fuente: propia)....	46
Tabla 37 Modelos de aerogeneradores candidatos con clase de viento I (Fuente: thewindpower).....	47
Tabla 38 Resultados energéticos según modelo de aerogenerador para clase de viento I en El Perdón (Fuente: propia).....	47
Tabla 39 Variables de viento de la alternativa A para cada parque (Fuente: propia).....	48
Tabla 40 Variables de viento de la alternativa B para cada parque (Fuente: propia) .....	51
Tabla 41 Costes de inversión de la alternativa A en cada parque eólico (Fuente: PER 2011-2020) .....	53
Tabla 42 Costes de inversión de la alternativa B en cada parque eólico (Fuente: PER 2011-2020) .....	54

Tabla 43 Costes de explotación anuales para cada alternativa (Fuente: PER 2011-2020).....	55
Tabla 44 Valores para el cálculo de la tarifa y la tarifa de exportación (Fuente: propia).....	56
Tabla 45 VAN de la alternativa A (Fuente: RETScreen) .....	57
Tabla 46 VAN de la alternativa B (Fuente: RETScreen) .....	60
Tabla 47 Municipios cercanos a los parques eólicos (Fuente: navarra.es) .....	72
Tabla 48 Atributos asignados a los códigos (Fuente: Gómez Orea, 2013) .....	75
Tabla 49 Partida de recursos humanos. (Fuente: Propia) .....	83
Tabla 50 Partida de recursos ofimáticos. (Fuente: Propia) .....	83
Tabla 51 Presupuesto del TFG (Fuente: propia).....	84
Tabla 52 Cuadro de precios de los aerogeneradores (Fuente: propia).....	84
Tabla 53 Cuadro de precios de movimientos de tierra y acondicionamientos del terreno (Fuente: propia) .....	85
Tabla 54 Cuadro de precios de apertura de zanjas para el cableado eléctrico (Fuente: propia)	86
Tabla 55 Cuadro de precios de la excavación de las cimentaciones (Fuente: propia) .....	86
Tabla 56 Cuadro de precios de la instalación eléctrica (Fuente: propia) .....	87
Tabla 57 Cuadro de precios de la conexión a red (Fuente: propia).....	87
Tabla 58 Presupuesto de ejecución de material (Fuente: Propia) .....	88
Tabla 59 Presupuesto técnico final (Fuente: propia) .....	88

## **MEMORIA**

## **CAPÍTULO 1. OBJETO DEL TFG**

El objeto de este Trabajo Fin de Grado (TFG) es analizar la viabilidad de repotenciar los cuatro parques eólicos actualmente emplazados en la comarca de Pamplona. Puesto que la mayoría de los parques eólicos en España ya han alcanzado su vida útil o están finalizando este periodo, la repotenciación es una forma de proyectar y consolidar la energía eólica como una fuente de energía de especial relevancia en un determinado territorio.

Con este fin, se establece en el TFG una serie de objetivos más específicos:

- Analizar el recurso eólico existente en los parques de la comarca.
- Calcular la producción energética actual de los parques.
- Elegir el nuevo aerogenerador.
- Estudiar alternativas para la reorganización de cada parque.
- Realizar la viabilidad económica de las diferentes alternativas.
- Estimar el impacto ambiental en la comarca.



## **CAPÍTULO 2. JUSTIFICACIÓN**

El cambio climático es un hecho en la actualidad. Sus efectos perjudiciales provocan que se deban aplicar medidas correctoras para intentar reducirlo. Una de las principales causas que provoca el cambio climático es la quema de combustibles fósiles. En los últimos años ha habido una creciente motivación para utilizar energías renovables como la eólica, con el fin de reducir la emisión de gases nocivos y de efecto invernadero a la atmósfera.

Los primeros parques eólicos en España comenzaron a instalarse hace más de 20 años. Debido a los avances tecnológicos, los aerogeneradores de estos primeros parques actualmente son poco eficientes, de baja potencia y, además, se encuentran al final de su vida útil. La repotenciación de estos parques permite un mejor aprovechamiento del recurso eólico existente y conlleva una mayor producción de energía y una reducción del impacto ambiental.

La justificación de este TFG es comprobar si la repotenciación de la comarca de Pamplona es viable técnica, medioambiental y económicamente o, por el contrario, es preferible mantener los parques eólicos de dicha comarca en su estado actual.

## **CAPÍTULO 3. NORMATIVA APLICABLE**

A continuación, se recoge la normativa de aplicación en la repotenciación de un parque eólico.

### **3.1 De carácter internacional**

- Directiva (UE) 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.
- Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres.
- Norma IEC 61400-1, por la que se estandarizan los cálculos y se establecen los requisitos de diseño para un funcionamiento seguro en la vida útil de los aerogeneradores.

### **3.2 De carácter nacional**

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE no 310, de 27/12/2013).
- Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. (BOE no 139, de 9/06/2014)
- Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

### **3.3 De carácter autonómico**

- Ley Foral 4/2005, de 22 de marzo, de Intervención para la Protección Ambiental. Decreto Foral 93/2006 de 28 de diciembre, por el que se aprueba el reglamento de desarrollo de la Ley Foral 4/2005, de 22 de marzo, de Intervención para la Protección Ambiental.
- Decreto Foral 200/2004, de 10 de mayo, por el que se regulan las modificaciones en los Parques Eólicos por motivos medioambientales.
- Ley Foral 35/2002, de 20 de diciembre, de ordenación del territorio y urbanismo.
- Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra.
- Orden Foral 258/2006, de 10 de agosto, del consejero de industria y tecnología, comercio y trabajo, por la que se dictan normas complementarias para la tramitación administrativa de puesta en servicio y conexión a la red de distribución eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y sus agrupaciones.

## CAPÍTULO 4. INTRODUCCIÓN

### 4.1 La energía eólica en España

La producción de energía eólica consiste en generar electricidad a partir de la energía cinética del viento, que es una fuente de energía limpia e inagotable. Actualmente, en España es una de las principales fuentes de generación, cubriendo el 21,9% de la energía producida con más de 1250 parques eólicos. El uso de este tipo de energía ha evitado la emisión de 29 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, y ha proporcionado empleo a 30000 personas, aproximadamente. La potencia eólica instalada en España es de 27446 MW, siendo Castilla y León, Castilla La Mancha, Galicia, Andalucía y Aragón las comunidades con mayor potencia instalada (AAE, 2021).

En la Figura 1 se muestra la cuota de mercado en España en cuanto a generación de energía durante el año 2020. La energía eólica es la segunda en producción.

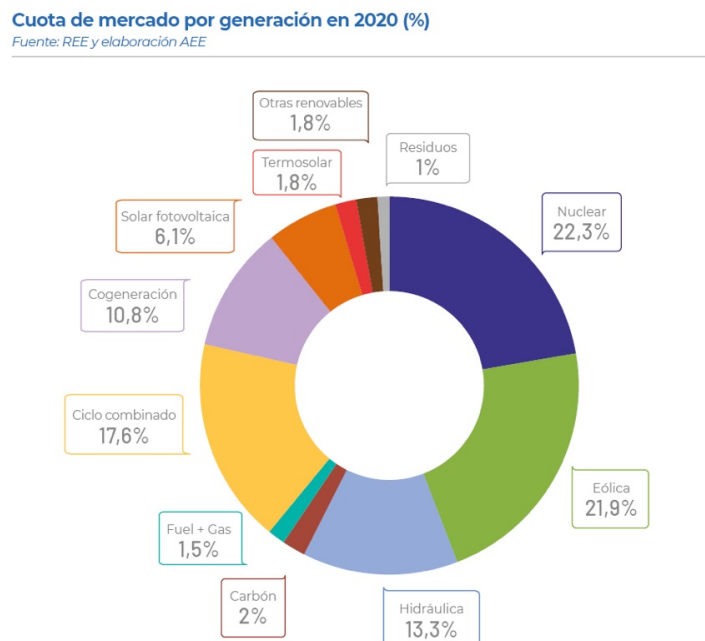


Figura 1 Cuota de mercado por generación (Fuente: AEE)

## 4.2 Repotenciación

Generalmente, los aerogeneradores se agrupan en concentraciones denominadas parques eólicos, para aprovechar los emplazamientos óptimos en cuanto al recurso eólico e incrementar, así, la producción de energía. La repotenciación consiste en modificar la explotación de un parque eólico ya existente sustituyendo total o parcialmente los antiguos aerogeneradores del parque por nuevos aerogeneradores más potentes con el fin de aumentar su rentabilidad, incrementando la producción de energía o reduciendo el número de aerogeneradores inicial.

### Evolución de la antigüedad del parque eólico español (MW)

Fuente: elaboración AEE

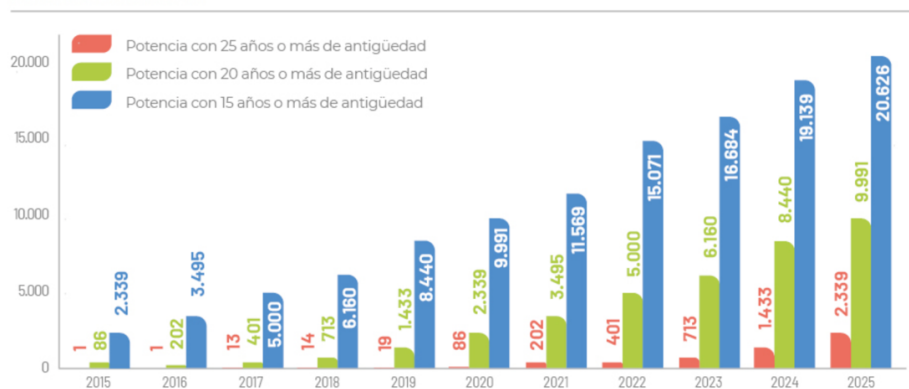


Figura 2 Evolución de la antigüedad del parque eólico español (Fuente: AEE)

Como muestra la Figura 2, en 2022, alrededor de 15071 MW de la potencia instalada en España tiene una antigüedad inferior a 15 años y aproximadamente 5000 MW tiene una antigüedad superior a los 20 años. Los parques eólicos más antiguos, construidos a principios del 2000 y cuya tecnología está obsoleta, son susceptibles de repotenciarse. Además, al ser los primeros en instalarse, están ubicados en emplazamientos con excelente recurso eólico. Los criterios más significativos para plantearse la repotenciación de un parque son: a) la antigüedad, más de 15 años y b) que la potencia del aerogenerador sea reducida comparada con los modelos comerciales actuales, generalmente de potencia inferior a 750 kW.

Las ventajas de la repotenciación son las siguientes:

- Aumento del rendimiento y mayor número de horas de funcionamiento.
- Reducción del número de turbinas en el parque eólico, es decir, menor impacto ambiental.
- Mayor producción de energía eléctrica.
- Mejora del aprovechamiento del recurso eólico existente debido a la mejora aerodinámica de las palas actuales y a la mayor potencia nominal de los aerogeneradores.

- Ahorro en los costes del proyecto debido al aprovechamiento de algunos elementos del parque antiguo, como las vías de acceso y, en ocasiones, la subestación transformadora.

Por otro lado, un inconveniente para la repotenciación es el capital económico inicial para poderla llevar a cabo, el cual no siempre es amortizable.

### 4.3 Navarra, precursor en energía eólica

La Comunidad Foral de Navarra posee un gran potencial eólico en una extensa parte de su territorio, especialmente en las crestas de las cordilleras. En parte, esta característica ha propiciado que haya sido pionera en implantar la energía eólica a gran escala. En 1994 se construyó la primera fase del parque eólico de la Sierra del Perdón (3 MW).

Actualmente, Navarra cuenta con 59 parques eólicos con una potencia instalada de 262 MW en 2020 (la segunda mayor de España, sólo por detrás de Aragón), con una potencia acumulada a cierre de ese mismo año de 1303 MW y una cuota de mercado nacional sobre el acumulado del 4,7%. Navarra da una cobertura del 46,5% de la demanda eléctrica de su territorio mediante energía eólica, valor muy superior a la media nacional (20,5%). Además, en el ranking de generación de energía en 2020, Navarra fue la octava provincia del territorio nacional, con una producción de 2,38 TWh (AAE, 2021).

En Navarra se distinguen cuatro zonas en cuanto a potencial eólico (meteo.navarra):

- **La Ribera del Ebro**, donde se observan valores altos de velocidad y potencia específica de viento en todo el territorio (valores superiores a 90 W/m<sup>2</sup>), destacando las zonas altas como Aguilar de Codés, Bardenas-El Yugo o Bardenas-Loma Negra. Las mayores potencias se dan en dirección sureste.
- **La Navarra Media**, con valores muy elevados de potencia eólica (más de 600 W/m<sup>2</sup>) en las crestas de las sierras (Perdón, Alaiz y Ujué), disminuyendo drásticamente en los valles cerrados.
- **Las Cuencas Prepirenaicas**, que cuentan con densidades de potencia en general más bajas, entre 50 y 120 W/m<sup>2</sup> dependiendo la zona.
- **El Noroeste y los Pirineos**. En general esta es la zona de Navarra con peor recurso eólico, con la excepción de los valores en las cimas (Gorramendi, Aralar).

Estos valores se midieron a 40 m de altura. Cabe señalar que los valores son orientativos, ya que en una misma zona existe una gran diferencia dependiendo de la orografía y de los accidentes geográficos locales.

La Figura 3 muestra las cuatro zonas anteriormente enumeradas, con los valores de densidad de potencia a 100 m. Destacan como zonas de mayor interés, Navarra Media y ciertos puntos de la ribera del Ebro y de la zona norte.

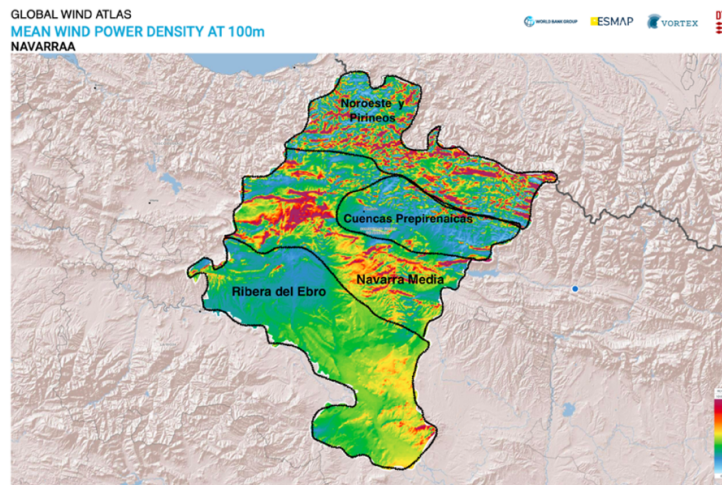


Figura 3 Zonas eólicas de Navarra (Fuente: propia)

De los 59 parques eólicos del territorio navarro, son especialmente interesantes para una posible repotenciación los parques listados en la Tabla 1. Estos parques tienen una antigüedad mayor de 15 años, sus aerogeneradores tienen menos de 1 MW de potencia nominal y el número de aerogeneradores del parque es relativamente alto.

Tabla 1 Parques eólicos aptos para repotenciar en Navarra

Parque eólico	Promotor	Potencia Unitaria	Nº turbinas	Potencia total	Año
Izco	ACCIONA ENERGÍA	660 kW	50	33 000 kW	1998
Montes de Cierzo II	EÓLICA MONTES CIERZO, S.L.	600 kW	44	26 400 kW	2000
La Bandera	EÓLICA LA BANDERA, S.L.	750 kW	43	32 250 kW	2000
Montes de Cierzo I	EÓLICA MONTES CIERZO, S.L.	600 kW	41	24 600 kW	2000
San Martín de Unx	ACCIONA ENERGÍA	600 kW	41	24 600 kW	1999
San Esteban I A	DERNA	660 kW	37	24 420 kW	1999
Leitza-Berute	ACCIONA ENERGÍA	600 kW	32	19 200 kW	1999
Villanueva	EÓLICA DE VILLANUEVA S.L.	660 kW	30	19 800 kW	2001
Salajones	ACCIONA ENERGÍA	660 kW	29	19 140 kW	1999/2004
Aizkibel	ACCIONA ENERGÍA	660 kW	17	11 220 kW	2001
San Gregorio	EÓLICA CABANILLAS, S.L.	600 kW	25	15 000 kW	1998
El perdón	ACCIONA ENERGÍA	500 kW	37	18 500 kW	1996
San Esteban II A	DERNA	850 kW	13	11 050 kW	2000





## CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS DE LA COMARCA DE PAMPLONA

### 5.1 Caracterización del parque eólico “Villanueva”

El primer parque eólico seleccionado para su repotenciación es el de Villanueva dado que reúne las condiciones necesarias: tiene 30 aerogeneradores, lleva en funcionamiento desde el año 2001 y la potencia nominal del parque es baja, ya que la potencia unitaria de los aerogeneradores es de 660 kW y, además, algunos se encuentran en desuso.

#### 5.1.1 Características generales del parque

El parque eólico de Villanueva se sitúa en la zona de Pamplona, en concreto en la subzona de Puente la Reina o Garesaldea. Los municipios más cercanos y que rodean al parque son Arraiza, Undiano, Legarda y Belascoaín, siendo este último el más próximo. El parque recibe su nombre por su cercanía a una villa despoblada llamada Villanueva.

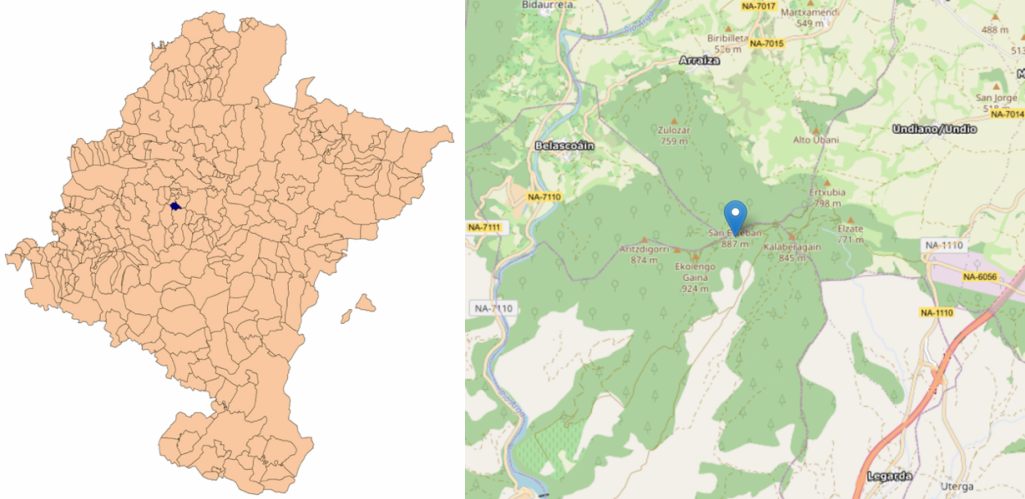


Figura 5 Localización del parque eólico de Villanueva (Fuente: geomap)

Una peculiaridad de algunos parques antiguos y que éste cumple, es que no respeta la distancia mínima de dos veces el diámetro del rotor entre aerogeneradores para evitar las pérdidas por efecto parque.

El parque eólico se encuentra en El Portillo a una altitud media de 845 m, con máximos de 900 m de altitud en los aerogeneradores más próximos al pico Ekiengo Gaina y mínimos de 775 m en Las Tres Cruces. El parque tiene una longitud aproximada de 2,6 km y abarca un área aproximada de 68,4 ha. Cabe también destacar los picos de Peña Redonda, San Esteban y Kalaberagain.

La Figura 6 muestra el mapa topográfico de la zona del parque eólico con la posición de los aerogeneradores.

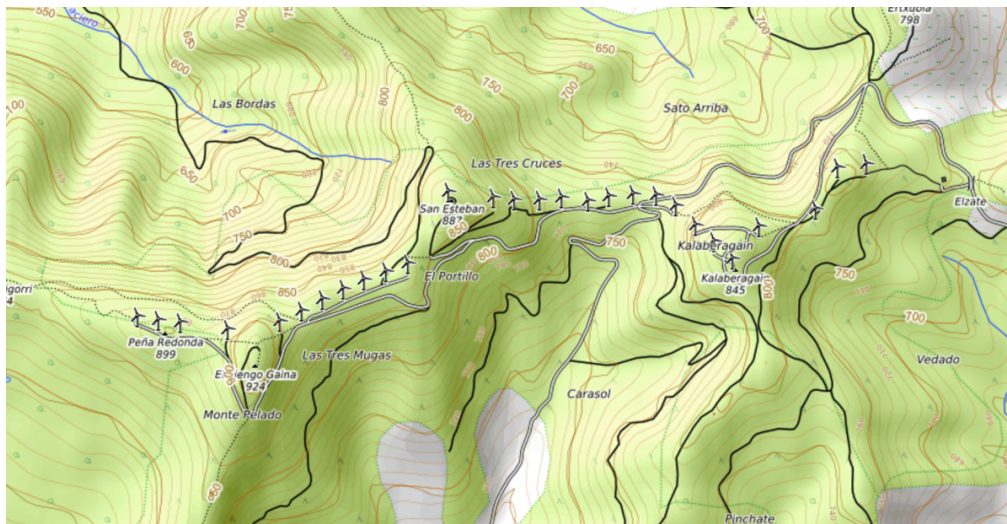


Figura 6 Posición de los aerogeneradores del parque (Fuente: Open Topo map)

### 5.1.2 Modelo de aerogenerador

El parque eólico consta de 30 aerogeneradores del fabricante GAMESA, modelo G47/660. En la Tabla 2 se presentan sus características.

Tabla 2 Especificaciones técnicas del aerogenerador GAMESA G47/660 (Fuente: The Wind Power)

Datos generales	
Fabricante	Gamesa
Diámetro	47 m
Potencia	660 kW
Número de palas	3
Densidad de potencia	2,63 m <sup>2</sup> /kW
Año	2001
Masa total	94 t

<b>Rotor</b>	
<b>Velocidad mín viento</b>	4,5 m/s
<b>Velocidad nominal</b>	16 m/s
<b>Velocidad de corte</b>	25 m/s
<b>Área de barrido</b>	1735 m <sup>2</sup>
<b>Velocidad mín del rotor</b>	22,8 vuelta/min
<b>Velocidad máx del rotor</b>	30,9 vuelta/min
<b>Generador</b>	
<b>Tipo</b>	Asíncrono
<b>Número</b>	2
<b>Velocidad máx de salida</b>	1650 vuelta/min
<b>Tensión de salida</b>	690 V
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Intensidad Nominal</b>	557,9 A
<b>Torre</b>	
<b>Tipo</b>	Tubular
<b>Altura de la góndola</b>	45 m
<b>Altura mín de la góndola</b>	40 m
<b>Altura máx de la góndola</b>	55 m

### 5.1.3 Análisis del recurso eólico

Para entender cómo funciona el parque eólico y estimar la energía anual que produce, es necesario estudiar el comportamiento del recurso eólico en la región del parque. Para ello, se utiliza la rosa de vientos y el perfil de velocidades.

La rosa de viento es el diagrama más utilizado y proporciona información acerca de la procedencia del viento y cómo influye en sus características. Existen varios tipos de rosas de viento: de frecuencia, velocidad, potencia, energía y turbulencia. Se suelen dividir en 12 o 16 sectores. La dirección predominante del viento y su frecuencia es un parámetro determinante para obtener la energía total del parque y para el estudio de las pérdidas por afección.

Las rosas de viento del presente TFG y otra información del recurso eólico, se ha obtenido de la web Global Wind Atlas (GWA), la cual es una herramienta interactiva que proporciona información del recurso eólico en nodos de 10x10 km en cualquier lugar del planeta. Para el parque en cuestión, los datos se obtienen para un único nodo, ya que en él se ubican los 30 aerogeneradores del parque. En consecuencia, todos comparten las mismas características a una altitud de 50 m cercana, a los 45 m de altura de la góndola.

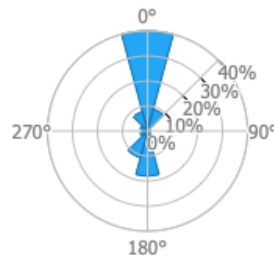


Figura 7 Rosa de viento de frecuencia de Villanueva (Fuente: GWA)

La rosa de viento de frecuencia de la Figura 7 representa la probabilidad de aparición del viento para cada dirección. Esta información se resume en la Tabla 3, según la cual, la dirección del viento predominante en el parque eólico es el Norte ( $0^\circ$ ), destacando también los vientos de procedencia sur ( $180^\circ$ ).

Tabla 3 Frecuencias de procedencia del viento para cada dirección en Villanueva (Fuente:GWA)

<b>Dirección</b>	<b>Norte</b>	$30^\circ$	$60^\circ$	<b>Este</b>	$120^\circ$	$150^\circ$
<b>Frecuencia</b>	40%	9%	1%	0%	1%	5%
<b>Dirección</b>	<b>Sur</b>	$210^\circ$	$240^\circ$	<b>Oeste</b>	$300^\circ$	$330^\circ$
<b>Frecuencia</b>	17%	11%	3%	2%	3%	8%

Otro tipo de rosa de viento empelada para la caracterización del recurso eólico es la de energía, que muestra la contribución energética de cada orientación del viento y se obtiene multiplicando la potencia por el tiempo en horas de cada orientación. Los valores de la rosa se representan en porcentaje de energía y se obtienen a 50 m, equiparable a la altura de la góndola de 45 m.

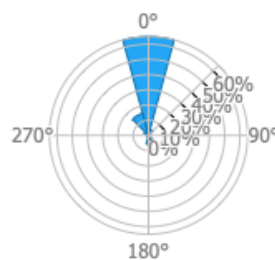


Figura 8 Rosa de vientos de energía (Fuente: GWA)

A partir de la rosa de energía se concluye que la alineación actual del parque, Este-Oeste, es la mejor para esa ubicación, ya que reduce las sombras entre aerogeneradores, es decir, las pérdidas por afección en la dirección predominante del viento.

La turbulencia es otra característica del viento que se puede representar mediante la rosa de vientos. Se representa mediante la intensidad de turbulencia y proporciona información sobre

los esfuerzos que sufren los aerogeneradores para cada dirección del viento en el parque. La intensidad de turbulencia es el cociente entre la desviación típica de la velocidad del viento y su velocidad media, para cada dirección.

$$I = \frac{\sigma}{v}$$

La velocidad media se obtiene en la web “*Danish Wind Industry Association*” mediante el **Weibull Distribution Plotter Programme**, necesitando introducir el factor de forma (K) y el factor de escala (C) para cada dirección del viento. Adicionalmente, la desviación estándar ( $\sigma$ ) se obtiene despejándola de la siguiente fórmula, cuyas otras dos incógnitas son ya conocidas:

$$K = (\sigma/v)^{-1,086}$$

A continuación, se presenta la Tabla 4 con los parámetros comentados anteriormente para cada dirección del viento a una altura de 50 m.

Tabla 4 Intensidad de turbulencia para cada dirección del viento (Fuente: propia)

Dirección $\Phi^\circ$	Vmedia (m/s)	Desv. típica $\sigma$	I turbulencia
0°	11,95	4,747	0,397
30°	9,41	4,543	0,483
60°	3	2,24	0,747
90°	1,61	1,595	0,991
120°	1,42	1,919	1,351
150°	7,25	5,746	0,793
180°	6,44	4,377	0,680
210°	4,66	2,938	0,630
240°	5,25	2,934	0,559
270°	6,87	3,914	0,570
300°	8,25	6,429	0,779
330°	12,11	6,581	0,543

Representando la dirección del viento y la intensidad de turbulencia en un gráfico radial, se obtiene la rosa de vientos de turbulencia del parque a 50 m.

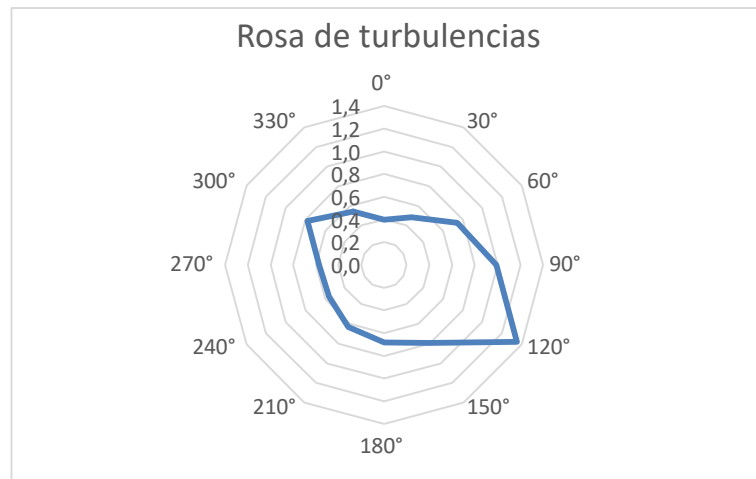


Figura 9 Rosa de turbulencias de Villanueva (Fuente: propia)

Las direcciones del viento este y 120° son las que provocan un mayor esfuerzo a los aerogeneradores, al presentar cocientes más elevados. Sin embargo, estas direcciones de viento se dan en muy pocas ocasiones como queda reflejado en la Tabla 3.

Para calcular la energía producida anualmente en el parque se emplea la distribución de Weibull, que caracteriza la probabilidad a la que se da una cierta velocidad de viento en una zona específica y a una altura determinada. Su función de densidad  $W(v)$  corresponde a la expresión siguiente. (Cucó 2017)

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

donde  $k$  es el factor de forma adimensional,  $C$  es el factor de escala con dimensiones de velocidad,  $v$  es la velocidad expresada en m/s y por último  $W(v)$  es la probabilidad de darse esa velocidad de viento  $v$ .

Cada emplazamiento que se estudie tendrá su distribución de Weibull propia, debido a que los coeficientes  $C$  y  $k$  variarán con el lugar.

La variación del viento con la altura o perfil de velocidades es muy importante en el estudio de un parque eólico debido a que la altura de la góndola de un aerogenerador es regulable, y es esencial conocer cómo estos cambios de altura afectan a la energía producida por un aerogenerador. Despreciado la componente vertical del viento, a mayor altura, mayor es la velocidad del viento. Esta variación de velocidad depende fundamentalmente del entorno que rodea al punto de análisis, del tipo de vegetación, construcciones, orografía y clima....

El perfil de velocidades que determina la velocidad del viento a una altura dada se puede estimar con la expresión potencial:

$$V_h = V_{h_0} \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha$$

El coeficiente  $\alpha$  se denomina coeficiente de rugosidad o de rozamiento y varía dependiendo del terreno.  $V_{h_0}$  y  $h_0$  son la velocidad del viento de referencia (m/s) a una altura de referencia (m). Por último,  $V_h$  es la velocidad del viento a calcular a una altura  $h$  determinada.

Esta expresión también se utiliza para corregir el factor de escala C en la función de Weibull con la altura. En la Tabla 5 se muestran los valores del coeficiente  $\alpha$  en función del tipo de terreno a analizar.

Tabla 5 Niveles de rugosidad del terreno (Fuente: Manual de Energía Eólica de S. Cucó Pardillos)

Nivel de rugosidad del terreno	Coficiente de rugosidad ( $\alpha$ )
No rugoso (nieve, mar, arena)	0,10 – 0,13
Poco rugoso (hierba, campos cereales)	0,13 – 0,20
Rugoso (bosque, casas pequeñas)	0,20 – 0,27
Muy rugoso (edificios grandes)	0,27 – 0,40

El coeficiente  $\alpha$  se puede calcular a partir de la rugosidad del terreno (m), mediante la expresión:

$$\alpha = 0,24 + 0,04 \ln Z_0 + 0,003 (\ln Z_0)^2$$

Para concluir, se obtiene la rugosidad del terreno del parque eólico ( $Z_0$ ) en cada turbina, con la ayuda del Global Wind Atlas (GWA) y con este dato se calcula el coeficiente de rugosidad. Hay que destacar que no siempre todos los aerogeneradores tienen el mismo valor de  $z_0$ .

Tabla 6 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador (Fuente: propia)

Nº aerogeneradores	$Z_0$ (m)	$\alpha$
7	0,2	0,18
10	0,8	0,23
13	1,4	0,25

A continuación, se representan en la Figura 10 los tres perfiles de velocidad que proporcionan los tres valores de  $\alpha$ , utilizando una velocidad de referencia de 6,99 m/s a una altura de referencia de 50 m.

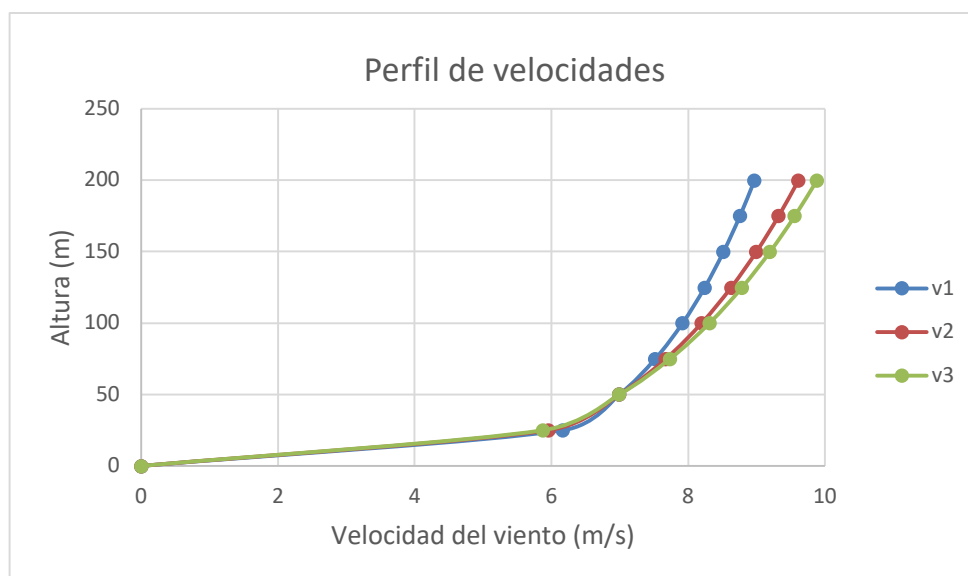


Figura 10 Perfil de velocidades de Villanueva (Fuente: propia)

correspondiendo la curva V1 a  $\alpha=0,18$ , V2 a  $\alpha=0,23$  y V3 a  $\alpha=0,25$ . Se puede concluir que no es necesario corregir la velocidad del viento en función de la rugosidad ya que la velocidad es aproximadamente la misma a 50 m, así como a la altura de la góndola de 45 m.

#### 5.1.4 Cálculo de la energía ideal del parque

En el siguiente apartado se realiza un cálculo aproximado de la producción energética bruta anual del parque eólico de Villanueva, es decir la producción energética sin considerar pérdidas.

El cálculo requiere la curva de potencia del aerogenerador del parque, concretamente del GAMESA G47/660. La curva de potencia indica la potencia que entrega el aerogenerador para una velocidad de viento determinada. Esta curva se encuentra en la base de datos de la web *The Wind Power* en condiciones estándar (100 kPa).

Es necesario corregir esta curva de potencia para adaptarla a las condiciones reales en las que opera el parque eólico, las cuales no son las condiciones estándar, y se recogen en la Tabla 7.

Tabla 7 Condiciones del parque eólico de Villanueva (Fuente: meteosat)

Densidad del aire	Presión	Temperatura	Altitud
1,121 kg/m <sup>3</sup>	92,68 kPa	12°C	850 m

En estas condiciones, se corrige la curva de potencia del fabricante quedando representada la comparación entre ambas en la Figura 11.



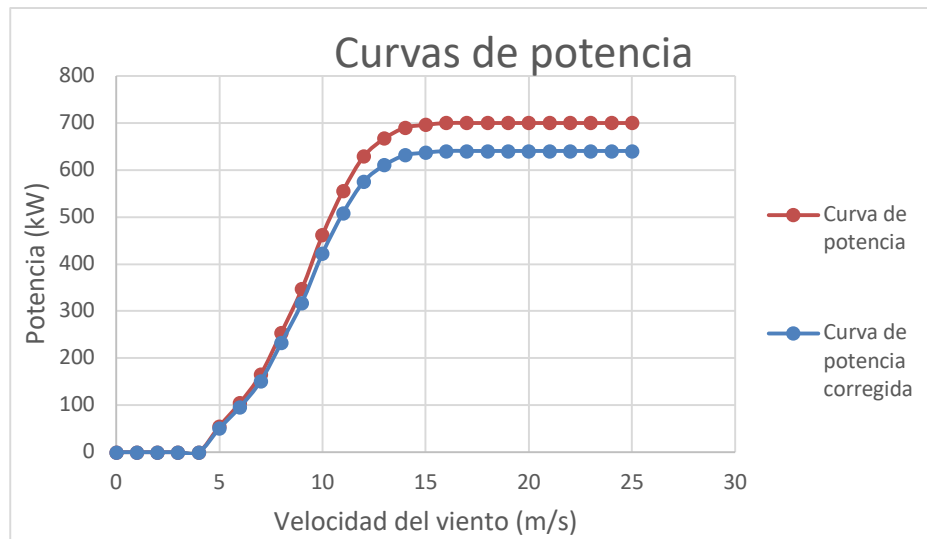


Figura 11 Curva de potencia del Gamesa G47/660 (Fuente: the wind power y propia)

La curva de potencia azul al ser la corregida y no estar referida al nivel del mar, sino a una altitud superior, es menor que la curva de potencia estándar de color rojo. Comparando las dos curvas se observa un cambio sustancial en los valores de potencia del aerogenerador a partir de una velocidad de viento de 11 m/s. La potencia máxima se reduce de 700 kW a 640 kW mientras que la velocidad de parada por seguridad de 26 m/s y la velocidad de arranque de 4 m/s no se ven afectadas.

Una vez corregida la curva de potencia se aplican las siguientes dos expresiones para el cálculo de la energía producida por un aerogenerador.

$$E_{n^{\circ}aerogenerador} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta)$$

$$E(\theta) = \sum_0^{26} W(v) \times P'(v) \times 8760$$

Donde  $f(\theta)$  es la frecuencia con la que se da el viento en una dirección,  $E(\theta)$  es la energía que produce el aerogenerador en esa misma dirección,  $W(v)$  es la función de densidad de probabilidad de Weibull para la velocidad del viento y  $P'(v)$  es la potencia corregida del aerogenerador.

Tabla 8 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en Villanueva (Fuente: GWA)

$\theta$	C	K	f( $\theta$ )
0°	13,42	2,725	0,4
30°	10,62	2,205	0,09
60°	3,29	1,373	0,01
90°	1,62	1,01	0
120°	1,43	0,721	0,01
150°	7,85	1,287	0,05
180°	7,15	1,521	0,17
210°	5,21	1,65	0,11
240°	5,91	1,881	0,03
270°	7,74	1,842	0,02
300°	8,95	1,311	0,03
330°	13,66	1,939	0,08

En la Tabla 8 se muestran los valores del factor de escala, factor de forma y frecuencias obtenidos de *Global Wind Atlas* para una altitud de 50 m en el emplazamiento del parque, para todas las direcciones de viento.

A continuación, se detalla el cálculo de la energía para la dirección predominante del viento (norte, 0°).

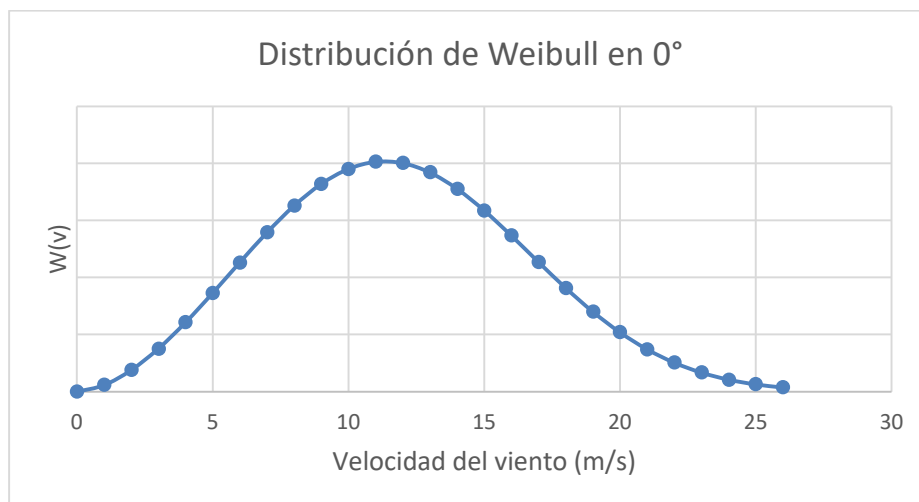


Figura 12 Distribución de Weibull en 0° (Fuente: propia)

Se calcula la convolución de la distribución de velocidad (Figura 12) con la curva de potencia corregida y se multiplica por las 8760 horas de un año. La Tabla 9 muestra la energía producida por un aerogenerador para valores discretos de la velocidad del viento (de 0 m/s hasta 26 m/s).

Tabla 9 Cálculo de la energía bruta para la dirección 0° del viento (Fuente: propia)

<b>v(m/s)</b>	<b>P'(v)</b>	<b>W(v)</b>	<b>P'(v) x W(v)</b>	<b>P'(v) x W(v) x 8760</b>
0	0	0	0	0
1	0	0,002	0	0
2	0	0,008	0	0
3	0	0,015	0	0
4	0	0,024	0	0
5	50,33	0,035	1,739	15234,647
6	96,09	0,045	4,353	38131,512
7	150,99	0,056	8,419	73752,788
8	232,44	0,065	15,146	132681,939
9	317,54	0,073	23,115	202490,602
10	422,78	0,078	33,001	289084,773
11	508,80	0,081	40,980	358987,911
12	575,60	0,080	46,105	403876,143
13	610,37	0,077	46,896	410812,805
14	631,42	0,071	44,902	393337,922
15	636,91	0,064	40,448	354327,675
16	640,57	0,055	35,047	307007,439
17	640,57	0,045	29,113	255032,792
18	640,57	0,036	23,307	204170,034
19	640,57	0,028	17,970	157415,837
20	640,57	0,021	13,333	116799,844
21	640,57	0,015	9,513	83334,292
22	640,57	0,010	6,521	57124,491
23	640,57	0,007	4,291	37588,180
24	640,57	0,004	2,708	23719,812
25	640,57	0,003	1,637	14341,447
26	0	0,001	0	0
<b>SUMATORIO E(0°)</b>				<b>3929252,883</b>

$$E_1(0^\circ) = f(0^\circ) \times E(0^\circ) = 0,4 \times 3929252,883 \text{ kWh} = 1571,70 \text{ MWh}$$

Análogamente, se realizan estos cálculos para las once direcciones de viento restantes, siendo su sumatorio la energía bruta total producida por un aerogenerador del parque eólico.

Tabla 10 Energía bruta del parque Villanueva para cada dirección del viento (Fuente: propia)

<b>θ</b>	<b>f(θ) x E(θ) MWh</b>
<b>0°</b>	1571,701
<b>30°</b>	259,715
<b>60°</b>	2,549

<b>90°</b>	0
<b>120°</b>	1,815
<b>150°</b>	89,790
<b>180°</b>	265,016
<b>210°</b>	83,010
<b>240°</b>	28,436
<b>270°</b>	34,702
<b>300°</b>	62,183
<b>330°</b>	273,885

Analizando los valores de la Tabla 10, destaca la dirección Norte (0°) por ser la más frecuente y, por consiguiente, es donde se produce más energía. También destacan los valores más cercanos a la orientación Norte (330° y 30°) y el Sur (180°).

$$E_1 = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 2672,80 \text{ MWh}$$

Dado que todos los aerogeneradores del parque se encuentran en el mismo nodo del *Global Wind Atlas*, comparten los valores de factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento de la Tabla 8, por lo que la energía total ideal del parque es:

$$E_{\text{parque}} = E_1 \times n^{\circ} \text{ aerogeneradores} = 2672,80 \text{ MWh} \times 30 = 80,184 \text{ GWh}$$

Seguidamente, se calcula el número de horas equivalentes del parque, que se define como el número total de horas al año en las que el aerogenerador, funcionando a su potencia nominal, produce la misma energía que en las condiciones reales de funcionamiento.

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{E_1}{\text{Potencia Nominal}} = \frac{2672801,57 \text{ kWh}}{660 \text{ kW}} = 4049,7 \text{ h}$$

Por último, se obtiene el factor de capacidad, que es el cociente entre las horas equivalentes y las horas que tiene un año. Se suele expresar en porcentaje. Este término se relaciona con el rendimiento del parque.

$$F_{\text{carga}} = \frac{P_{\text{nominal}} \times HE}{P_{\text{nominal}} \times 8760} = \frac{HE}{8760} = 0,462 = 46,2\%$$

Los resultados obtenidos son tan favorables debido a que no se está considerando ninguna pérdida energética en el funcionamiento del aerogenerador. En el siguiente apartado se consideran estas pérdidas, lo que disminuirá la energía total del parque y los parámetros como las horas equivalentes o el factor de capacidad, acercándose así más a condiciones reales de funcionamiento.

#### **5.1.5 Coeficientes de pérdidas energéticas y energía neta del parque**

En este apartado se explica las principales pérdidas de energía que se producen en los aerogeneradores y en los parques. En la Tabla 11 se muestra el valor de dichas pérdidas para el parque de Villanueva.

- **Pérdidas por afección**

Cuando el viento atraviesa el aerogenerador, abandona la turbina de forma turbulenta y ralentizada. Los aerogeneradores de un parque se deben agrupar de modo que queden alineados perpendicularmente a la dirección de mayor producción energética. Por tanto, los aerogeneradores producirán una energía diferente, dependiendo de la distancia a los aerogeneradores de alrededor. Dentro de la misma fila, los aerogeneradores se deben ubicar una distancia teórica de 2 a 3 veces el diámetro del rotor de la turbina, mientras que la distancia entre filas debe ser de 5 a 8 veces el diámetro del rotor. Cuanto más alejados estén los aerogeneradores, las pérdidas por afección serán menores pero los costes asociados al terreno y a las conexiones a la red serán más elevados.

Siguiendo las directrices anteriores, se estiman unas pérdidas en la producción energética del aerogenerador por afección del 5%. En el caso del parque eólico de Villanueva, al estar la mayoría de los aerogeneradores a una distancia intrafila menor a 2 veces el diámetro del rotor, se establecen unas pérdidas estimadas del 15%.

- **Pérdidas por disponibilidad**

Estas pérdidas se producen porque no siempre todos los aerogeneradores del parque están en funcionamiento, ya sea por una avería o una parada provocada para realizar labores de mantenimiento. En consecuencia, hay un periodo de tiempo donde el aerogenerador no está produciendo energía. Esto se computa con un coeficiente de pérdidas de valor 10%.

- **Pérdidas eléctricas**

La energía producida por los aerogeneradores sufre pérdidas debido al proceso de elevación de tensión y transporte desde el aerogenerador hasta la conexión a la red eléctrica. Estas pérdidas no son muy elevadas y dependen de la infraestructura del

cableado y de la distancia de transporte. Se estiman normalmente en un 3% de la producción.

- **Pérdidas del generador eléctrico**

Los aerogeneradores del parque disponen de generadores asíncronos o de inducción, que se caracterizan por ser económicos y fiables. Además, tienen propiedades que los hacen muy útiles en turbinas eólicas (deslizamiento del generador y una cierta capacidad de sobrecarga). Las pérdidas por efecto Joule en los conductores de cobre, pérdidas por histéresis y corrientes parásitas de Foucault en el hierro y pérdidas mecánicas por rozamiento se contabilizan mediante un coeficiente de pérdidas del 4%.

- **Otras pérdidas**

Este conjunto de pérdidas varias se producen por el clima en determinados momentos del año, la intensidad de turbulencia del viento, suciedad en las palas y el mantenimiento periódico de la subestación eléctrica del parque. Este conjunto de pérdidas (no muy relevantes por separado) pueden equipararse a una reducción del 3%.

Tabla 11 Cálculo de las pérdidas energéticas del parque de Villanueva (Fuente: propia)

<b>Energía anual bruta MWh</b>		<b>80184,05</b>
<b>Pérdidas por afección</b>	15%	12027,6075
<b>Pérdidas por disponibilidad</b>	10%	8018,405
<b>Pérdidas eléctricas</b>	3%	2405,5215
<b>Pérdidas del generador eléctrico</b>	4%	3207,362
<b>Otras pérdidas</b>	3%	2405,5215
<b>Energía neta sin envejecimiento MWh</b>		<b>52119,63</b>

- **Pérdidas por envejecimiento**

Generalmente, se produce una disminución de la potencia de los aerogeneradores durante su vida útil, es decir, existe un deterioro progresivo que se traduce en una disminución del rendimiento. Se estiman unas pérdidas por envejecimiento de  $1,6 \pm 0,2\%$  por año de vida del parque. (Staffell and Green, 2014).

En el parque eólico de Villanueva se producirá un aumento progresivo y constante en las pérdidas debido al envejecimiento, donde cada año que transcurre, las pérdidas aumentarán en un 1,57%. Se utilizará la siguiente expresión para calcular la energía anual neta:

$$E_x = E' \times (0,9843)^{x-1}$$

donde:

$E_x$ : es la energía anual neta (MWh) producida en el año X teniendo en cuenta la obsolescencia.

$E'$ : es la energía anual neta sin considerar las pérdidas por obsolescencia. Para el parque de Villanueva es de 52119,63 MWh.

X: número ordinal del año a analizar.

En la Figura 13 se muestra la disminución en la energía anual producida en el parque eólico de Villanueva debido a la obsolescencia. Esta disminución en la energía producida conlleva una reducción en el factor de capacidad desde que se inauguró hasta la actualidad (2001-2021). Con el paso de los años, esta disminución es más significativa, provocando que después de 20 años de funcionamiento, la energía y el factor de capacidad se reduzcan en un 27,13% con respecto a los valores del parque en el primer año.

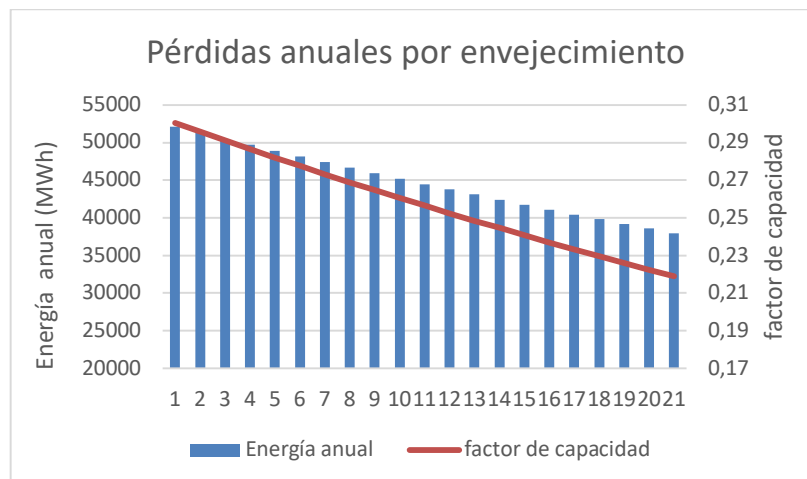


Figura 13 Progresión de las pérdidas por envejecimiento en Villanueva (Fuente: propia)

Una vez comentadas todas las pérdidas energéticas existentes, se aplican para calcular la producción energética anual neta del parque eólico, que será la energía producida por el parque en condiciones reales.

Tabla 12 Energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad de Villanueva (Fuente: propia)

<b>Energía neta anual generada 2021</b>	37979,66 MWh
<b>Horas equivalentes</b>	1918,16
<b>Factor de capacidad</b>	21,90%

Estos últimos resultados son más realistas y representan la producción actual del parque eólico. El factor de capacidad típico en una instalación eólica toma valores entre el 20% y el 30%. Otro parámetro por analizar son las horas equivalentes. Un parque eólico justifica su inversión y empieza a ser rentable a partir de 2200 h, que corresponde a un 25,1% de factor de carga. Este parque no cumple esta condición, por tanto, la repotenciación queda justificada.

## 5.2 Caracterización del parque eólico “Aizkibel”

El segundo parque eólico considerado en este análisis es el parque de Aizkibel, el cual presenta características adecuadas para considerar su repotenciación, como aerogeneradores antiguos de baja potencia nominal. En concreto, el parque dispone de 17 turbinas de 660 kW. Además, el parque eólico de Aizkibel tiene una antigüedad superior a 20 años, lo que justifica sus elevadas pérdidas por obsolescencia.

### 5.2.1 Características generales del parque

El parque eólico de Aizkibel se encuentra en la zona de Pamplona, más concretamente en la subzona llamada Cuenca de Pamplona. El parque recibe este nombre debido a que se encuentra en el pico “Aizkibel”. Con una altitud de 1016 m, este monte está situado en la parte oriental de la sierra del Perdón. Se encuentra muy cercano a la localidad de Subiza, perteneciente al municipio de Cendea de Galar, con una población de 191 habitantes.

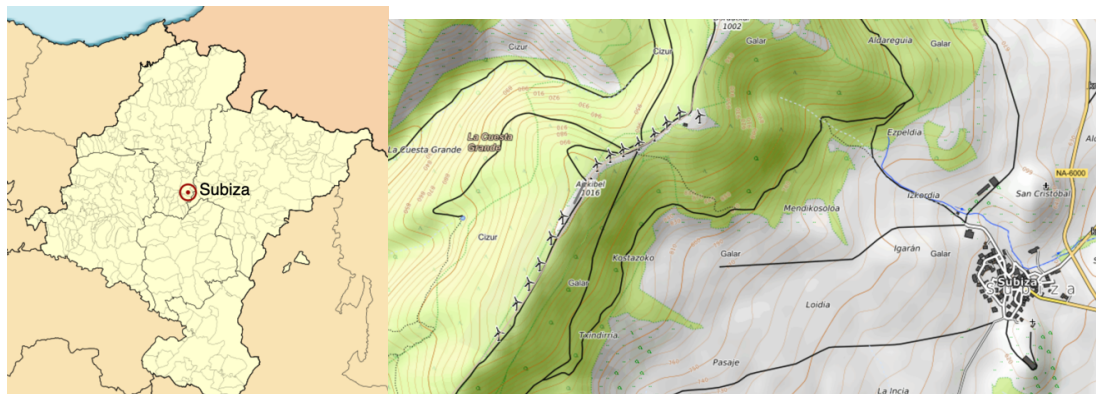


Figura 14 Localización del parque eólico de Aizkibel (Fuente: geomap)

El parque eólico se encuentra a una altitud media sobre el nivel del mar de 1000 m y no presenta grandes desniveles entre las turbinas del parque. Tiene una longitud de 1,54 km y abarca un área de 45,63 ha.



### 5.2.2 Modelo de aerogenerador

El parque eólico consta de 17 aerogeneradores del fabricante GAMESA de modelo G47/660, ya descrito anteriormente y 1 aerogenerador Made AE-61. En la Tabla 13 se listan las características más destacadas de este último aerogenerador.

Tabla 13 Especificaciones técnicas del aerogenerador Made AE-61 (Fuente: The Wind Power)

<b>Datos generales</b>	
<b>Fabricante</b>	Made
<b>Diámetro</b>	61 m
<b>Potencia</b>	1320 kW
<b>Número de palas</b>	3
<b>Densidad de potencia</b>	2,22 m <sup>2</sup> /kW
<b>Clase Viento</b>	Ia
<b>Masa total</b>	161,5 t
<b>Rotor</b>	
<b>Velocidad mín viento</b>	3,5 m/s
<b>Velocidad nominal</b>	17 m/s
<b>Velocidad de corte</b>	25 m/s
<b>Área de barrido</b>	2923 m <sup>2</sup>
<b>Velocidad mín del rotor</b>	13 vuelta/min
<b>Velocidad máx del rotor</b>	18,8 vuelta/min
<b>Generador</b>	
<b>Tipo</b>	Asíncrono
<b>Número</b>	1
<b>Velocidad máx de salida</b>	1520 vuelta/min
<b>Tensión de salida</b>	690 V
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Torre</b>	
<b>Tipo</b>	Tubular
<b>Altura de la góndola</b>	58 m

### 5.2.3 Análisis del recurso eólico existente

El GWA proporciona la rosa de vientos de frecuencia del área del parque eólico a 50 m de altura, cercana a los 45 m de altura de la góndola, representada en la Figura 15. La frecuencia de aparición del viento en cada dirección (%) se lista en la Tabla 14.

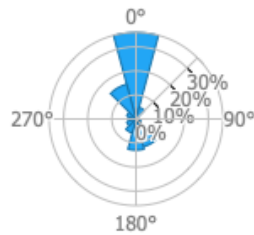


Figura 15 Rosa de vientos de frecuencia de Aizkibel (Fuente: GWA)

Tabla 14 Frecuencias de procedencia del viento para cada dirección en Aizkibel (Fuente: GWA)

<b>Dirección</b>	<b>Norte</b>	30°	60°	<b>Este</b>	120°	150°
<b>Frecuencia</b>	36%	5%	1%	1%	2%	11%
<b>Dirección</b>	<b>Sur</b>	210°	240°	<b>Oeste</b>	300°	330°
<b>Frecuencia</b>	13%	6%	4%	2%	4%	15%

El viento predominante es de dirección norte, destacando también la dirección sur y 330°, las cuales tienen efectos notorios en la producción energética del parque.

La rosa de vientos de turbulencia se obtiene representando la dirección del viento y la intensidad de turbulencia en un gráfico radial, referida a una altura de 50 m (Figura 16).

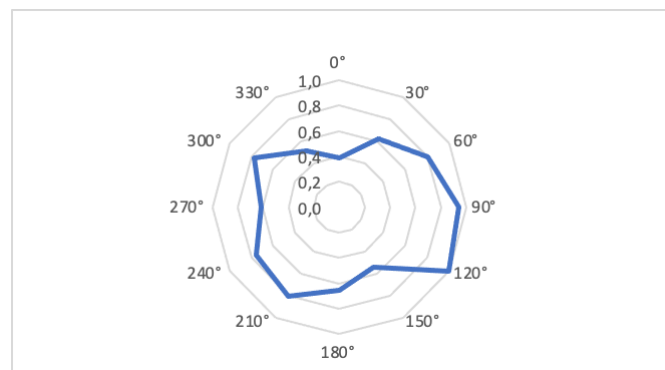


Figura 16 Rosa de turbulencias de Aizkibel (Fuente: propia)

La dirección del viento este y 120° presenta valores de intensidad de turbulencia elevados. El viento en dirección oeste también conlleva esfuerzos que afectan a los aerogeneradores.

La última característica por considerar es el perfil de velocidades, que se obtiene a partir de la rugosidad del terreno del parque eólico (m) y el coeficiente de rugosidad.

Tabla 15 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador en Aizkibel (Fuente: propia)

Nº aerogeneradores	Z <sub>0</sub> (m)	$\alpha$
15	0,2	0,18
3	0,3	0,20

Esta separación en dos grupos de aerogeneradores se debe a que a lo largo del parque eólico dependiendo de la localización de cada turbina, el terreno presenta una rugosidad distinta. Esta variación en el valor de la rugosidad (Z<sub>0</sub>) se representa visualmente en el GWA.

Seguidamente, se representan los dos perfiles de velocidad en la Figura 17. La ecuación potencial (x) proporciona, para los correspondientes valores de rugosidad, los valores de  $\alpha$ , utilizando una velocidad de referencia de 6,99 m/s a una altura de referencia de 50 m.

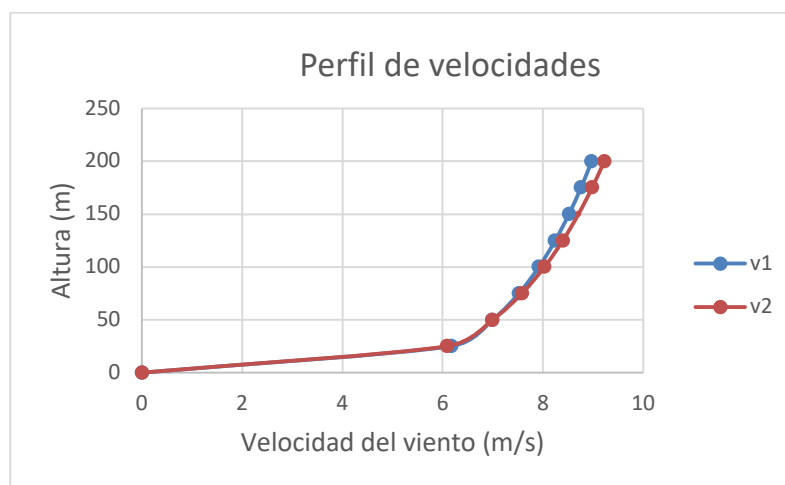


Figura 17 Perfil de velocidades de Aizkibel (Fuente: propia)

Siendo, V1 para  $\alpha = 0,18$  y V2 para  $\alpha = 0,20$ . La Figura 17 muestra que la velocidad del viento a la altura de la góndola de todos los aerogeneradores del parque es prácticamente la misma. Además, no es necesario corregir los datos de GWA para una altura de 45 m.

#### 5.2.4 Cálculo de la energía ideal del parque

Para el cálculo de la energía del parque se debe corregir la curva de potencia del aerogenerador ya que esta se refiere a una presión atmosférica de 100 kPa. El parque se encuentra a una altitud de 1000 m sobre el nivel del mar, lo que supone una presión atmosférica de 89,88 kPa, la temperatura ambiente es de 15°C y por tanto la densidad del aire es de 1,087 kg/m<sup>3</sup> (valores medios).

Con los datos de C, K y frecuencia de la Tabla 16, obtenidos de *Global Wind Atlas* se calcula la energía ideal de cada aerogenerador para cada dirección del viento (Tabla 17).

Tabla 16 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en Aizkibel (Fuente: GWA)

$\theta$	C	K	f( $\theta$ )
0°	11,77	2,771	0,36
30°	9,43	1,686	0,05
60°	3,1	1,271	0,01
90°	2,27	1,068	0,01
120°	2,4	0,877	0,02
150°	12,29	1,932	0,11
180°	7,98	1,584	0,13
210°	5,02	1,26	0,06
240°	5,37	1,354	0,04
270°	6,99	1,697	0,02
300°	7,47	1,326	0,04
330°	10,53	2,061	0,15

$$E(\theta) = \sum_0^{26} W(v) \times P'(v) \times 8760$$

Tabla 17 Energía bruta del parque de Aizkibel para cada dirección del viento según modelo de aerogenerador (Fuente: propia)

$\theta$	E( $\theta$ )	
	G47/660	Made AE-61
0°	3361,22	5752,79
30°	2272,20	3857,37
60°	244,72	399,73
90°	150,47	248,84
120°	312,37	518,26
150°	3105,12	5360,81
180°	1794,72	3013,06
210°	859,46	1419,61
240°	930,62	1532,53
270°	1410,75	2322,30
300°	1639,53	2770,30
330°	2724,50	4637,16

De acuerdo con los valores de la Tabla 17, las direcciones Norte (0°), 330° y 30° son las de mayor producción energética. Asimismo, destaca la dirección 150°, con valores muy cercanos al norte. Multiplicando esta energía por la frecuencia de cada dirección se obtiene la energía bruta total de cada modelo de aerogenerador.

$$E_{GAMESA\ G47} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 2499,99\text{ MWh}$$

$$E_{Made\ AE-61} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 4261,42\text{ MWh}$$

Para calcular la energía ideal total hay que sumar la energía que produce cada aerogenerador por separado.

$$\begin{aligned} E_{parque} &= E_{GAMESA\ G47} \times n^{\circ}\text{ aerogeneradores } GAMESA\ G47 \\ &\quad + E_{Made\ AE-61} \times n^{\circ}\text{ aerogeneradores } Made \\ &= 2499,99\text{MWh} \times 17 + 4261,42\text{MWh} \times 1 = 46,761\text{ GWh} \end{aligned}$$

Una vez obtenida la energía del parque, se determina el factor de capacidad y las horas equivalentes de cada modelo de aerogenerador por separado. Según estos parámetros, presentados en la Tabla 18, el rendimiento del modelo de GAMESA es más elevado.

Tabla 18 Horas equivalentes y factor de capacidad en Aizkibel según modelo de aerogenerador (Fuente: propia)

Horas equivalentes		Factor de capacidad	
G47/660	Made AE-61	G47/660	Made AE-61
3787,86	3228,35	43,24%	36,85%

### 5.2.5 Estimación de la energía neta del parque

El cálculo de la energía neta producida en el parque se realiza aplicando las diferentes pérdidas que tienen lugar en un parque eólico. Las pérdidas por afección son altas debido a que no se cumple la distancia mínima de 2 veces el diámetro del rotor entre la mayoría de los aerogeneradores. Por último, se aplican las pérdidas por envejecimiento que son del 1,57% por año. Estos cálculos se realizan para cada modelo de aerogenerador del parque. Puesto que los

factores de capacidad son inferiores al 25%, valor recomendable para garantizar la rentabilidad de los parques eólicos en España, se justifica su repotenciación.

Tabla 19 Cálculo de la energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico de Aizkibel (Fuente: propia)

AIZKIBEL		G47	Made
<b>Energía anual bruta MWh</b>		42499,83	4261,42
<b>Pérdidas por afección</b>	15%	6374,97	639,21
<b>Pérdidas por disponibilidad</b>	10%	4249,98	426,142
<b>Pérdidas eléctricas</b>	3%	1274,99	127,84
<b>Pérdidas del generador eléctrico</b>	4%	1699,99	170,46
<b>Otras pérdidas</b>	3%	1274,99	127,84
<b>Energía neta sin envejecimiento MWh</b>		27624,89	2769,92
<b>Pérdidas por envejecimiento</b>	1,57%/año	433,71	43,49
<b>Pérdidas por envejecimiento en 20 años</b>		7494,59	751,48
<b>Energía neta con envejecimiento MWh</b>		20130,30	2018,45
<b>Horas equivalentes</b>		1794,14	1529,13
<b>Factor de capacidad</b>		20,49%	17,45%

### 5.3 Caracterización del parque eólico “El Perdón”

El tercer parque eólico seleccionado es El Perdón, debido a que lleva 25 años en funcionamiento, las turbinas que componen el parque tienen una potencia unitaria de 500 kW (muy baja en la actualidad) y el número de turbinas es muy alto para la potencia nominal total del parque (20 MW), lo cual produce un gran impacto ambiental.

#### 5.3.1 Características generales del parque

El Perdón es un parque eólico que se encuentra, como el parque de “Aizkibel”, en la zona de Pamplona, más concretamente en la subzona llamada Cuenca de Pamplona. Este parque eólico fue pionero a nivel nacional y fue el primer parque eólico de Navarra. En 1994 se instalaron las primeras seis turbinas y el parque se completó en 1996 con la instalación de 34 turbinas de 500 kW. Fue una instalación que acercó la tecnología eólica a la población, ya que estaba muy cerca de Pamplona y la ciudadanía visitaba este parque en sus primeros años. El parque recibe su nombre por la sierra en la que se ubica, El Perdón o sierra de Erreniega. Se encuentra muy próximo a municipios como Astráin, al norte, y Uterga, al sur (Figura 18).

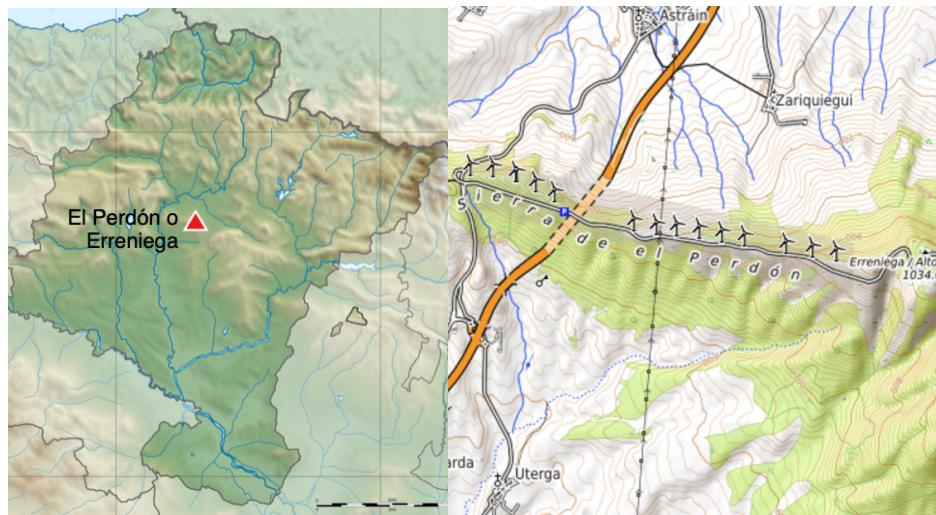


Figura 18 Localización del parque eólico del Perdón (Fuente: geomap)

El parque eólico se extiende desde el pico Alto del Perdón (681 m) hasta la cima del Perdón 2 (1033 m), por lo tanto, el parque tiene un gran desnivel. Su longitud total es de 3,0 km y el área de afección del parque es de 112,79 ha.

### 5.3.2 Modelo de aerogenerador

El parque eólico consta de 37 aerogeneradores del fabricante GAMESA con modelo G39 y 3 aerogeneradores GAMESA G42, ligeramente más potentes. En la Tabla 20 se presentan las características detalladas de estos dos aerogeneradores.

Tabla 20 Especificaciones técnicas de los aerogeneradores GAMESA G39 y G42 (Fuente: The Wind Power)

<b>Datos generales</b>		
<b>Modelo</b>	G39	G42
<b>Fabricante</b>	GAMESA	GAMESA
<b>Diámetro</b>	39 m	42 m
<b>Potencia</b>	500 kW	600 kW
<b>Número de palas</b>	3	3
<b>Densidad de potencia</b>	2,39 m <sup>2</sup> /kW	2,31 m <sup>2</sup> /kW
<b>Masa total</b>	58 t	66,7 t
<b>Rotor</b>		
<b>Velocidad mín viento</b>	4 m/s	4 m/s
<b>Velocidad nominal</b>	15 m/s	16 m/s
<b>Velocidad de corte</b>	25 m/s	25 m/s

<b>Área de barrido</b>	1195 m <sup>2</sup>	1386 m <sup>2</sup>
<b>Velocidad mín del rotor</b>	10 vuelta/min	11 vuelta/min
<b>Velocidad máx del rotor</b>	30 vuelta/min	30 vuelta/min
<b>Generador</b>		
<b>Tipo</b>	Asíncrono	Asíncrono
<b>Número</b>	1	1
<b>Velocidad máx de salida</b>	1522 vuelta/min	1650 vuelta/min
<b>Tensión de salida</b>	690 V	690 V
<b>Frecuencia</b>	50 Hz	50 Hz
<b>Torre</b>		
<b>Tipo</b>	Tubular	Tubular
<b>Altura de la góndola</b>	53 m	53 m

### 5.3.3 Análisis del recurso eólico

A partir de la tabla 21, se establece que el viento predominante es de dirección norte con casi la mitad de frecuencia, siendo también relevante el viento de dirección sur. El viento de dirección este y oeste es prácticamente nulo.

Representando la dirección del viento y la intensidad de turbulencia en un gráfico radial, se obtiene la rosa de vientos de turbulencia del parque referida a una altura de 50 m sobre el nivel del mar (Figura 19).

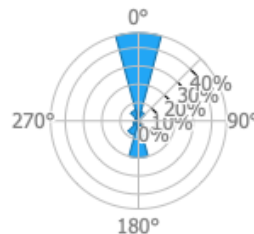


Figura 19 Rosa de vientos de frecuencia del Perdón (Fuente: GWA)

Tabla 21 Frecuencias de procedencia del viento para cada dirección en el Perdón (Fuente:GWA)

<b>Dirección</b>	<b>Norte</b>	30°	60°	<b>Este</b>	120°	150°
<b>Frecuencia</b>	48%	5%	1%	0%	0%	6%
<b>Dirección</b>	<b>Sur</b>	210°	240°	<b>Oeste</b>	300°	330°
<b>Frecuencia</b>	20%	8%	3%	1%	2%	6%



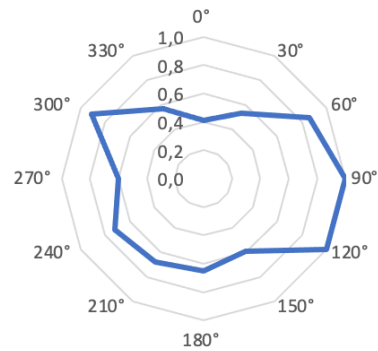


Figura 20 Rosa de turbulencias del Perdón (Fuente: propia)

En la figura 20 las direcciones cercanas al este y el propio este (90°) son donde la intensidad de turbulencia alcanza valores cercanos a 1. Sin embargo, el efecto producido por la turbulencia es muy reducido porque la frecuencia del viento de dirección este es prácticamente nula.

Por último, se obtiene en el GWA la rugosidad del terreno del parque eólico (m) y con ese dato se calcula el coeficiente de rugosidad.

Tabla 22 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador en el Perdón (Fuente: propia)

Nº aerogeneradores	Zo (m)	$\alpha$
23	0,2	0,18
11	0,3	0,20
6	1,4	0,25

### 5.3.4 Cálculo de la energía ideal del parque

Los modelos de aerogenerador de este parque no tienen la curva de potencia accesible, por lo que se ha considerado otro modelo de aerogenerador muy similar para realizar los cálculos. Para el modelo G39 se utilizará la curva del aerogenerador VESTAS V39/500, que tiene el mismo diámetro del rotor, potencia y generador. Para el modelo G42 se empleará el modelo V42/600 del mismo fabricante, que comparte diámetro, potencia y generador.

Las curvas de los respectivos aerogeneradores se corrigen ya que estas se encuentran referenciadas en la base de datos de *thewindpower.net* a condiciones estándar. El parque se encuentra a una altitud media de 800 m sobre el nivel del mar lo que conlleva una presión atmosférica de 93,61 kPa, la temperatura media anual es de 10°C y por tanto se obtiene una densidad del aire de 1,133 kg/m<sup>3</sup>.

Con los datos de C, K y frecuencias de la Tabla 23, obtenidos en el *Global Wind Atlas*, para una altitud de 50 m y para cada dirección de viento, se calcula la probabilidad de la velocidad del viento según la distribución de Weibull.

Tabla 23 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en el Perdón (Fuente: GWA)

$\theta$	C	K	f( $\theta$ )
0°	11,08	2,639	0,48
30°	8,82	1,994	0,05
60°	2,52	1,174	0,01
90°	1,54	0,912	0
120°	1,72	0,732	0
150°	11,99	1,775	0,06
180°	7,84	1,592	0,2
210°	5,45	1,525	0,08
240°	5,92	1,432	0,03
270°	7,55	1,748	0,01
300°	7,21	1,104	0,02
330°	11,2	1,854	0,06

Aplicando la expresión  $E(\theta)$  ya descrita, se obtienen los valores de energía de la tabla 24.

$$E(\theta) = \sum_0^{26} W(v) \times P'(v) \times 8760$$

Tabla 24 Energía bruta del parque del Perdón para cada dirección del viento según modelo de aerogenerador (Fuente: propia)

$\theta$	E ( $\theta$ ) MWh	
	G39	G42
0°	2212,11	2585,56
30°	1486,53	1727,87
60°	98,08	110,12
90°	51,63	58,11
120°	170,02	196,00
150°	2119,56	2493,71
180°	1231,75	1432,82
210°	595,41	683,39
240°	755,80	872,89
270°	1133,03	1312,68
300°	1106,91	1295,13
330°	2032,88	2386,54

Según los valores de la Tabla 24, la dirección norte (0° y 330°) destaca por ser la de mayor producción. También destaca la dirección (150°). En la dirección este (90°) los valores son muy reducidos y el oeste (270°) es una dirección con una producción media. Considerando los valores de energía de la Tabla 24 y la frecuencia del viento en cada dirección, se obtiene la energía bruta total de cada modelo de aerogenerador.

$$E_{G39} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 1736,39 \text{ MWh}$$

$$E_{G42} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 2027,83 \text{ MWh}$$

Puesto que hay dos modelos diferentes de aerogenerador en el parque, para calcular la energía bruta del parque hay que sumar la energía que produce cada aerogenerador por separado, por el número de aerogeneradores de cada modelo.

$$\begin{aligned} E_{\text{parque}} &= E_{G39} \times n^{\circ} \text{ aerogeneradores G39} + E_{G42} \times n^{\circ} \text{ aerogeneradores G42} \\ &= 1736,39 \text{ MWh} \times 37 + 2027,83 \text{ MWh} \times 3 = 70,330 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Una vez obtenida la energía del parque, se finaliza el análisis calculando el factor de capacidad y las horas equivalentes de cada modelo de aerogenerador.

Tabla 25 Horas equivalentes y factor de capacidad en el Perdón según modelo de aerogenerador (Fuente: propia)

Horas equivalentes		Factor de capacidad	
G39	G42	G39	G42
3472,78	3379,72	39,64%	38,58%

Queda probado que el uso de un aerogenerador con más potencia nominal no garantiza un mejor factor de carga de la instalación, siendo el modelo G42 un 1% menos eficiente que el G39.

### 5.3.5 Estimación de la energía neta del parque

En la Tabla 26 se resumen las diferentes pérdidas. Las pérdidas por afección en este parque son bajas debido a la gran distancia entre aerogeneradores de una misma fila. Las pérdidas por envejecimiento de los aerogeneradores se estiman para 20 años de funcionamiento del parque.

Tabla 26 Cálculo de la energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico del Perdón (Fuente: propia)

<b>EL PERDÓN</b>		<b>G39</b>	<b>G42</b>
<b>Energía anual bruta MWh</b>		64246,43	6083,49
<b>Pérdidas por afección</b>	5%	3212,32	304,17
<b>Pérdidas por disponibilidad</b>	10%	6424,64	608,35
<b>Pérdidas eléctricas</b>	3%	1927,39	182,50
<b>Pérdidas del generador eléctrico</b>	4%	2569,86	243,34
<b>Otras pérdidas</b>	3%	1927,39	182,50
<b>Energía neta sin envejecimiento MWh</b>		48184,82	4562,62
<b>Pérdidas por envejecimiento</b>	1,57%/año	756,50	71,63
<b>Pérdidas por envejecimiento en 20 años</b>		13072,47	1237,83
<b>Energía neta con envejecimiento MWh</b>		35112,36	3324,79
<b>Horas equivalentes</b>		1897,97	1847,10
<b>Factor de capacidad</b>		21,66%	21,08%

Para justificar la repotenciación del parque eólico El Perdón se atiende al factor de capacidad de la instalación, del 21%, menor al 25% (2200 h). Otro factor importante es que el parque se encuentra al final de su vida útil y esto produce pérdidas elevadas. La eficiencia de ambos modelos de aerogenerador del parque es muy similar ya que el diámetro del rotor y su potencia son muy parecidos. Por último, la repotenciación es clave en este parque debido a que se sitúa en una localización muy codiciada por las productoras de energía eólica.

### 5.4 Caracterización del parque eólico “San Esteban”

El último parque seleccionado como posible a repotenciar es el conjunto eólico de San Esteban formado por cinco parques eólicos, construidos en dos fases. No todos los parques tienen el mismo modelo de aerogenerador, por lo tanto, se analizarán solo los parques eólicos que tengan aerogeneradores con menor potencia unitaria y más antiguos.

### 5.4.1 Características generales del parque

El conjunto eólico San Esteban se localiza en la zona de Pamplona, más concretamente en la subzona de Puente la Reina o Garesaldea. La primera fase está formada por San Esteban IA y San Esteban IB – Egastiaga, con una potencia nominal total de fase de 30,42 MW. La segunda fase está formada por tres parques eólicos independientes, San Esteban IIA- Añorbe, San Esteban IIB- Olcoz, San Esteban IIC- Caraquidoya, con una potencia total de fase de 42,05 MW. El parque eólico recibe este nombre por su proximidad a la ermita de San Esteban – Basaeliza, lugar de interés cultural, y por situarse cerca de la cima de San Esteban (708 m).

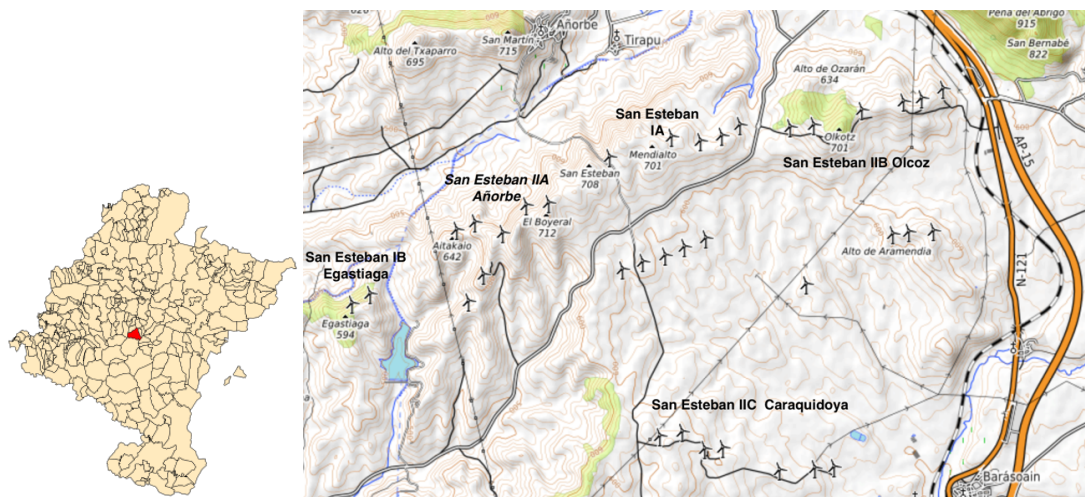


Figura 21 Localización de los parques que forman San Esteban (Fuente: geomap)

El estudio de repotenciación se realiza solo para los parques eólicos de San Esteban IA y IIA, debido a que estos son los únicos cuyos aerogeneradores son antiguos y aptos para poder sustituirse porque tienen menos de 1 MW de potencia nominal.

Para los cálculos y caracterización del parque se consideran los dos parques como si fueran un solo parque, dado que se encuentran los dos muy próximos y en el mismo nodo del GWA.

Este “nuevo” parque eólico se localiza al sur de las poblaciones de Añorbe y Tirapu, en una zona montañosa, formada por varias cimas que van desde el pico Aitakaio (642 m) hasta los picos de San Esteban y Mendiaino (701 m). El parque eólico tiene una altitud media de 675 m, una longitud total de 4,2 km y engloba un área de 102,89 ha.

### 5.4.2 Modelo de aerogenerador

El parque eólico de San Esteban IA está formado por 37 aerogeneradores del fabricante GAMESA con modelo G47/660, ya descrito anteriormente y el de San Esteban IIA lo forman 13 aerogeneradores GAMESA G52/850. En la Tabla 27 se presentan las características más destacadas de este último aerogenerador.

Tabla 27 Especificaciones técnicas del aerogenerador GAMESA G52 (Fuente: The Wind Power)

Datos generales	
<b>Fabricante</b>	GAMESA
<b>Diámetro</b>	52 m
<b>Potencia</b>	850 kW
<b>Número de palas</b>	3
<b>Densidad de potencia</b>	2,5 m <sup>2</sup> /kW
<b>Clase Viento</b>	Ia
<b>Año</b>	2001
Rotor	
<b>Velocidad mín viento</b>	4 m/s
<b>Velocidad nominal</b>	16 m/s
<b>Velocidad de corte</b>	25 m/s
<b>Área de barrido</b>	2124 m <sup>2</sup>
<b>Velocidad mín del rotor</b>	19,44 vuelta/min
<b>Velocidad máx del rotor</b>	30,8 vuelta/min
Generador	
<b>Tipo</b>	Asíncrono
<b>Velocidad máx de salida</b>	1900 vuelta/min
<b>Tensión de salida</b>	690 V
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
Torre	
<b>Tipo</b>	Tubular
<b>Altura de la góndola</b>	55 m
<b>Altura mín de la góndola</b>	44 m
<b>Altura máx de la góndola</b>	65 m

#### 5.4.3 Análisis del recurso eólico existente

Para calcular la producción energética de los aerogeneradores, es necesario caracterizar el viento de la zona.

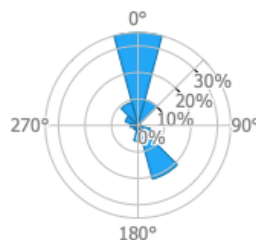


Figura 22 Rosa de vientos de frecuencia de San Esteban (Fuente: GWA)

El viento de la zona tiene una clara predominancia en dirección norte y 150°, siendo el resto de las direcciones muy poco frecuentes. Por tanto, la alineación actual del parque este-oeste es la óptima para aprovechar el recurso eólico.

En la Tabla 28 se muestra el número de aerogeneradores que tiene cada valor de rugosidad.

Tabla 28 Coeficientes de rugosidad por aerogenerador en San Esteban (Fuente: propia)

Nº aerogeneradores	Zo (m)	$\alpha$
45	0,1	0,16
5	0,3	0,20

Este parque eólico presenta dos valores distintos de rugosidad del terreno según el *Global Wind Atlas*, aunque destaca la de 0,1 m como la más habitual del emplazamiento.

Siguiendo el mismo procedimiento que en secciones anteriores, el perfil de velocidad del viento se corrige para las condiciones de la altura de la góndola, 50 m.

#### 5.4.4 Cálculo de la energía ideal del parque

Con los datos de la Tabla 29 (C, K y frecuencia), obtenidos en el *Global Wind Atlas* para una altitud de 50 m, se calcula la probabilidad de la velocidad del viento para cada dirección según la función de Weibull.

Tabla 29 Factores de escala, forma y frecuencia para cada dirección del viento en San Esteban (Fuente: GWA)

$\theta$	C	K	f( $\theta$ )
0°	12,47	2,756	0,35
30°	13,34	2,869	0,1
60°	5,68	1,76	0,01
90°	3,47	1,08	0,01
120°	6,75	1,494	0,05
150°	9,92	1,826	0,21
180°	4,88	1,111	0,06
210°	3,69	0,936	0,02
240°	3,99	1,104	0,02
270°	5,66	1,467	0,03
300°	7,22	1,521	0,05
330°	8,8	1,658	0,09

Aplicando la siguiente fórmula ya descrita, se obtendrán los valores de la Tabla 30.

$$E(\theta) = \sum_0^{26} W(v) \times P'(v) \times 8760$$

Tabla 30 Energía bruta del parque de San Esteban para cada dirección del viento según modelo de aerogenerador (Fuente: propia)

$\theta$	E ( $\theta$ ) MWh	
	G47/660	G52/850
0°	3742,74	4605,76
30°	4035,01	4959,88
60°	909,08	1142,54
90°	490,26	621,40
120°	1438,49	1788,32
150°	2575,88	3177,82
180°	945,28	1180,33
210°	684,45	857,22
240°	645,67	812,90
270°	1027,03	1285,11
300°	1608,68	1996,36
330°	2168,26	2679,95

Comparando los valores de la Tabla 30, destaca la dirección 30° por ser en la que se produce más energía. También destaca el viento de dirección norte y la dirección (150°). En el este y el oeste los valores son moderados. Multiplicando estos valores de energía por la frecuencia de cada dirección se obtiene la energía bruta total para cada modelo de aerogenerador.

$$E_{G47} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 2730,02 \text{ MWh}$$

$$E_{G52} = \sum_{\theta=0^{\circ}}^{\theta=330^{\circ}} f(\theta) \times E(\theta) = 3366,19 \text{ MWh}$$

La energía total del parque se calcula como la suma de la energía que produce cada aerogenerador.

$$\begin{aligned} E_{\text{parque}} &= E_{G47} \times n^{\circ} \text{ aerogeneradores G47} + E_{G52} \times n^{\circ} \text{ aerogeneradores G52} \\ &= 2730,02 \text{ MWh} \times 37 + 3366,19 \text{ MWh} \times 13 = 144,77 \text{ GWh} \end{aligned}$$



Una vez obtenida la energía del parque, se finaliza el análisis obteniendo el factor de capacidad y las horas equivalentes de cada modelo de aerogenerador.

Tabla 31 Horas equivalentes y factor de capacidad en San Esteban según modelo de aerogenerador (Fuente: propia)

Horas equivalentes		Factor de capacidad	
G47	G52	G47	G52
4136,39	3960,22	47,22%	45,21%

La energía bruta se ve reducida al considerar pérdidas por afección, disponibilidad, etc.

#### 5.4.5 Estimación de la energía neta del parque

La Tabla 32 muestra los tipos de aerogenerador considerados y su efecto en la producción de energía bruta. Las pérdidas por afección son altas debido a que los aerogeneradores no se encuentran muy separados entre ellos y las pérdidas por envejecimiento se estiman para un periodo que representa la vida útil de un aerogenerador.

Tabla 32 Cálculo de la energía neta, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico de San Esteban (Fuente: propia)

SAN ESTEBAN		G47	G52
<b>Energía anual bruta MWh</b>		101010,74	43760,47
<b>Pérdidas por afección</b>	15%	15151,61	6564,07
<b>Pérdidas por disponibilidad</b>	10%	10101,07	4376,05
<b>Pérdidas eléctricas</b>	3%	3030,32	1312,81
<b>Pérdidas del generador eléctrico</b>	4%	4040,43	1750,42
<b>Otras pérdidas</b>	3%	3030,32	1312,81
<b>Energía neta sin envejecimiento MWh</b>		65656,98	28444,31
<b>Pérdidas por envejecimiento</b>	1,57%/año	1030,81	446,58
<b>Pérdidas por envejecimiento en 20 años</b>		17812,64	7716,90
<b>Energía neta con envejecimiento MWh</b>		47844,34	20727,41
<b>Horas equivalentes</b>		1959,23	1875,78
<b>Factor de capacidad</b>		22,37%	21,41%

El factor de carga presenta un valor bajo y muy similar entre los dos modelos de aerogenerador. El aerogenerador menos potente, el G47, es más eficiente que el G52. Esto se debe a que las características del parque hacen que el G47 presente un mejor aprovechamiento del recurso eólico existente que el G52.

## **CAPÍTULO 6. ALTERNATIVAS DE REPOTENCIACIÓN**

### **6.1 Selección del nuevo aerogenerador**

Debido a que para realizar la repotenciación de cada parque eólico se deben sustituir los antiguos aerogeneradores de bajo rendimiento por aerogeneradores más modernos y eficientes, estos deben cumplir unos requisitos mínimos para garantizar la rentabilidad del proyecto. Los nuevos aerogeneradores deben tener una potencia unitaria mínima de 1,5 MW. Adicionalmente, se debe calcular el factor de carga porque cada modelo de aerogenerador aprovecha el recurso eólico existente de una forma diferente. El diámetro del rotor y la altura de la torre son características de las turbinas muy relevantes a la hora de buscar la mejor opción.

#### **6.1.1 Parques eólicos de Villanueva y San Esteban**

En primer lugar, se realiza la selección de un nuevo aerogenerador más moderno y eficiente para el parque. Para esto se tiene en cuenta la caracterización del viento de la región donde se encuentran los parques eólicos de Villanueva y San Esteban.

En la elección del nuevo aerogenerador hay que considerar la velocidad y turbulencia del viento de la zona, para así optar por un aerogenerador con un nivel de robustez adecuado. Existen tres clases de viento (I, II y III) que varían en función de su velocidad y tres categorías (A, B y C) que dependen de la intensidad de turbulencia.

Las clases bajas de aerogenerador soportan mejor los vientos agresivos al tiempo que intensidades de turbulencia más elevadas requieren aerogeneradores con una categoría menor. Por tanto, el aerogenerador más robusto será uno de clase I y categoría A. Una clase I también está relacionada con diámetros de rotor más reducidos.

La clase S que no está tabulada debido a que sus parámetros dependen del fabricante de la turbina y se suelen utilizar para regiones con unas características de viento más específicas. (Cucó 2017)

Tabla 33 Clasificación de aerogeneradores IEC. (Fuente: Cucó 2017)

Clase Aerogenerador		I	II	III	S
Vref (m/s)		50	42.5	37.5	Valores que deben ser especificados por el diseñador
Categoría I ref	A	0.16			
	B	0.14			
	C	0.12			

La Tabla 33 fue establecida en la norma UNE-EN61400-1.

En la Tabla 34 se muestran una serie de aerogeneradores potencialmente adecuados para repotenciar los parques. Todos ellos tienen en común que son fabricados por empresas españolas como Gamesa, Acciona o Ecotecnia. Después de esto, en la figura 23 se representan las curvas de potencia de los modelos de la tabla 34.

Tabla 34 Modelos de aerogenerador candidatos para repotenciar. (Fuente: thewindpower)

Fabricante	Diámetro del rotor (m)	Potencia (kW)	Alturas de la góndola (m)	Clase de Viento
Acciona	77	1500	60/71/80	Ila
Acciona	132	3000	84/120	IIIb
Ecotecnia	100	3000	75/90/100	II
Gamesa	80	2000	60/67/78/100	Ia
Gamesa	97	2000	78/90/100/120	Ila
Gamesa	106	2500	72/93	Ia
Gamesa	114	2500	80/93/120/140	Ila

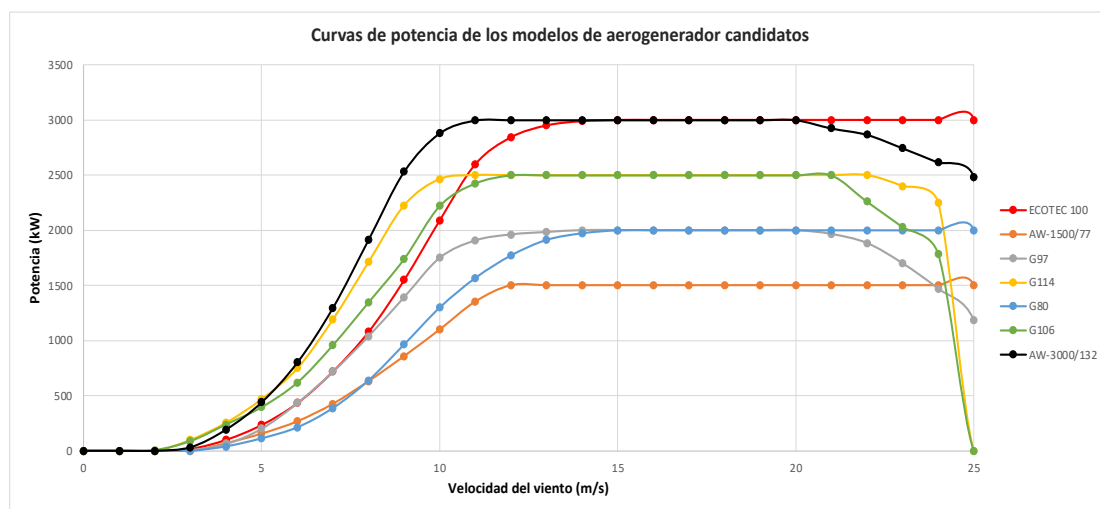


Figura 23 Curvas de potencia de los modelos candidatos (Fuente:propia)

El parque eólico de Villanueva se encuentra en un lugar donde el viento es de clase II, por lo que el aerogenerador elegido tiene que ser adecuado a esta clase de viento. Es de clase II debido a que la velocidad del viento promedio del lugar es de 8,45 m/s y se normaliza dividiéndola entre 0,2 y se obtiene una  $V_{ref}$  de 42,25 m/s.  $V_{ref}$  es la máxima velocidad media medida en el parque eólico con mediciones diezminutarias. La categoría es A porque las turbulencias son altas.

$$V_{ref} = \frac{V_{promedio}}{0,2}$$

El parque de San Esteban también se localiza en una zona con clase de viento II, lo cual permite que el modelo del nuevo aerogenerador para repotenciar los dos parques sea el mismo. La velocidad del viento media máxima es de 8,12 m/s, obteniéndose una  $V_{ref}$  de 40,6 m/s. La turbulencia del lugar es alta.

Se descarta el AW132 3000 por ser de clase III y los dos aerogeneradores de Gamesa de clase I, el G80 y el G106, quedando cuatro aerogeneradores posibles para la repotenciación.

Se deberá hacer una reorganización del parque debido a que, al ser aerogeneradores de mayor potencia, el número necesario para alcanzar la potencia total instalada será menor y la distancia entre aerogeneradores tendrá que aumentar en proporción al nuevo diámetro del rotor, para así reducir las pérdidas por afección.

El aerogenerador elegido será el que presente unos mejores valores de energía producida y factor de carga. La Tabla 35 muestra una estimación de estos valores para número máximo de aerogeneradores que se pueden instalar en el área actual del parque eólico de Villanueva, respetando una distancia mínima de 2 veces el diámetro del rotor entre aerogeneradores. Se utiliza para comparar los 4 modelos una altura de torre común de 75 m.

Tabla 35 Resultados energéticos según modelo de aerogenerador con clase de viento II en Villanueva (Fuente: propia)

Modelo	Nº aerogeneradores	Energía neta (MWh)	Horas equivalentes	Factor de carga
AW77 1.5	16	74998,73	3125	35,67%
G97 2.0	13	85819,84	3301	37,68%
G114 2.5	11	100934,39	3670	41,89%
ECOTEC 100	13	116371,92	2984	34,06%

Observando los valores de la Tabla 35, se concluye que el modelo GAMESA 114 2.5 es el más adecuado debido a que tiene un factor de carga más alto. El modelo de ECOTECNIA 100 produce más energía, pero con un factor de capacidad más bajo que el G114 2.5. Otra ventaja del G114 es que, debido al diámetro del rotor, el número de turbinas del parque será inferior al resto, lo que provocará un menor impacto ambiental.

El modelo de aerogenerador elegido tiene cuatro alturas de góndola disponibles. A mayor altura, más energía producirá el aerogenerador por ser la velocidad del viento más elevada, pero, el aerogenerador tendrá mayor coste y el impacto ambiental será mayor.

Para elegir la altura óptima de la góndola se compara el precio del aerogenerador con el precio de venta de la energía para cada altura de la góndola. El precio del aerogenerador es de 785.400 €/MW para aerogeneradores de 2,5 MW, con torre de 80 m junto con un incremento del coste del 0,5% por cada metro de altura adicional respecto de los 80 m iniciales (PER, 2011-2020). El precio de venta de la energía se obtiene multiplicando la energía que produce el aerogenerador a cada altura de la torre por el precio medio del mercado español de la electricidad (47,68 €/MWh OMIE 2019). Esta comparación se representa en la Tabla 36.

Tabla 36 Comparación energía producida con el coste del aerogenerador (Fuente: propia)

Altura	Energía MWh	Precio venta energía	Precio del aerogenerador
80	9280,12	442.476 €	1.963.500 €
93	9515,86	453.716 €	2.091.128 €
120	9886,23	471.375 €	2.356.200 €
140	10088,90	481.039 €	2.552.550 €

Se analiza la rentabilidad de las cuatro alturas del modelo G114 mediante el programa *RETSscreen*. Se considera una relación de deuda a la entidad bancaria del 80%, con una tasa de interés del 3%. Con estos datos se obtiene que el modelo de 93 m presenta mayor tasa interna de retorno (TIR) en comparación con el resto de las alturas. La torre de 120 m presenta una TIR muy próxima, pero se descarta por producir un impacto ambiental mayor. Así pues, se selecciona el modelo GAMESA G114 2.5, con una altura de torre de 93 m.

### 6.1.2 Parques eólicos de Aizkibel y El Perdón

El parque eólico de Aizkibel puede caracterizarse con clase I de viento debido a que la velocidad media máxima es de 9,74 m/s. Dividiendo esta velocidad entre 0,2 se obtiene una  $V_{ref}$  de 48,7 m/s. Se considera categoría A debido a la intensidad de las turbulencias en la zona.

El parque El Perdón también se encuentra en zona con clase de viento I. La velocidad del viento media máxima es de 9,37 m/s, y una  $V_{ref}$  de 46,85 m/s. La turbulencia del lugar es alta.

Para los parques de Aizkibel y El Perdón se utilizará un modelo de aerogenerador de clase de viento I, ya que en estos dos parques el viento es más intenso que en Villanueva y San Esteban y los aerogeneradores necesitarán ser más robustos. Se seleccionan los únicos aerogeneradores válidos en la Tabla 37 para esta clase de viento I, el GAMESA G80 y G106.

Tabla 37 Modelos de aerogeneradores candidatos con clase de viento I (Fuente: thewindpower)

Fabricante	Diámetro del rotor (m)	Potencia (kW)	Alturas de la góndola (m)	Clase de Viento
Gamesa	80	2000	60/67/78/100	Ia
Gamesa	106	2500	72/93	Ia

Reorganizando cada parque y obteniendo los valores de factor de carga con cada aerogenerador, se concluye que el modelo G106 produce más energía neta total y el factor de capacidad es superior al obtenido empleando del modelo G80. Una desventaja de utilizar el modelo G106 es que el impacto visual será mayor al aumentar la longitud de las palas. Aun así, el modelo elegido para la repotenciación de los dos parques será el GAMESA G106.

Tabla 38 Resultados energéticos según modelo de aerogenerador para clase de viento I en El Perdón (Fuente: propia)

Modelo	Nº aerogeneradores	Energía neta (MWh)	Horas equivalentes	Factor de carga
G80 2.0	18	107777,75	2993,82	34,18%
G106 2.5	14	125687,50	3591,07	40,99%

El modelo GAMESA G106 tiene disponible dos alturas de góndola. Realizando un análisis comparativo entre los costes iniciales y la energía producida se determina la altura óptima de torre para instalar en los parques. Utilizando nuevamente la herramienta de *RETScreen* se obtiene un incremento del 0,3% de la TIR para una altura de la góndola de 93 m.

Para estos dos parques se selecciona finalmente el modelo GAMESA G106 2.5, con una altura de torre de 93 m.

## 6.2 Alternativa de diseño A

La primera alternativa que se estudia para la reorganización de los parques eólicos de la comarca de Pamplona consiste en mantener la potencia actual instalada del parque. Esta consideración conlleva que, al utilizar turbinas de mayor potencia, el número de aerogeneradores se reduce notablemente.

Las pérdidas energéticas se consideran iguales a las anteriores, con la distinción de que al ser un parque nuevo no existen pérdidas por envejecimiento (en el primer año). No obstante, se calcula el valor de los factores de carga a 20 años para compararlos con los valores actuales de cada parque.

Las pérdidas por efecto parque se estiman en un 3% al respetarse la separación mínima entre aerogeneradores debido a la reducción de turbinas instaladas.

La Tabla 39 muestra las características de los nuevos parques de la regional al adoptar la alternativa A.

Tabla 39 Variables de viento de la alternativa A para cada parque (Fuente: propia)

ALTERNATIVA A	VILLANUEVA	AIZKIBEL	EL PERDÓN	SAN ESTEBAN
Potencia actual (kW)	19800	12540	20300	35470
Nueva Potencia (kW)	20000	12500	20000	35000
Modelo aerogenerador	G114/2500	G106/2500	G106/2500	G114/2500
Nº aerogeneradores	8	5	8	14
Pérdidas energéticas (%)	23%	23%	23%	23%
Producción energía bruta (GWh)	101,5	57,44	95,76	185,64
Producción energía neta (GWh)	78,16	44,23	73,74	142,94
Horas equivalentes	3907,84	3538,59	3686,83	4084,13
Factor de capacidad	44,61%	40,39%	42,09%	46,62%
Factor de capacidad en 20 años	32,51%	29,44%	30,67%	33,97%

A continuación, se realiza una comparación gráfica de las curvas de potencia de los dos modelos de aerogenerador seleccionados para repotenciar los cuatro parques.

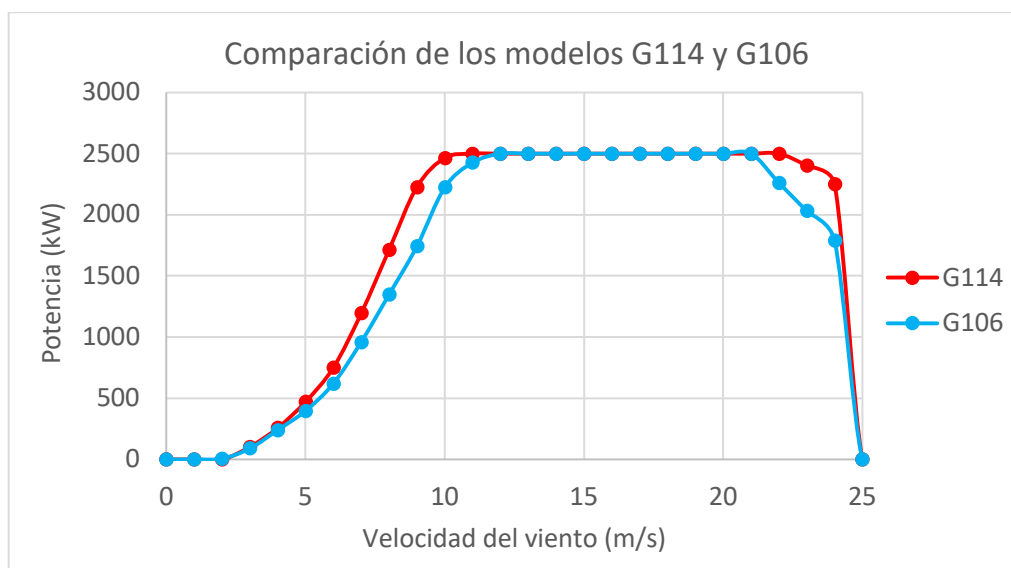


Figura 24 Comparación de las curvas de potencia de las turbinas del proyecto (Fuente: propia)

Los aerogeneradores de modelo G114 son más eficientes debido a que la curva de potencia de este modelo en comparación al G106 presenta valores más elevados de potencia para velocidades bajas y altas de viento como se observa en la figura 24.

Los valores de producción de energía, horas equivalentes y factor de capacidad mejoran considerablemente los valores actuales del parque, lo que justifica la repotenciación de los cuatro parques. Por tanto, se obtendrá un mejor aprovechamiento del recurso eólico existente con un menor número de aerogeneradores y un ahorro en costes de mantenimiento.

En las Figuras 25-28 se representan las distintas disposiciones de las turbinas para la reorganización de cada parque eólico de la comarca. Se han conservado los viales de servidumbre de acceso a los aerogeneradores y cada turbina nueva se ubica en el emplazamiento donde ya existía una, de nuevo, para minimizar costes.



Figura 25 Alternativa de diseño A en el parque de Villanueva. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)

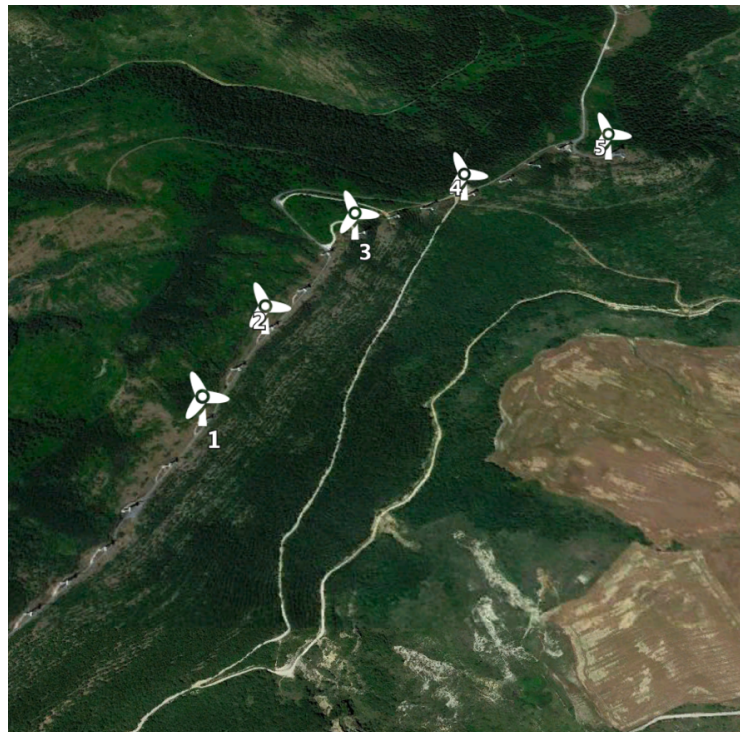


Figura 26 Alternativa de diseño A en el parque de Aizkibel. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)



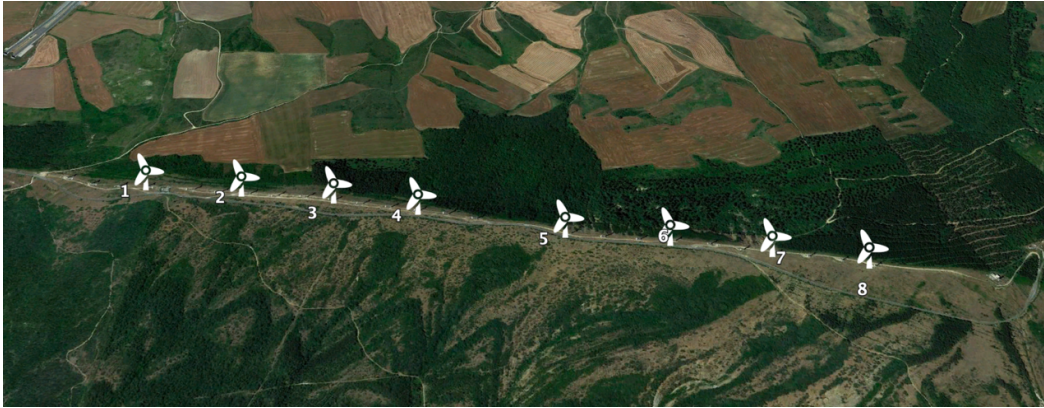


Figura 27 Alternativa de diseño A en el parque de El Perdón. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)



Figura 28 Alternativa de diseño A en el parque de San Esteban. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)

### 6.3 Alternativa de diseño B

La segunda alternativa (B) consiste en maximizar la potencia del parque, instalando el mayor número de aerogeneradores posibles, pero respetando la distancia mínima entre estos y la longitud original del parque. Para obtener el número de aerogeneradores de esta alternativa se divide la longitud total de cada parque entre dos veces el diámetro del rotor.

Para esta alternativa las pérdidas por efecto parque se estiman en un 5%. Se consideran superiores a la alternativa A debido a que, aunque se respeta la separación mínima, el número de aerogeneradores en el parque es mayor, provocando un ligero incremento de sombras por estelas sobre las distintas turbinas. Las demás pérdidas energéticas se consideran igual que en apartados anteriores.

Los resultados de alternativa de diseño B se resumen en la Tabla 40.

Tabla 40 Variables de viento de la alternativa B para cada parque (Fuente: propia)

ALTERNATIVA B	VILLANUEVA	AIZKIBEL	EL PERDÓN	SAN ESTEBAN
Potencia actual (kW)	19800	12540	20300	35470
Nueva Potencia (kW)	27500	17500	35000	45000
Modelo aerogenerador	G114/2500	G106/2500	G106/2500	G114/2500
Nº aerogeneradores	11	7	14	18
Pérdidas energéticas (%)	25%	25%	25%	25%
Producción energía bruta (GWh)	139,57	80,42	167,58	238,68
Producción energía neta (GWh)	104,67	60,32	125,69	179,01
Horas equivalentes	3806,34	3446,68	3591,07	3978,05
Factor de capacidad	43,45%	39,35%	40,99%	45,41%
Factor de capacidad en 20 años	31,66%	28,67%	29,87%	33,09%

Obviamente, esta alternativa produce más energía que la anterior, como por ejemplo en el parque eólico de Aizkibel donde se pasa de una producción neta de 44,23 GWh a 60,32 GWh. Sin embargo, es una alternativa más costosa y el impacto ambiental también es mayor. El resto de los parámetros son muy similares a los obtenidos en la alternativa A. Por tanto, para elegir la mejor alternativa se tiene que realizar un estudio de viabilidad económica

La nueva disposición de cada parque siguiendo los criterios de distancia mínima y aprovechamiento de parte de las infraestructuras del parque original se muestra en las Figuras 29-32.



Figura 29 Alternativa de diseño B en el parque de Villanueva. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)

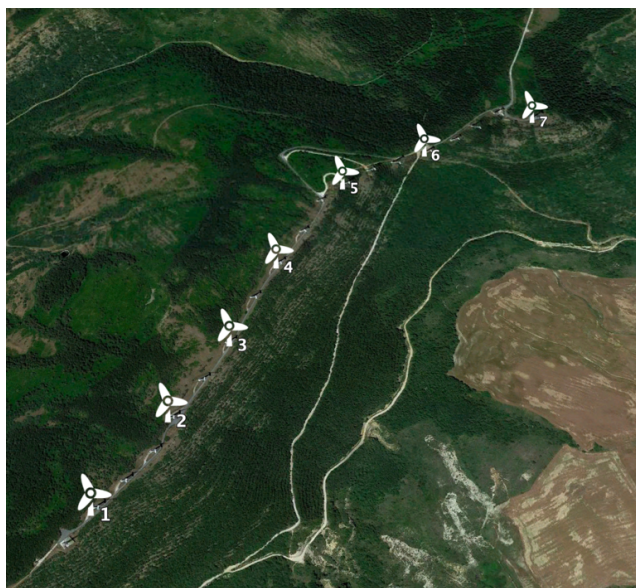


Figura 30 Alternativa de diseño B en el parque de Aizkibel. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)



Figura 31 Alternativa de diseño B en el parque de El Perdón. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)

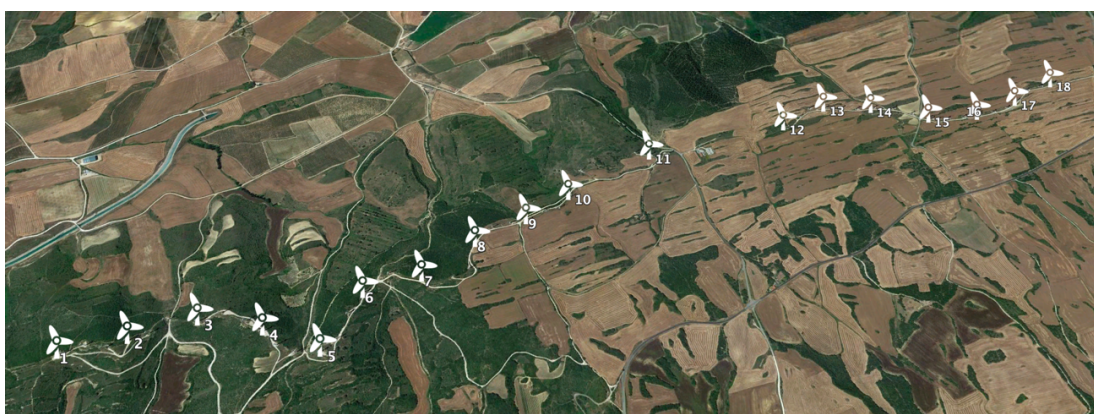


Figura 32 Alternativa de diseño B en el parque de San Esteban. (Fuente: Google Earth con adaptación propia)

# CAPÍTULO 7. VIABILIDAD ECONÓMICA

## 7.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es determinar qué alternativa de diseño para cada parque es más adecuada desde un punto de vista económico. Será necesario calcular el coste de inversión, la tarifa de exportación de la electricidad y realizar un análisis financiero de cada alternativa para todos los parques de la comarca. La alternativa más rentable se obtiene mediante un análisis financiero, calculando los valores de la TIR y el VAN con el software canadiense *RETScreen*.

En primer lugar, se calcula el coste de cada alternativa descrita anteriormente para los cuatro parques eólicos que forman la comarca de Pamplona. Para estimar los costes se consulta el PER 2011-2020 (IDAE 2011), obteniendo un precio unitario de 840.000 €/MW para un aerogenerador de 2 MW de potencia y una altura de góndola de 66 m. Para estimar el coste de los nuevos modelos seleccionados para repotenciar los cuatro parques de la comarca, se suma un 0,5% de coste por cada metro de torre adicional y un 6% por cada MW de potencia extra (IDAE 2011).

Los modelos GAMESA G114 y G106 tienen una altura de 93 m y una potencia de 2,5 MW, representando una diferencia de altura de 27 m respecto de su modelo de referencia. Estos cambios implican un incremento del 13,5% coste debido a la mayor altura y de un 3% por los 0,5 MW de potencia adicional. En consecuencia, el coste se incrementa en un 16,5%, por lo que el precio del aerogenerador en este estudio es de 978.600 €/MW. Este coste supone un 75% de la inversión total para construir el nuevo parque.

Para la alternativa A, que consiste en mantener la potencia inicial del parque, los costes de diseño se muestran en la Tabla 41.

Tabla 41 Costes de inversión de la alternativa A en cada parque eólico (Fuente: PER 2011-2020)

ALTERNATIVA A		VILLANUEVA	AIZKIBEL	EL PERDÓN	SAN ESTEBAN
MW del parque		20	12,5	20	35
Aerogenerador 75%	978.600 €/MW	19.572.000 €	12.232.500 €	19.572.000 €	34.251.000 €
Obra civil e ingeniería 8%	104.384 €/MW	2.087.680 €	1.304.800 €	2.087.680 €	3.653.440 €
Instalación eléctrica 5%	65.240 €/MW	1.304.800 €	815.500 €	1.304.800 €	2.283.400 €
Subestación y conexión	130.480 €/MW	2.609.600 €	1.631.000 €	2.609.600 €	4.566.800 €

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

<b>eléctrica 10%</b>					
<b>Promoción 2%</b>	26.096 €/MW	521.920 €	326.200 €	521.920 €	913.360 €
<b>Total infraestructura</b>	1.304.800 €/MW	26.096.000 €	16.310.000 €	26.096.000 €	45.668.000 €
<b>Beneficio industrial 6%</b>	78.288 €/MW	1.565.760 €	978.600 €	1.565.760 €	2.740.080 €
<b>I.V.A. 21%</b>	290.448 €/MW	5.808.970 €	3.630.606 €	5.808.970 €	10.165.697 €
<b>TOTAL</b>	1.673.536 €/MW	<b>33.470.730 €</b>	<b>20.919.206 €</b>	<b>33.470.730 €</b>	<b>58.573.777 €</b>

Los costes de diseño para la alternativa B, que consiste en maximizar la potencia del parque son más elevados al presentar más aerogeneradores instalados (Tabla 42).

Tabla 42 Costes de inversión de la alternativa B en cada parque eólico (Fuente: PER 2011-2020)

<b>ALTERNATIVA B</b>		<b>VILLANUEVA</b>	<b>AIZKIBEL</b>	<b>EL PERDÓN</b>	<b>SAN ESTEBAN</b>
<b>MW del parque</b>		27,5	17,5	35	45
<b>Aerogenerador 75%</b>	978.600 €/MW	26.911.500 €	17.125.500 €	34.251.000 €	44.037.000 €
<b>Obra civil e ingeniería 8%</b>	104.384 €/MW	2.870.560 €	1.826.720 €	3.653.440 €	4.697.280 €
<b>Instalación eléctrica 5%</b>	65.240 €/MW	1.794.100 €	1.141.700 €	2.283.400 €	2.935.800 €
<b>Subestación y conexión eléctrica 10%</b>	130.480 €/MW	3.588.200 €	2.283.400 €	4.566.800 €	5.871.600 €
<b>Promoción 2%</b>	26.096 €/MW	717.640 €	456.680 €	913.360 €	1.174.320 €
<b>TOTAL infraestructura</b>	1.304.800 €/MW	35.882.000 €	22.834.000 €	45.668.000 €	58.716.000 €
<b>Beneficio industrial 6%</b>	78.288 €/MW	2.152.920 €	1.370.040 €	2.740.080 €	3.522.960 €
<b>I.V.A. 21%</b>	290.448 €/MW	7.987.333 €	5.082.848 €	10.165.697 €	13.070.182 €
<b>TOTAL</b>	1.673.536 €/MW	<b>46.022.253 €</b>	<b>29.286.888 €</b>	<b>58.573.777 €</b>	<b>75.309.142 €</b>

Los costes de explotación se estiman en 45.000 €/MW/año y han permanecido prácticamente constantes en la última década. Este coste se compone del mantenimiento de los aerogeneradores, la instalación eléctrica, seguros anuales y de unos costes adicionales de gestión y administración (Tabla 43).

Tabla 43 Costes de explotación anuales para cada alternativa (Fuente: PER 2011-2020)

Parque eólico	VILLANUEVA	AIZKIBEL	EL PERDÓN	SAN ESTEBAN
ALTERNATIVA A	900.000 €	562.500 €	900.000 €	1.575.000 €
ALTERNATIVA B	1.237.500 €	787.500 €	1.575.000 €	2.025.000 €

## 7.2 Tarifa de exportación de la electricidad

El Real Decreto 413/2014 propone una serie de incentivos económicos para fomentar la generación de energía, en instalaciones que producen electricidad a partir de energías renovables. Por tanto, es una normativa que apoya el uso de energías limpias para que cada vez sea más frecuente su uso.

De acuerdo con este Real Decreto, las instalaciones recibirán durante su vida útil regulatoria, adicionalmente de la venta del MWh a precio de mercado, una retribución específica formada por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de una instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

La retribución específica se calcula multiplicando la potencia instalada por la retribución a la inversión y sumando este resultado a un segundo término formado por la multiplicación de la retribución a la operación por la energía neta anual generada en la instalación.

$$\text{Retribución específica} = R_{inv} * \text{Potencia instalada} + R_o * \text{Energía anual neta}$$

Una vez obtenida la retribución específica de la instalación, se aplica la siguiente expresión para obtener la tarifa de exportación a la electricidad.

$$\text{Tarifa exportación electricidad} = \frac{\text{Retribución específica}}{\text{Energía anual neta}} + \text{Precio del mercado}$$

Los parámetros retributivos se publican por orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, para cada una de las distintas instalaciones tipo que varían en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

Los parámetros retributivos más actuales se encuentran en la Orden TED/171/2020 (Anexo 1 y 2), para instalaciones eólicas de tierra (subgrupo b.2.1 del Real Decreto 413/2014) con una potencia instalada superior a 5 MW (código IT-00666):

- Vida útil regulatoria: 20 años
- Coeficiente de ajuste: 0,7522
- $R_{inv}$  2020-2022: 98.638 €/MW
- $R_0$  2020: 0 €/MW
- Nº horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual 2020-2022 (Nh): 1.050h
- Umbral de funcionamiento anual 2020-2022 (Uf): 630h
- Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para calcular el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento en:
  - 3 meses: 15%
  - 6 meses: 30%
  - 9 meses: 45%

El precio medio en el mercado español de la electricidad definido por el portal web *OMIE* durante 2019 fue de 47,68 €/MWh. Una vez introducidos todos los valores necesarios para el cálculo de la tarifa de exportación a la electricidad y descritas sus correspondientes fórmulas se obtienen como resultado los valores de la Tabla 44.

Tabla 44 Valores para el cálculo de la tarifa y la tarifa de exportación (Fuente: propia)

	PARQUE EÓLICO	VILLANUEVA	AIZKIBEL	EL PERDÓN	SAN ESTEBAN
ALTERNATIVA A	Potencia instalada (MW)	20	12,5	20	35
	Energía neta (MWh)	78156,90	44232,37	73736,67	142944,46
	Retribución específica (€)	1972760	1232975	1972760	3452330
	<b>Tarifa de exportación (€/MWh)</b>	<b>72,92</b>	<b>75,55</b>	<b>74,43</b>	<b>71,83</b>
ALTERNATIVA B	Potencia instalada (MW)	27,5	17,5	35	45
	Energía neta (MWh)	104674,41	60316,87	125687,50	179012,08
	Retribución específica (€)	2712545	1726165	3452330	4438710
	<b>Tarifa de exportación (€/MWh)</b>	<b>73,59</b>	<b>76,30</b>	<b>75,15</b>	<b>72,48</b>

Actualmente el precio de mercado de la electricidad y de otros productos se encuentra en una línea ascendente y variando constantemente. Esta volatilidad actual de tendencia al alza se debe al elevado precio de la electricidad, materias primas y al enorme desembolso económico que supone actualmente el transporte marítimo de productos desde China a Occidente.

El elevado precio de la electricidad se debe fundamentalmente al alto precio del gas natural a causa de la creciente demanda procedente de Asia y por diversos factores que han limitado su transporte desde los países productores a Europa, el aumento del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> y al incremento de la demanda energética postpandemia.

### 7.3 Análisis financiero

Para realizar el análisis financiero, se ha utilizado el software *RETScreen* y se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad y riesgo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los activos de cada alternativa para los cuatro parques de la comarca de Pamplona. Para ello, se ha utilizado como datos en *RETScreen*, la tarifa de exportación de electricidad y los costes de inversión de cada alternativa. El fin es determinar cómo varía la TIR ante variaciones porcentuales de los costes iniciales, tarifa de exportación de electricidad, tasa de interés de la deuda y relación de deuda. Se han considerado los siguientes parámetros en el estudio:

- Tasa de inflación: 2,5%
- Tasa de descuento: 6%
- Tiempo de vida del proyecto: 20 años
- Relación de la deuda: 80%
- Tasa de interés de la deuda: 3%
- Duración de la deuda: 15 años
- Tasa de escalamiento de exportación de la electricidad: 2%

La tasa de inflación actualmente esta disparada, en este estudio no se tiene en cuenta debido a que es una situación excepcional provocada por la crisis del COVID-19, que ha ocasionado un gran aumento en el precio de la electricidad, transporte marítimo y combustibles.

Para que la alternativa sea viable, la TIR tiene que ser superior a un 7-8%, es decir, ligeramente mayor que la tasa de descuento.

#### 7.3.1 Estudio de la alternativa A

En primer lugar, se indica en la tabla 45 la potencia de la instalación y la energía neta de cada parque eólico, datos necesarios para evaluar si el proyecto es rentable, a través del VAN y la TIR posteriormente.

Tabla 45 VAN de la alternativa A (Fuente: RETScreen)

Parque eólico	Potencia instalada (MW)	Producción anual neta (GWh)	VAN
Villanueva	20	78,16	45.042.559 €
Aizkibel	12,5	44,23	25.366.512 €
El Perdón	20	73,74	42.150.724 €
San Esteban	35	142,94	81.390.749 €

A continuación, se realiza un análisis de sensibilidad para cada parque. En todos los casos se comenta qué combinaciones de parámetros son rentables.



Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tarifa de exportación de electricidad			30.123.657	31.797.194	33.470.730	35.144.267	36.817.803			
€/MWh			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
65,63	-10,0%		11,0%	10,0%	9,1%	8,2%	7,4%			
69,27	-5,0%		12,1%	11,0%	10,1%	9,2%	8,3%			
72,92	0,0%		13,1%	12,0%	<b>11,0%</b>	10,1%	9,3%			
76,57	5,0%		14,1%	13,0%	12,0%	11,0%	10,1%			
80,21	10,0%		15,1%	14,0%	12,9%	11,9%	11,0%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tasa de interés de la deuda			30.123.657	31.797.194	33.470.730	35.144.267	36.817.803			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
2,70%	-10,0%		13,2%	12,2%	11,2%	10,2%	9,4%			
2,85%	-5,0%		13,2%	12,1%	11,1%	10,2%	9,3%			
3,00%	0,0%		13,1%	12,0%	<b>11,0%</b>	10,1%	9,3%			
3,15%	5,0%		13,0%	12,0%	11,0%	10,0%	9,2%			
3,30%	10,0%		13,0%	11,9%	10,9%	10,0%	9,1%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Relación de deuda			30.123.657	31.797.194	33.470.730	35.144.267	36.817.803			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
72%	-10,0%		13,7%	12,6%	11,6%	10,7%	9,9%			
76%	-5,0%		13,4%	12,3%	11,3%	10,4%	9,6%			
80%	0,0%		13,1%	12,0%	<b>11,0%</b>	10,1%	9,3%			
84%	5,0%		12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	8,9%			
88%	10,0%		12,5%	11,4%	10,4%	9,5%	8,6%			

Figura 33 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de Villanueva (Fuente: RETScreen)

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tarifa de exportación de electricidad			18.827.285	19.873.246	20.919.206	21.965.166	23.011.127			
€/MWh			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
68,00	-10,0%		9,9%	8,9%	8,0%	7,1%	6,4%			
71,77	-5,0%		10,9%	9,9%	8,9%	8,1%	7,3%			
75,55	0,0%		11,9%	10,8%	<b>9,9%</b>	9,0%	8,2%			
79,33	5,0%		12,8%	11,8%	10,8%	9,9%	9,0%			
83,11	10,0%		13,8%	12,7%	11,7%	10,7%	9,9%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tasa de interés de la deuda			18.827.285	19.873.246	20.919.206	21.965.166	23.011.127			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
2,70%	-10,0%		12,0%	10,9%	10,0%	9,1%	8,3%			
2,85%	-5,0%		11,9%	10,9%	9,9%	9,0%	8,2%			
3,00%	0,0%		11,9%	10,8%	<b>9,9%</b>	9,0%	8,2%			
3,15%	5,0%		11,8%	10,7%	9,8%	8,9%	8,1%			
3,30%	10,0%		11,7%	10,7%	9,7%	8,8%	8,0%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Relación de deuda			18.827.285	19.873.246	20.919.206	21.965.166	23.011.127			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
72%	-10,0%		12,5%	11,4%	10,5%	9,6%	8,8%			
76%	-5,0%		12,2%	11,1%	10,2%	9,3%	8,5%			
80%	0,0%		11,9%	10,8%	<b>9,9%</b>	9,0%	8,2%			
84%	5,0%		11,5%	10,5%	9,5%	8,7%	7,8%			
88%	10,0%		11,2%	10,2%	9,2%	8,3%	7,5%			

Figura 34 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de Aizkibel (Fuente: RETScreen)

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Tarifa de exportación de electricidad		30.123.657	31.797.194	33.470.730	35.144.267	36.817.803	
€/MWh		-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%	
66,99	-10,0%	10,3%	9,3%	8,4%	7,5%	6,7%	
70,71	-5,0%	11,3%	10,3%	9,3%	8,5%	7,7%	
74,43	0,0%	12,3%	11,2%	<b>10,3%</b>	9,4%	8,5%	
78,15	5,0%	13,3%	12,2%	11,2%	10,3%	9,4%	
81,87	10,0%	14,3%	13,1%	12,1%	11,1%	10,3%	

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Tasa de interés de la deuda		30.123.657	31.797.194	33.470.730	35.144.267	36.817.803	
%		-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%	
2,70%	-10,0%	12,4%	11,4%	10,4%	9,5%	8,7%	
2,85%	-5,0%	12,4%	11,3%	10,3%	9,4%	8,6%	
3,00%	0,0%	12,3%	11,2%	<b>10,3%</b>	9,4%	8,5%	
3,15%	5,0%	12,2%	11,2%	10,2%	9,3%	8,5%	
3,30%	10,0%	12,2%	11,1%	10,1%	9,2%	8,4%	

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Relación de deuda		30.123.657	31.797.194	33.470.730	35.144.267	36.817.803	
%		-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%	
72%	-10,0%	12,9%	11,9%	10,9%	10,0%	9,2%	
76%	-5,0%	12,6%	11,5%	10,6%	9,7%	8,9%	
80%	0,0%	12,3%	11,2%	<b>10,3%</b>	9,4%	8,5%	
84%	5,0%	12,0%	10,9%	10,0%	9,1%	8,2%	
88%	10,0%	11,7%	10,6%	9,6%	8,8%	7,9%	

Figura 35 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de El Perdón (Fuente: RETScreen)

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Tarifa de exportación de electricidad		52.716.399	55.645.088	58.573.777	61.502.466	64.431.155	
€/MWh		-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%	
64,65	-10,0%	11,4%	10,4%	9,4%	8,6%	7,8%	
68,24	-5,0%	12,5%	11,4%	10,4%	9,5%	8,7%	
71,83	0,0%	13,5%	12,4%	<b>11,4%</b>	10,5%	9,6%	
75,42	5,0%	14,5%	13,4%	12,4%	11,4%	10,5%	
79,01	10,0%	15,6%	14,4%	13,3%	12,3%	11,4%	

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Tasa de interés de la deuda		52.716.399	55.645.088	58.573.777	61.502.466	64.431.155	
%		-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%	
2,70%	-10,0%	13,6%	12,5%	11,5%	10,6%	9,8%	
2,85%	-5,0%	13,6%	12,5%	11,5%	10,5%	9,7%	
3,00%	0,0%	13,5%	12,4%	<b>11,4%</b>	10,5%	9,6%	
3,15%	5,0%	13,4%	12,3%	11,3%	10,4%	9,5%	
3,30%	10,0%	13,4%	12,3%	11,3%	10,3%	9,5%	

- Quitar análisis		Costos iniciales					€
Relación de deuda		52.716.399	55.645.088	58.573.777	61.502.466	64.431.155	
%		-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%	
72%	-10,0%	14,1%	13,0%	12,0%	11,1%	10,2%	
76%	-5,0%	13,8%	12,7%	11,7%	10,8%	9,9%	
80%	0,0%	13,5%	12,4%	<b>11,4%</b>	10,5%	9,6%	
84%	5,0%	13,2%	12,1%	11,1%	10,2%	9,3%	
88%	10,0%	12,9%	11,8%	10,8%	9,9%	9,0%	

Figura 36 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa A del parque eólico de San Esteban (Fuente: RETScreen)

La TIR del parque eólico de Villanueva (Figura 33) es del 11%, valor muy superior a la tasa de descuento, por lo que el parque es viable económicamente. El proyecto es rentable en todos los casos incluidos en el estudio de sensibilidad, excepto para incrementos del 10% en los costes iniciales y reducciones del 10% en la tarifa de exportación de electricidad. Las variaciones porcentuales en la tasa de interés y en la relación de la deuda no afectan significativamente al valor de la TIR.

En el análisis de sensibilidad y riesgo (Figura 34) del parque eólico de Aizkibel, se obtiene una TIR del 9,9%, por lo que el proyecto también es rentable. Todos los casos contemplados son aceptables, excepto cuando los costes iniciales se incrementan en más del 5% y la tarifa de exportación de la electricidad se reduce en un 10%. Otro escenario donde el proyecto deja de ser rentable es cuando los costes aumentan un 10% y la relación de la deuda es de un 5%.

La Figura 35 representa la variación de la TIR en el parque eólico de El Perdón, cuya TIR base es del 10,3%. Cuando se produce un aumento del 5% en los costes iniciales y una reducción de la tarifa de exportación de electricidad del 10%, el proyecto deja de ser rentable económicamente.

Por último, la TIR del parque eólico de San Esteban es del 11,4% (Figura 36), la más alta de los cuatro parques. El proyecto es siempre viable económicamente excepto cuando aumentan los costes iniciales un 10% y la tarifa de la electricidad se reduce otro 10%.

### 7.3.2 Estudio de la alternativa B

El estudio de la alternativa B de diseño consiste en maximizar la potencia instalada del parque, respetado las dimensiones iniciales del parque. En esta alternativa la producción energética neta es superior pero los costes iniciales son también más elevados.

Tabla 46 VAN de la alternativa B (Fuente: RETScreen)

Parque eólico	Potencia instalada (MW)	Producción anual neta (GWh)	VAN
Villanueva	27,5	104,67	60.028.465 €
Aizkibel	17,5	60,32	34.417.709 €
El Perdón	35	125,69	71.492.846 €
San Esteban	45	179,01	101.442.905 €

En la tabla 46 se indica el VAN en cada parque eólico para esta nueva alternativa de diseño, en todos los casos al ser el VAN > 0 el proyecto es rentable ya que generará beneficios. La utilización del VAN permite conocer cuanto se va a ganar o perder en cada inversión.

A continuación, se realiza nuevamente el análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR para cada parque. En todos los casos se comentará qué combinaciones de parámetros son rentables.

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tarifa de exportación de electricidad			41.420.028	43.721.140	46.022.253	48.323.366	50.624.478			
€/MWh			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
66,23	-10,0%		10,7%	9,7%	8,7%	7,9%	7,1%			
69,91	-5,0%		11,7%	10,7%	9,7%	8,8%	8,0%			
73,59	0,0%		12,7%	11,6%	<b>10,7%</b>	9,8%	8,9%			
77,27	5,0%		13,7%	12,6%	11,6%	10,7%	9,8%			
80,95	10,0%		14,7%	13,6%	12,5%	11,6%	10,7%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tasa de interés de la deuda			41.420.028	43.721.140	46.022.253	48.323.366	50.624.478			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
2,70%	-10,0%		12,9%	11,8%	10,8%	9,9%	9,1%			
2,85%	-5,0%		12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	9,0%			
3,00%	0,0%		12,7%	11,6%	<b>10,7%</b>	9,8%	8,9%			
3,15%	5,0%		12,7%	11,6%	10,6%	9,7%	8,8%			
3,30%	10,0%		12,6%	11,5%	10,5%	9,6%	8,8%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Relación de deuda			41.420.028	43.721.140	46.022.253	48.323.366	50.624.478			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
72%	-10,0%		13,3%	12,3%	11,3%	10,4%	9,5%			
76%	-5,0%		13,0%	12,0%	11,0%	10,1%	9,2%			
80%	0,0%		12,7%	11,6%	<b>10,7%</b>	9,8%	8,9%			
84%	5,0%		12,4%	11,3%	10,4%	9,4%	8,6%			
88%	10,0%		12,1%	11,0%	10,0%	9,1%	8,3%			

Figura 37 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de Villanueva (Fuente: RETScreen)

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tarifa de exportación de electricidad			26.358.199	27.822.544	29.286.888	30.751.232	32.215.577			
€/MWh			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
68,67	-10,0%		9,5%	8,6%	7,7%	6,8%	6,1%			
72,49	-5,0%		10,5%	9,5%	8,6%	7,8%	7,0%			
76,30	0,0%		11,5%	10,5%	<b>9,5%</b>	8,6%	7,8%			
80,12	5,0%		12,5%	11,4%	10,4%	9,5%	8,7%			
83,93	10,0%		13,4%	12,3%	11,3%	10,4%	9,5%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tasa de interés de la deuda			26.358.199	27.822.544	29.286.888	30.751.232	32.215.577			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
2,70%	-10,0%		11,6%	10,6%	9,7%	8,8%	8,0%			
2,85%	-5,0%		11,6%	10,5%	9,6%	8,7%	7,9%			
3,00%	0,0%		11,5%	10,5%	<b>9,5%</b>	8,6%	7,8%			
3,15%	5,0%		11,4%	10,4%	9,5%	8,6%	7,8%			
3,30%	10,0%		11,4%	10,3%	9,4%	8,5%	7,7%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Relación de deuda			26.358.199	27.822.544	29.286.888	30.751.232	32.215.577			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
72%	-10,0%		12,1%	11,1%	10,1%	9,3%	8,5%			
76%	-5,0%		11,8%	10,8%	9,8%	9,0%	8,2%			
80%	0,0%		11,5%	10,5%	<b>9,5%</b>	8,6%	7,8%			
84%	5,0%		11,2%	10,2%	9,2%	8,3%	7,5%			
88%	10,0%		10,9%	9,8%	8,9%	8,0%	7,2%			

Figura 38 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de Aizkibel (Fuente: RETScreen)

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tarifa de exportación de electricidad			52.716.399	55.645.088	58.573.777	61.502.466	64.431.155			
€/MWh			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
67,64	-10,0%		9,9%	8,9%	8,0%	7,2%	6,4%			
71,39	-5,0%		10,9%	9,9%	9,0%	8,1%	7,3%			
75,15	0,0%		11,9%	10,9%	<b>9,9%</b>	9,0%	8,2%			
78,91	5,0%		12,9%	11,8%	10,8%	9,9%	9,1%			
82,67	10,0%		13,9%	12,8%	11,7%	10,8%	9,9%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tasa de interés de la deuda			52.716.399	55.645.088	58.573.777	61.502.466	64.431.155			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
2,70%	-10,0%		12,1%	11,0%	10,1%	9,2%	8,4%			
2,85%	-5,0%		12,0%	11,0%	10,0%	9,1%	8,3%			
3,00%	0,0%		11,9%	10,9%	<b>9,9%</b>	9,0%	8,2%			
3,15%	5,0%		11,9%	10,8%	9,9%	9,0%	8,1%			
3,30%	10,0%		11,8%	10,7%	9,8%	8,9%	8,1%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Relación de deuda			52.716.399	55.645.088	58.573.777	61.502.466	64.431.155			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
72%	-10,0%		12,5%	11,5%	10,6%	9,7%	8,9%			
76%	-5,0%		12,2%	11,2%	10,2%	9,4%	8,5%			
80%	0,0%		11,9%	10,9%	<b>9,9%</b>	9,0%	8,2%			
84%	5,0%		11,6%	10,6%	9,6%	8,7%	7,9%			
88%	10,0%		11,3%	10,3%	9,3%	8,4%	7,6%			

Figura 39 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de El Perdón (Fuente: RETScreen)

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tarifa de exportación de electricidad			67.778.228	71.543.685	75.309.142	79.074.599	82.840.056			
€/MWh			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
65,23	-10,0%		11,0%	10,0%	9,1%	8,2%	7,4%			
68,86	-5,0%		12,1%	11,0%	10,1%	9,2%	8,4%			
72,48	0,0%		13,1%	12,0%	<b>11,0%</b>	10,1%	9,3%			
76,10	5,0%		14,1%	13,0%	12,0%	11,0%	10,2%			
79,73	10,0%		15,1%	14,0%	12,9%	11,9%	11,0%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Tasa de interés de la deuda			67.778.228	71.543.685	75.309.142	79.074.599	82.840.056			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
2,70%	-10,0%		13,2%	12,2%	11,2%	10,3%	9,4%			
2,85%	-5,0%		13,2%	12,1%	11,1%	10,2%	9,3%			
3,00%	0,0%		13,1%	12,0%	<b>11,0%</b>	10,1%	9,3%			
3,15%	5,0%		13,1%	12,0%	11,0%	10,1%	9,2%			
3,30%	10,0%		13,0%	11,9%	10,9%	10,0%	9,1%			

- Quitar análisis			Costos iniciales					€	-	+
Relación de deuda			67.778.228	71.543.685	75.309.142	79.074.599	82.840.056			
%			-10,0%	-5,0%	0,0%	5,0%	10,0%			
72%	-10,0%		13,7%	12,7%	11,7%	10,7%	9,9%			
76%	-5,0%		13,4%	12,3%	11,3%	10,4%	9,6%			
80%	0,0%		13,1%	12,0%	<b>11,0%</b>	10,1%	9,3%			
84%	5,0%		12,8%	11,7%	10,7%	9,8%	9,0%			
88%	10,0%		12,5%	11,4%	10,4%	9,5%	8,6%			

Figura 40 Análisis de sensibilidad y riesgo de la TIR de la alternativa B del parque eólico de San Esteban (Fuente: RETScreen)

Para el parque de Villanueva, la TIR es del 10,7%. El proyecto es viable excepto cuando la tarifa de exportación de la electricidad se reduce en un 10% y los costes iniciales aumentan un 5% (Figura 37).

El análisis de sensibilidad y riesgo mostrado en la Figura 38 se refiere al parque eólico de Aizkibel. La TIR del caso base es del 9,5%. El análisis financiero de este parque permite concluir que existen diversas situaciones en las que el proyecto no es viable:

- Si los costes iniciales se incrementan más del 10%.
- Si la tarifa de exportación de la electricidad se reduce en un 5% y los costes iniciales aumentan un 5%.
- Si la tasa de interés de la deuda varía y los costes iniciales aumentan en un 10%
- Si los costes iniciales aumentan un 10% y la relación de la deuda se mantiene de un porcentaje igual o superior.

En la Figura 39 se observa que la TIR del parque eólico de El Perdón es del 9,9%. Las situaciones no viables económicamente son:

- Si los costes iniciales aumentan en un 5% y se reduce la tarifa de exportación de electricidad un 10%.
- Cuando la relación de la deuda aumenta en un 5% y el coste aumenta en un 10%.

Por último, la TIR del parque eólico de San Esteban es del 11% y viene representada en la Figura 40. El proyecto es altamente viable y solo no es rentable cuando se produce un aumento del 10% en los costes iniciales y una reducción del 10% en la tarifa de exportación de la electricidad.

#### **7.4 Selección de la alternativa**

Una vez analizada cada alternativa de cada parque y sus respectivos valores de TIR y VAN, la alternativa B presenta menores valores de TIR que la alternativa A y además presenta más escenarios dentro del análisis de sensibilidad en los que la TIR toma valores inferiores a un 8%, dando como resultado que la rentabilidad del proyecto no se asegure completamente.

Por tanto, según las hipótesis planteadas, se concluye que la opción más conservadora es mantener la potencia inicial del parque.

## **CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

### **8.1 Introducción**

En este capítulo se analiza el impacto ambiental que produce la repotenciación. Una finalidad de la repotenciación es la de generar una reducción de impacto ambiental, debido a la disminución del número de turbinas respecto al parque original.

La estructura y el contenido del capítulo se elabora a partir de la ley 9/2018, de 5 de diciembre, que es la modificación de la Ley 21/2013, del 9 de diciembre, de evaluación ambiental, donde se establece en el Artículo 35 que el promotor debe incluir en el estudio de impacto ambiental la siguiente información:

- Descripción general y acciones previstas del proyecto.
- Inventario ambiental de los aspectos afectados por la elaboración del proyecto: clima, geología, hidrología, áreas protegidas, vegetación, fauna, poblaciones cercanas, lugares de interés cultural, paisaje...
- Identificación, descripción y cuantificación de los efectos esperados sobre los factores enumerados anteriormente (Matriz de Leopold).
- Medidas que permitan prevenir, corregir y, en su caso, compensar los posibles efectos adversos significativos sobre el medio ambiente y el paisaje.
- Programa de vigilancia ambiental.
- Resumen no técnico del estudio de impacto ambiental y conclusiones en términos fácilmente comprensibles.

### **8.2 Descripción general**

El proyecto de repotenciación está formado por cuatro parques eólicos muy próximos entre sí, situados en la comarca de Pamplona. El área del impacto ambiental sometida a estudio es una superficie muy próxima a Pamplona donde se recogen todos los parques y que cuenta con 115 km<sup>2</sup>, dicha área queda representada en la Figura 41.



Figura 41 Área de impacto ambiental y localización de los parques eólicos (Fuente: propia)

El proyecto consiste en mantener la potencia original de cada parque, con un menor número de turbinas aprovechado. En el parque eólico de Villanueva se remplazan 30 aerogeneradores antiguos por 8 turbinas GAMESA G114 2.5, representado una potencia total de 20 MW. En el parque eólico de Aizkibel se remplazan 18 aerogeneradores antiguos por 5 turbinas GAMESA G106 2.5, con una potencia total de 12,5 MW. En el parque eólico El Perdón se sustituyen 40 aerogeneradores antiguos por 8 turbinas GAMESA G106 2.5, con una potencia total de 20 MW. Por último, en el parque eólico de San Esteban se remplazan 50 aerogeneradores antiguos por 14 turbinas GAMESA G114 2.5, con una potencia total de 35 MW.

Las acciones previstas en el proyecto de repotenciación que afectarán al entorno son cuatro: desmantelamiento, construcción, explotación y abandono.

- I. Fase de desmantelamiento.
  - a. Desconexión y retirada del cableado eléctrico.
  - b. Desmontaje de aerogeneradores.
  - c. Desmontaje de instalaciones auxiliares.
  - d. Eliminación de la cimentación.
  - e. Restauración del terreno.



- II. Fase de construcción.
  - a. Movimientos de tierra y acondicionamientos del terreno.
  - b. Apertura de zanjas para el cableado eléctrico.
  - c. Tránsito de maquinaria, vehículos y transporte de material.
  - d. Excavación de las cimentaciones.
  - e. Montaje de aerogeneradores.
  - f. Montaje de instalaciones auxiliares.
  
- III. Fase de explotación.
  - a. Funcionamiento de elementos productores de energía.
  - b. Operaciones de mantenimiento y supervisión.
  
- IV. Fase de abandono.
  - a. Desarme de equipos.
  - b. Derribo de las obras civiles.
  - c. Restitución y rehabilitación de la zona.

Para poder resumir y representar los resultados del estudio del impacto ambiental de una manera más visual, se recurre a la matriz de Leopold. La realización de un inventario ambiental también será necesaria para complementar dicha matriz.

### **8.3 Inventario ambiental**

En este apartado se definirán los factores afectados más relevantes de la zona de estudio.

#### **8.3.1 Clima**

La Comunidad Foral de Navarra se caracteriza por tener una gran diversidad climática debido a su situación geográfica, entre los Pirineos, el Mar Cantábrico y el Valle del Ebro, así como su relieve. El clima de esta región es de tipo Mediterráneo Templado (húmedo) Occidental, caracterizado por veranos secos y calurosos e inviernos fríos, con una temperatura media anual inferior a 18°C y precipitaciones escasas e irregulares durante el año.

La estación meteorológica situada en la sierra del Perdón recoge los datos climáticos del lugar desde 2001 a 2020 quedando representados en la Figura 42, mediante un diagrama ombrotérmico. Se presentan resumidos los valores de precipitación y temperatura recogidos en la estación. Se representa de manera gráfica la precipitación total mensual y la temperatura media mensual.

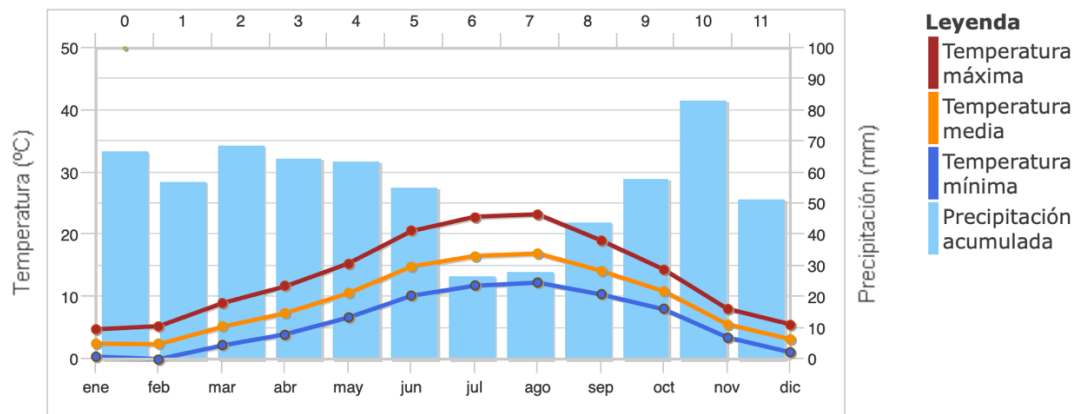


Figura 42 Diagrama ombrotérmico (Fuente: meteo.navarra)

Analizando la Figura 42, la temperatura media anual del lugar donde se sitúa la estación meteorológica del Perdón es de 9,2°C. La temperatura media máxima en los meses de julio-agosto ronda los 25°C y 0°C los meses de invierno. La temperatura máxima absoluta registrada durante el año es de 36°C en agosto y la temperatura mínima absoluta es de -13°C en diciembre.

Respecto a las precipitaciones anuales, el promedio durante el año es 667 mm. El mes más lluvioso es noviembre con 83,34 mm y el mes con menos precipitación acumulada es julio con 26,62 mm. En la mayoría de los meses, las precipitaciones medias están cercanas a los 60 mm.

Estos valores históricos de la figura 42 que van desde el año 2001 a 2020 son tan extremos debido a que la estación de medida se encuentra a una altitud de 1024 m, haciendo que los datos se aproximen más a los valores reales que se dan en los parques eólicos, los cuales se encuentran en cotas elevadas.

### 8.3.2 Geología

En las localizaciones geográficas donde se ubican los parques eólicos, el terreno presenta limolitas y arcillas junto a conglomerados y en algunos puntos, arenisca roja. El parque eólico de San Esteban presenta una geología del terreno un poco diferente al resto. En una parte del terreno predominan limolitas, arcillas y areniscas, mientras que, en el resto predominan limolitas, arcillas y margas.

El suelo es originario de la época del Oligoceno, Era cenozoica del periodo paleógeno. El Oligoceno comenzó hace unos 34 millones de años y finalizó hace unos 23 millones de años aproximadamente.

En la Figura 43 se observa que las zonas de un color más amarillo presentan conglomerados y la zona más beis presenta margas. Esta figura se ha obtenido en el mapa geológico del gobierno de Navarra.

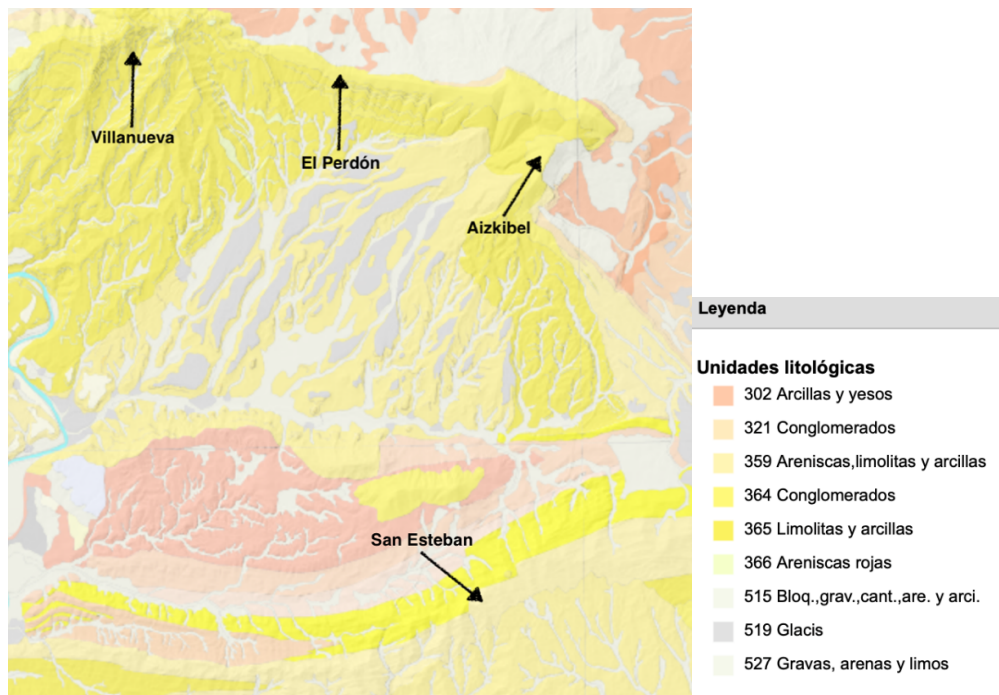


Figura 43 Unidades litológicas de la zona de cada parque eólico (Fuente: geologia.navarra)

### 8.3.3 Hidrología

El parque eólico de Villanueva se encuentra muy próximo al río Arga, el cual es un afluente del río Aragón y se forma por la unión de varias regatas en el collado de Urkiaga y desagua en el Aragón en Funes, durante su recorrido pasa por Pamplona. El río Arga se caracteriza por tener un caudal irregular ya que, depende de la época del año y pertenece a la cuenca hidrográfica del Ebro.

El embalse de Alloz se encuentra a unos 10 km del parque eólico de Villanueva, el cual presenta una capacidad de 66 hm<sup>3</sup>.

El parque eólico de San Esteban se localiza a aproximadamente 1 km de la presa de Artajona. La presa se sitúa en una cerrada sobre el cauce del Arroyo de la Cabras. El embalse ocupa una superficie de 20,45 Ha a la cota de máximo nivel, con un volumen de embalse total de 2,021 hm<sup>3</sup>.

En la zona donde se encuentran los parques eólicos del Perdón y Aizkibel no hay ríos o embalses cercanos, tan solo algún manantial o torrente por donde transcurre el agua de lluvia.

### 8.3.4 Áreas protegidas

Un área protegida es “un espacio geográfico claramente definido, reconocido, dedicado y gestionado, mediante medios legales u otros tipos de medios eficaces para conseguir la

conservación a largo plazo de la naturaleza, el ecosistema y sus valores culturales asociados” (UICN). Las áreas protegidas se dividen en espacios naturales protegidos y la Red Natura 2000.

Espacios Naturales Protegidos son aquellos espacios del territorio nacional que cumplan al menos una de estas dos condiciones y sean declarados como tales:

- Contener sistemas o elementos naturales, singulares, frágiles, amenazados o de especial interés ecológico, científico, paisajístico, geológico o educativo.
- Estar dedicados especialmente a la protección y el mantenimiento de la diversidad biológica, de la geodiversidad y de los recursos naturales y culturales asociados.

La Red Natura 2000 es el principal instrumento europeo en materia de conservación de la naturaleza. Es una red donde se recogen los territorios que contienen especies y hábitats de relevancia a nivel europeo, y está formada por los llamados Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).

Las zonas LIC se definen como lugares encargados de la conservación de los hábitats naturales, así como de la flora y fauna que pueda existir en el ecosistema. Las zonas ZEPA se tratan de Zonas de Especial Protección para las Aves cuyo objetivo es garantizar la completa protección de las aves que habitan en el entorno silvestre. La Red Natura 2000 está formada actualmente en España por 1.468 LIC y por 658 zonas ZEPA, formando una superficie total de 222.000 km<sup>2</sup>.

Los cuatro parques eólicos estudiados no se encuentran en ningún área protegida. Las áreas protegidas más cercanas se representan visualmente en la Figura 44.

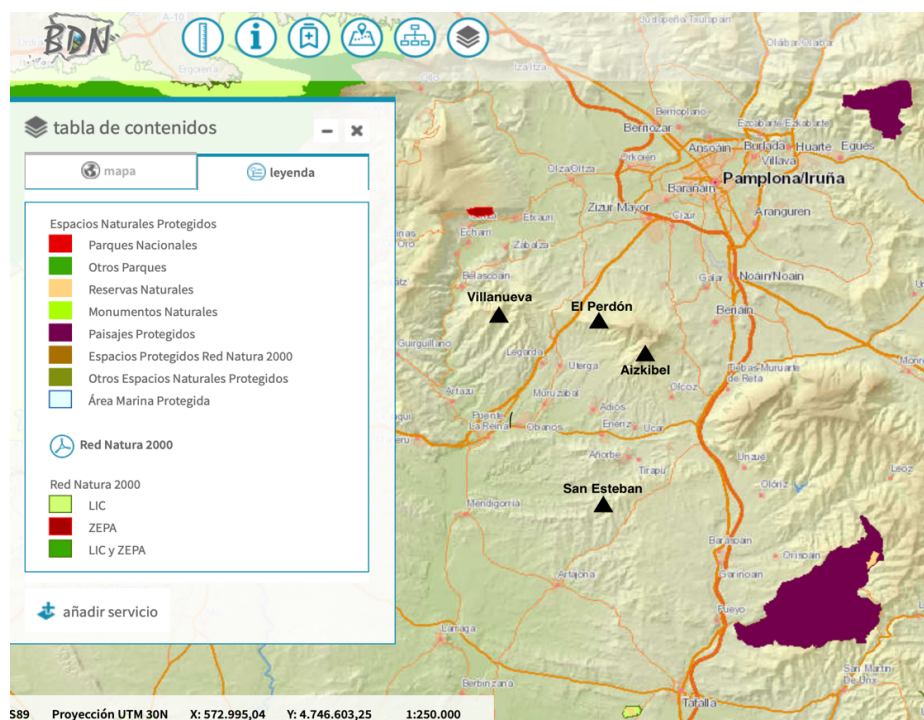


Figura 44 Áreas protegidas cercanas a los parques eólicos (Fuente: BDN)

Las áreas protegidas más cercanas son una ZEPA llamada la Peña de Etxauri de 73 ha y se encuentra a 6 km al norte del parque eólico de Villanueva. Otra área protegida cercana, localizada a 11 km al sureste del parque eólico de San Esteban, son los Montes de Valdorba un área de 3390 ha, declarada paisaje protegido en 2004 por el Gobierno de Navarra.

### 8.3.5 Fauna

En este apartado, se elabora un listado de la fauna característica de la zona formada por los cuatro parques eólicos estudiados (IEET, 2013).

#### 8.3.5.1 Anfibios

- *Alytes obstetricians* (Sapo partero)
- *Bufo calamita* (Sapo corredor)
- *Pelobates cultripipes* (Sapo escuelas)
- *Pelodytes punctatus* (Sapo motas)
- *Pelophylax perezi* (Rana común)

#### 8.3.5.2 Reptiles

- *Chalcides striatus* (Eslizón tridáctilo)
- *Coronella girondica* (Culebra lisa)
- *Natrix maura* (Culebra viperina)
- *Podarcis hispánica* (Lagartija ibérica)
- *Rhinechis scalaris* (Culebra de escalera)
- *Timon lepidus* (Lagarto ocelado)

#### 8.3.5.3 Mamíferos

- *Apodemus sylvaticus* (Ratón de campo)
- *Capreolus capreolus* (Corzo)
- *Crocidura russula* (Musaraña gris)
- *Eliomys quercinus* (Lirón careto)
- *Erinaceus europaeus* (Erizo europeo)
- *Genetta genetta* (Gineta)
- *Lepus europaeus* (Liebre europea)
- *Lepus granatensis* (Liebre ibérica)
- *Martes foina* (Garduña)
- *Meles meles* (Tejón)
- *Microtus agrestis* (Topillo agreste)
- *Microtus arvalis* (Topillo campesino)
- *Mus musculus* (Ratón casero)
- *Mustela nivalis* (Comadreja)
- *Pipistrellus kuhlii* (M. de borde claro)
- *Pipistrellus pygmaeus* (M. de Cabrera)
- *Rattus norvegicus* (Rata parda)
- *Sciurus vulgaris* (Ardilla roja)
- *Sorex coronatus* (Musaraña tricolor)
- *Sus scrofa* (Jabalí)
- *Talpa europea* (Topo europeo)
- *Vulpes vulpes* (Zorro)

#### 8.3.5.4 Aves

- *Accipiter nisus* (Gavilán común)
- *Aegithalos caudatus* (Mitocomún)
- *Alauda arvensis* (Alondra común)
- *Alectoris rufa* (Perdiz roja)
- *Asio otus* (Búho chico)
- *Athene noctua* (Mochuelo europeo)
- *Burhinus oedicephalus* (Alcaraván)
- *Carduelis carduelis* (Jilguero europeo)
- *Certhia brachydactyla* (Agateador común)
- *Cettia cetti* (Ruiseñor bastardo)
- *Circus pygargus* (Aguilucho cenizo)
- *Cisticola juncidis* (Buitrón)
- *Columba livia* (Paloma doméstica)
- *Columba palumbus* (Paloma torcaz)
- *Corvus corax* (Cuervo)
- *Corvus corone* (Corneja)
- *Coturnix coturnix* (Codorniz común)
- *Cuculus canorus* (Cuco común)
- *Dendrocopos major* (Pico picapinos)
- *Emberiza cirlus* (Escribano soteño)
- *Erithacus rubecula* (Petirrojo)
- *Fringilla coelebs* (Pinzón vulgar)
- *Gallinula chloropus* (Gallineta común)
- *Garrulus glandarius* (Arrendajo)
- *Hieraaetus pennatus* (Aguililla calzada)
- *Hirundo rustica* (Golondrina común)
- *Merops apiaster* (Abejaruco europeo)
- *Milvus milvus* (Milano real)
- *Oenanthe hispanica* (Collalba rubia)
- *Parus major* (Carbonero común)
- *Passer domesticus* (Gorrión común)
- *Passer montanus* (Gorrión molinero)
- *Phoenicurus ochruros* (Colirrojo tizón)
- *Phylloscopus collybita* (Mosquitero común)
- *Pica pica* (Urraca)
- *Prunella modularis* (Acentor común)
- *Riparia riparia* (Avión zapador)
- *Saxicola torquatus* (Tarabilla común)
- *Strix aluco* (Cárabo común)
- *Tetrax tetrax* (Sisón común)
- *Troglodytes troglodytes* (Chochín común)
- *Turdus viscivorus* (Zorzal charlo)
- *Tyto alba* (Lechuza común)
- *Upupa epops* (Abubilla)

#### 8.3.6 Flora

La flora más común en los emplazamientos de los cuatro parques eólicos es la siguiente (navarra.mapacultivos).

- *Amelanchier ovalis* (Guillomo)
- *Brachypodium retusum* (Lastón)
- *Buxus sempervirens* (Boj)
- *Crataegus monogyna* (Espino blanco)
- *Erica vagans* (Biércol)
- *Genista scorpius* (Aliaga)
- *Juniperus communis* (Enebro común)
- *Juniperus oxycedrus* (Enebro rojo)
- *Pinus halepensis* (Pino cárrasco)
- *Pinus nigra* (Pino laricio)
- *Prunus spinosa* (Endrino)
- *Quercus coccifera* (Coscoja)
- *Quercus faginea* (Quejigo)
- *Quercus pubescens* (Roble peloso)
- *Quercus rotundifolia* (Carrasca)
- *Rosa sp.pl.* (Rosal)
- *Rosmarinus officinalis* (Romero)
- *Thymus vulgaris* (Tomillo)
- *Triticum* (Trigo)
- *Vitis vinifera* (Viña)

### 8.3.7 Población

La zona representada en la Figura 41, comprendida por los cuatro parques eólicos, incluye una serie de municipios cercanos a los parques. Debido a la proximidad de los parques a los núcleos urbanos, se debe tener en cuenta la posible afección en las personas. En la Tabla 47 se detallan los municipios más destacados, sus características y sus respectivas distancias al parque eólico más próximo.

Tabla 47 Municipios cercanos a los parques eólicos (Fuente: navarra.es)

Municipio	Distancia (km)	Población (hab)	Superficie (km <sup>2</sup> )	Densidad (hab/km <sup>2</sup> )
Añorbe	2,8	595	24,1	24,69
Artajona	6,2	1691	66,9	25,28
Artazu	6,3	111	6	18,50
Barásoain	7,1	613	14	43,79
Belascoáin	2,7	125	6,08	20,56
Beriáin	4,1	4113	5,4	761,67
Cizur	7,4	3924	46,5	84,39
Galar	4,2	2290	44,8	51,12
Legarda	3,6	125	8,4	14,88
Mendigorría	9	1112	39,1	28,44
Noáin	6,4	8354	48,3	172,96
Obanos	7	940	19,7	47,72
Pamplona	10	203944	25,1	8125,26
Puente la Reina	7,6	2889	39,7	72,77
Tafalla	12,5	10621	98,3	108,05
Zizur Mayor	6,8	15088	5,1	2958,43

La mayoría de los municipios afectados por la presencia de los parques eólicos son lugares con una población muy escasa, con la excepción de Tafalla, Pamplona y alrededores.

### 8.3.8 Infraestructuras y transporte

Ciertos tramos de la red de carreteras de Navarra están muy próximos a los parques eólicos. El parque eólico del Perdón se encuentra atravesado, a través del túnel del Perdón, por la autovía del Camino de Santiago o A-12 que es una autovía que comienza en Pamplona y finaliza actualmente en Logroño. Las carreteras locales cercanas son la NA-6020 (CARRASCAL-MARCILLA), NA-6000 (ECHAVACOIZ-CAMPANAS), NA-1110 (GALAR-VIANA) y NA-6056 (ALTO DEL PERDÓN).

Adicionalmente, otra infraestructura de transporte cercana es el aeropuerto de Pamplona, el cual se encuentra a 6,5 km del parque eólico de Aizkibel. La Red Nacional de Ferrocarriles

Españoles (RENFE) también se encuentra muy próxima al mismo parque, a su paso entre las estaciones de Pamplona y Tafalla.

### 8.3.9 Patrimonio cultural

“El patrimonio es el legado cultural que recibimos del pasado, que vivimos en el presente y que transmitiremos a las generaciones futuras” (UNESCO). Las repotenciaciones de los parques eólicos estudiados no afectarán al patrimonio cultural de la región. Destacan por su importancia histórica y cercanía los siguientes:

- **Camino de Santiago:** es la denominación que tiene un conjunto de rutas de peregrinación cristiana de origen medieval que se dirigen a la tumba de Santiago el Mayor, situada en la catedral de Santiago de Compostela.
- **Acueducto de Noáin:** fue construido para abastecer de agua a Pamplona y salvar el desnivel entre las sierras de El Perdón y de Tajonar. La estructura original estaba formada por 97 arcos, de 18 m de alto, y con una longitud total de 1.250 m.
- **Castillo de Tiebas-eko gaztelua:** es una construcción gótica que se levantó por orden de Teobaldo II de Champaña, Rey de Navarra, durante el S. XIII. Las ruinas de este castillo se localizan en una pequeña colina cercana a la sierra de Alaiz.
- **Dólmenes de Artajona:** constituyen un singular ejemplo de la cultura megalítica en Navarra, se encuentran sobre una pequeña cumbre en la que en la Edad de Bronce existió un poblado. Estructuralmente se trata de dos dólmenes del tipo “corredor”.
- **Cerco de Artajona:** conjunto amurallado medieval del siglo XI, con nueve torreones almenados, coronado por la iglesia-fortaleza de San Saturnino, del siglo XIII, que fue declarada Monumento Histórico Artístico.

### 8.4 Identificación y valoración de impactos ambientales

Para realizar la valoración del impacto ambiental, se recurre a la elaboración de la matriz de Leopold. Se trata de un método muy extendido para sintetizar, visualizar y cuantificar los resultados del estudio. Esta matriz es útil si va acompañada de un inventario ambiental, identificación de impactos, medidas correctoras y un programa de control. En matriz causa-efecto, se representan en columnas las actividades que pueden causar efectos ambientales (Apartado 8.2) y en filas, los factores ambientales afectados.

El número total de factores ambientales afectados son 88. Para analizar este proyecto se seleccionan los más relevantes, ya sea de forma directa o indirecta en la repotenciación. Se identifican: calidad del agua y atmósfera, ruido, terreno, erosión, compactación y asientos, movimientos de aire, flora, fauna, naturaleza, paisajes, empleo y usos del suelo.



Para realizar la Matriz de Leopold se debe seguir el siguiente procedimiento (Gómez Orea, 2013):

1. Selección de los factores y las actividades del proyecto destacadas.
2. Elaboración de la matriz donde las acciones se sitúan en las entradas por columnas y los factores ambientales en las entradas por filas.
3. Identificación de las casillas donde se produce una interacción entre el factor y la actividad del proyecto.
4. Estimación de la importancia del impacto ambiental y disposición de un valor (entre 0 y 1) en la casilla correspondiente.
5. Sumatorio de los valores cada fila y columna de la matriz para destacar los factores y actividades que sufren o causan un mayor impacto.

La importancia del impacto ambiental se cuantifica mediante el índice de incidencia  $I$ , que se obtiene a partir de la influencia del impacto del proyecto en los factores ambientales que tienen una serie de atributos descritos, a continuación:

- **Signo del efecto:** considera si el impacto es beneficioso, perjudicial o no afecta.
- **Acumulación:** aumenta la gravedad del impacto si la acción se mantiene en el tiempo.
- **Inmediatez:** se refiere a la repercusión ambiental dada por la acción si es instantánea o surge con el paso del tiempo.
- **Momento:** refleja el tiempo que transcurre entre la acción y el comienzo del efecto, siendo a corto plazo (anual), a medio plazo (entre 1 y 5 años) o a largo plazo (> 5 años).
- **Persistencia:** se refiere a si el factor afectado retornará a las condiciones iniciales por medios naturales o por la introducción de medidas correctoras o si por el contrario se mantendrá de manera indefinida en el tiempo.
- **Recuperabilidad:** indica la posibilidad de reestablecer el factor afectado con la ayuda de medidas correctoras.
- **Reversibilidad:** indica la posibilidad de regeneración del factor ambiental afectado de forma natural.
- **Sinergia:** expresa que la coexistencia de varios procesos simples causa un mayor impacto que la suma de los efectos simples por separado.

Cada atributo descrito anteriormente cuenta con una serie de niveles de relevancia donde dependiendo del factor ambiental afectado y la actividad del proyecto tomará un valor u otro. Estos atributos y su valor correspondiente en función del carácter del atributo se listan en la Tabla 48.

Tabla 48 Atributos asignados a los códigos (Fuente: Gómez Orea, 2013)

Atributo	Carácter del atributo	Código valor
Signo del efecto	Beneficioso	+
	Indeterminado	x
	Perjudicial	-
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Momento	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	Irreversible	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3

A partir de la Tabla 48, se calcula el índice de incidencia del impacto  $I$  como el sumatorio de los códigos asignados a los distintos atributos, como se refleja en la expresión siguiente. Una vez obtenido el índice de incidencia para cada casilla de la matriz, este valor se normaliza (entre 0 y 1).

$$I = \sum \text{Atributos} \quad I_{\text{estandarizado}} = \frac{I - I_{\text{mín}}}{I_{\text{máx}} - I_{\text{mín}}}$$

donde  $I_{\text{máx}} = 21$ , ya que toma el valor máximo de los códigos de la Tabla 48 para cada atributo e  $I_{\text{mín}}=7$ , considerando los valores mínimos de los códigos de la Tabla 48.

Siguiendo el procedimiento descrito, se procede a realizar la matriz de Leopold del proyecto. Se realiza un estudio subjetivo, ya que únicamente se elabora una estimación de la importancia del impacto ambiental, es decir, no se tendrá en cuenta el cálculo de la magnitud del impacto.

La matriz de Leopold del TFG se representa en la Figura 45.

Leyenda de la matriz de Leopold		
Color	Valor	Impacto
	-	Sin interacción
	0 - 0,3	Compatible
	0,3 - 0,6	Moderado
	0,6 - 0,8	Severo
	0,8 - 1	Crítico
		Negativo
		Beneficioso

Factores ambientales afectados	Actividades																	
	Fase de desmantelamiento						Fase de construcción				Fase de explotación		Fase de abandono					
	Medio socioeconómico			Factores culturales			Condiciones biológicas			Características físicas y químicas								
	Población	Empleo	Usos del suelo	Estéticos		Naturaleza	Fauna		Flora	Procesos	Geología	Atmósfera	Agua	Cálculad	Cálculad	Cálculad	Cálculad	
					Vistas panorámicas y paisajes													Animales terrestres
<b>Desconexión y retirada del cableado eléctrico</b>																		
<b>Desmontaje de aerogeneradores</b>																		
<b>Desmontaje de instalaciones auxiliares</b>																		
<b>Eliminación de la cimentación</b>																		
<b>Restauración del terreno</b>																		
<b>Movimientos de tierra y acondicionamientos del terreno</b>																		
<b>Apertura de zanjas para el cableado eléctrico</b>																		
<b>Tránsito de maquinaria, vehículos y transporte de material</b>																		
<b>Excavación de las cimentaciones</b>																		
<b>Montaje de aerogeneradores</b>																		
<b>Montaje de instalaciones auxiliares</b>																		
<b>Funcionamiento de elementos productores de energía</b>																		
<b>Operaciones de mantenimiento y supervisión</b>																		
<b>Desarme de equipos</b>																		
<b>Dembo de las obras civiles</b>																		
<b>Restitución y rehabilitación de la zona</b>																		
<b>SUMATORIO</b>																		

Figura 45 Matriz de Leopold (Fuente: propia)

Analizando las actividades de la Figura 45, se concluye que, tanto el movimiento de tierra y acondicionamiento del terreno, como la apertura de zanjas para el cableado eléctrico, son las actividades que más impacto ambiental generan, al ser los valores del sumatorio por columnas más elevados. En general, las acciones en la fase de construcción son las que generan un mayor impacto ambiental. Las acciones beneficiosas para el entorno son la restauración del terreno, restitución y rehabilitación de la zona y el mantenimiento del lugar.

Los factores ambientales más afectados son principalmente el ruido y en menor medida, la fauna y las vistas panorámicas y paisajes. El ruido se produce especialmente en la fase de construcción y durante el funcionamiento de los aerogeneradores. La fauna es un factor muy perjudicado, especialmente las aves durante el funcionamiento regular de los aerogeneradores. Por último, el paisaje se ve afectado principalmente durante el montaje y funcionamiento de las turbinas. El empleo de la población de la zona es un factor beneficiado de la elaboración del proyecto, por los numerosos puestos de trabajo que provoca relacionados con la repotenciación de los parques eólicos.

## **8.5 Medidas protectoras y correctoras**

Para poder prevenir el impacto ambiental es necesario introducir medidas correctoras con el objetivo de evitar, reducir, modificar o compensar el efecto negativo que produce el proyecto sobre el medio ambiente. Estas medidas implican un coste adicional del presupuesto de repotenciación. Aunque se trata de un coste proporcionalmente bajo en relación con el coste total de la obra, no es despreciable.

La mayoría de los impactos del proyecto son compatibles y moderados siendo así reversibles, recuperándose naturalmente a corto plazo tras el cese de la actividad. Sin embargo, los impactos severos y críticos conllevan la ejecución obligada de medidas correctoras o protectoras para intentar la recuperación eficaz del entorno una vez finalizada la actividad.

Las medidas correctoras se introducen principalmente para los factores ambientales más afectados durante la elaboración del proyecto, los cuales son: el ruido, la fauna y el paisaje.

### **8.5.1 Ruido**

El problema del ruido, no se considera solamente en el propio parque eólico, es necesario conocer si el nivel de ruido afectará a las localidades cercanas. Todos los parques eólicos se encuentran a una distancia mayor de 2 km de núcleos urbanos o áreas protegidas, por tanto, se deberían respetar los 45 dB máximos que el Real Decreto 1367/2007 establece que deben garantizarse en el interior de una vivienda. Sin embargo, con el objetivo de interferir lo menos posible con la fauna de la zona, se aplican las siguientes medidas correctoras:

- Mejorar la aerodinámica de las palas para hacerlas más silenciosas.
- Garantizar un buen mantenimiento de los aerogeneradores mediante inspecciones periódicas.
- Sensores y actuadores que controlen que la turbina no exceda los límites de ruido durante el funcionamiento regular o durante una avería.
- Utilizar maquinaria y transportes modernos y silenciosos, durante la realización de las diferentes actividades del proyecto con controles del nivel de ruido constantes.

### **8.5.2 Fauna**

Las aves son las especies más afectadas durante la explotación del parque eólico, debido a que estas instalaciones se encuentran en el paso habitual de éstas. Los animales terrestres no sufren tanto impacto como las aves, pero deben de ser considerados también, especialmente durante la construcción del parque. Se plantean las siguientes medidas preventivas y correctoras:

- Evitar la construcción de vías de acceso que entorpezcan los senderos de paso de animales.
- Respetar la época reproductiva de las especies de la zona en la fase de construcción.
- Detener el funcionamiento de los aerogeneradores y evitar realizar actividades por la noche.
- Colocar en el buje del aerogenerador ahuyentadores de aves por ultrasonidos.
- Instalar iluminación intermitente llamativa en el buje en circunstancias de poca visibilidad.
- Realizar un seguimiento de aves durante la fase de explotación del parque.
- Realizar las actividades del proyecto fuera de los periodos migratorios de aves.

### **8.5.3 Vistas panorámicas y paisajes**

El importante impacto visual que provocan los diferentes parques eólicos no se puede evitar, pero si se puede reducir aplicando las siguientes medidas correctoras:

- Considerar durante el diseño del parque eólico el uso de aerogeneradores que provoquen un menor impacto visual.

- Realizar charlas divulgativas a la población de la zona para concienciarla de las ventajas y la necesidad de utilizar energías renovables.
- Repotenciar los cuatro parques eólicos producirá una disminución del número de turbinas instaladas en comparación al parque original, provocando una disminución del impacto visual al crear un paisaje más despejado de aerogeneradores.

#### **8.5.4 Otras medidas**

Para los factores ambientales que reciben un menor impacto también se proponen ciertas medidas protectoras y correctoras:

- Reforestar la zona de cada parque eólico una vez termina su vida útil.
- Reutilizar vías de acceso existentes.
- Intentar utilizar durante las diferentes actividades del proyecto vehículos con un bajo índice de contaminación atmosférica.
- Recoger los residuos de la obra de una forma selectiva y adecuada para un correcto tratamiento posterior.

#### **8.6 Resumen**

Todas las medidas mencionadas se deben someter al Programa de Vigilancia Ambiental (PVA), cuyo objetivo es garantizar el cumplimiento y la eficacia de las medidas anteriores y si se da un imprevisto proponer soluciones.

Tras hacer una valoración de los impactos mediante la matriz de Leopold, se concluye que el impacto ambiental producido por el proyecto es MODERADO. Por tanto, recuperar la situación inicial de cada zona no requiere medidas protectoras o correctoras intensas, pero sí un cierto tiempo de recuperación. Estas medidas se necesitan especialmente durante la fase de explotación del aerogenerador, que adicionalmente será la fase más duradera. En definitiva, el resultado del estudio de impacto ambiental de las repotenciones es favorable.

## **CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES**

Es necesario llevar a cabo la repotenciación de los cuatro parques eólicos analizados en la comarca de Pamplona. Actualmente, el aprovechamiento del recurso eólico es inadecuado, debido a la antigüedad y obsolescencia de algunos de los aerogeneradores de estos parques.

Para analizar la viabilidad técnica, económica y medioambiental del proyecto de repotenciación, se ha realizado una caracterización de los parques eólicos. A continuación, se han estimado las pérdidas energéticas que tienen lugar en una instalación de este tipo. Con toda esta información, se ha calculado la energía neta producida en cada instalación, horas equivalentes y factor de carga, donde se destaca un factor de carga que oscila el 0,215 en todos los parques eólicos. El factor de carga tan bajo se debe principalmente a las altas pérdidas por envejecimiento de las instalaciones actuales y a la insuficiente distancia entre turbinas de los parques.

A continuación, se ha realizado un estudio para elegir el nuevo modelo de aerogenerador que se instalará en cada parque. Se proponen varios modelos y se seleccionan para los parques eólicos de Villanueva y San Esteban el modelo GAMESA G114 2.5 de 93 m y para los parques de Aizkibel y El Perdón el modelo GAMESA G106 2.5 de 93m. Estos dos modelos cumplen la clase de viento característica de cada emplazamiento y ofrecen los mejores resultados energéticos y económicos del catálogo analizado.

Una vez elegidos los dos modelos de aerogenerador, se plantean dos alternativas de diseño para cada parque, la primera manteniendo la potencia original del parque y la segunda maximizando la potencia instalada, siempre respetando la distancia mínima entre aerogeneradores y la longitud total del parque.

Para elegir la alternativa más rentable se ha realizado un estudio de viabilidad económica para calcular el VAN y la TIR. Se concluye que la opción idónea es mantener la potencia inicial del parque utilizando los nuevos modelos de aerogenerador.

Una vez aplicada esta alternativa de diseño a los cuatro parques eólicos, se produce una notable mejora en el factor de carga de cada instalación obteniendo valores que van desde el 0,404 en Aizkibel al 0,466 en San Esteban, durante el primer año de funcionamiento.

Por último, se efectúa un estudio de impacto ambiental de la zona que engloba los cuatro parques eólicos. Utilizando el método de Leopold, se obtienen las actividades que más impacto producen y los factores ambientales más afectados, los cuales son: ruido, fauna y paisaje. Se concluye que el impacto ambiental producido por el proyecto es Moderado. Esto significa que para recuperar las condiciones iniciales de cada zona no se requiere un uso exhaustivo de medidas protectoras o correctoras, pero sí un cierto tiempo.

## **CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA**

- Acciona Energy. <https://www.acciona-energia.com/es/>. Consultado el 20-11-2021.
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). <http://www.aemet.es/>. Consultado el 29-12-2021.
- Asociación Empresarial Eólica (AAE), de <https://www.aeeolica.org/>. Consultado el 11-10-2021.
- Asociación Técnica Española de Climatización y Refrigeración (ATECYR, 2012) para el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). <https://www.idae.es/publicaciones/guia>. Consultado el 25-11-2021.
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). <https://www.cnmc.es/>. Consultado el 4-1-2022.
- Cucó Pardillos S. (2017). Manual de energía eólica: desarrollo de proyectos e instalaciones. Valencia: Universitat Politècnica de Valencia.
- Danish Wind Industry Association: <http://www.drønstørre.dk/>. Consultado 3-11-2021.
- Evaluación de Impacto Ambiental, Domingo Gómez Orea y M<sup>a</sup> Teresa Gómez, (3a Ed.), S.A. Mundi-Prensa Libros, 2013.
- Gobierno de Navarra: <https://www.navarra.es/>. Consultado en diciembre de 2021.
- Global Wind Atlas: <https://globalwindatlas.info>. Consultado el 15-10-2021.
- Infraestructura de Datos Espaciales de Navarra: <https://idena.navarra.es/navegar/>. Consultado el 16-12-2021.
- Instituto Nacional de Estadística (INE, 2019). Recuperado de <https://www.ine.es/>. Consultado el 8-1-2022.
- Operador del Mercado Eléctrico (OMIE, 2021). <https://www.omie.es/es>. Consultado el 19-12-2021.
- Plan Energético de Navarra Horizonte 2030 (PEN 2030): <https://gobiernoabierto.navarra.es>. Consultado el 21-10-2021.
- PER, 2011-2020: Plan de Energías Renovables 2011-2020, Ministerio de Industria y Comercio, [www.miteco.gob.es](http://www.miteco.gob.es), 2017. Consultado el 14-11-2021.
- Stafell, I. y Green, R. (2014). How does wind farm performance decline with age? <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005727>. Consultado el 6-11-2021.
- The Wind Power (2021). <https://www.thewindpower.net/>. Consultado el 28-9-2021.



## **PRESUPUESTO**

## **INTRODUCCIÓN**

El presupuesto de este TFG se divide en dos apartados:

- El primer apartado se refiere al Presupuesto del TFG, el cual determina el coste económico de los recursos humanos y materiales (ofimáticos) destinados al desarrollo del trabajo.
- El segundo apartado se refiere al Presupuesto técnico, incluye las unidades de obra necesarias para la repotenciación de las cuatro instalaciones eólicas de la comarca. Se hace uso del software Arquímedes para desarrollar este presupuesto.

## **PRESUPUESTO TFG**

En este apartado se plantean tres tablas, en estas dos primeras se desglosan los importes correspondientes a los recursos humanos y ofimáticos del proyecto. En la última tabla el presupuesto total del TFG.

Tabla 49 Partida de recursos humanos. (Fuente: Propia)

<b>Descripción</b>	<b>Unidad</b>	<b>Rendimiento</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Coste</b>
Alumno Ingeniería Industrial	h	300	20 €/h	6000 €
Profesor tutor UPV	h	50	45 €/h	2250 €
Profesor cotutor UPV	h	25	45 €/h	1125 €
Desplazamientos	km	250	0,1 €/km	25 €
<b>TOTAL</b>				<b>9400 €</b>

Tabla 50 Partida de recursos ofimáticos. (Fuente: Propia)

<b>Descripción</b>	<b>Amortización</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Coste</b>
--------------------	---------------------	------------------------	--------------

MacBook Pro-13	7 %	1899 €/u	133 €
Microsoft Office	40 %	69 €/u	28 €
Arquímedes	8 %	120 €/u	10 €
RetScreen	10 %	748 €/u	74,8 €
<b>TOTAL</b>			<b>245,8 €</b>

Tabla 51 Presupuesto del TFG (Fuente: propia)

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE MATERIAL (PEM)</b>		<b>9645,8 €</b>
<b>Gastos generales</b>	12%	1157,50 €
<b>Beneficio industrial</b>	6%	578,75 €
<b>PRESUPUESTO DE CONTRATA (PC)</b>		<b>11382,05 €</b>
<b>I.V.A.</b>	21%	2390,23 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>		<b>13772,28 €</b>

Se calcula un presupuesto total del TFG de **TRECE MIL SETECIENTOS SETENTA Y DOS EUROS CON VEINTIOCHO CÉNTIMOS**.

## **PRESUPUESTO TÉCNICO**

En este apartado se presentan ocho tablas referidas a los cuadros de precios descompuestos de la instalación, una tabla que indica el *PEM*, y por último se muestra el presupuesto técnico final teniendo en cuenta los parámetros referidos al beneficio industrial, gastos generales e I.V.A. Dentro de cada cuadro de precio se indica que cantidad tiene cada parque eólico.

Tabla 52 Cuadro de precios de los aerogeneradores (Fuente: propia)

<b>Parque eólico</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ud.</b>	<b>Cant.</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Coste</b>
<b>Aizkibel</b>	Aerogenerador Gamesa G106 2.5 MW, de 93 m de altura de buje y 106 m de diámetro de rotor.	Ud. de	5	2.446.500 €	12.232.500 €

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

<b>El Perdón</b>	Aerogenerador Gamesa G106 2.5 MW, de 93 m de altura de buje y 106 m de diámetro de rotor.	Ud. de	8	2.446.500 €	19.572.000 €
<b>San Esteban</b>	Aerogenerador Gamesa G114 2.5 MW, de 93 m de altura de buje y 114 m de diámetro de rotor.	Ud. de	14	2.446.500 €	34.251.000 €
<b>Villanueva</b>	Aerogenerador Gamesa G114 2.5 MW, de 93 m de altura de buje y 114 m de diámetro de rotor.	Ud. de	8	2.446.500 €	19.572.000 €
<b>TOTAL</b>					<b>85.627.500 €</b>

Tabla 53 Cuadro de precios de movimientos de tierra y acondicionamientos del terreno  
(Fuente: propia)

<b>Parque eólico</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ud.</b>	<b>Cant.</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Coste</b>
<b>Aizkibel</b>	Despeje, desbroce y refino de terrenos hasta 25 cm de profundidad, con vegetación de hasta 2 m de altura, incluida la retirada de material, sin incluir carga y transporte.	m <sup>2</sup>	191.920	0,68 €	130.505,60 €
<b>El Perdón</b>		m <sup>2</sup>	243.450	0,68 €	165.546,00 €
<b>San Esteban</b>		m <sup>2</sup>	315.600	0,68€	214.608,00 €
<b>Villanueva</b>		m <sup>2</sup>	234.300	0,68 €	159.324,00 €
<b>Aizkibel</b>	Excavación a cielo abierto en tierras para desmote de terreno realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km.	m <sup>3</sup>	39.335	2,74 €	107.777,90 €
<b>El Perdón</b>		m <sup>3</sup>	51.936	2,74 €	142.304,64 €
<b>San Esteban</b>		m <sup>3</sup>	75.138	2,74 €	205.878,12 €
<b>Villanueva</b>		m <sup>3</sup>	51.936	2,74 €	142.304,64 €
<b>Aizkibel</b>	Relleno y extendido de	m <sup>3</sup>	18.502	5,84 €	108.051,68 €

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

<b>El Perdón</b>	tierras propias con medios mecánicos en capas de 25 cm de espesor máximo, incluido riego y compactación con grado de 95% del Proctor normal.	m <sup>3</sup>	23.404	5,84 €	136.679,36 €
<b>San Esteban</b>		m <sup>3</sup>	34.207	5,84 €	199.768,88 €
<b>Villanueva</b>		m <sup>3</sup>	23.404	5,84 €	136.679,36 €
<b>TOTAL</b>					<b>1.849.428 €</b>

Tabla 54 Cuadro de precios de apertura de zanjas para el cableado eléctrico (Fuente: propia)

Parque eólico	Descripción	Ud.	Cant.	Precio unitario	Coste
<b>Aizkibel</b>	Excavación de zanja en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km.	m <sup>3</sup>	17.810	5,87 €	104.544,70 €
<b>El Perdón</b>		m <sup>3</sup>	23.927	5,87 €	140.451,49 €
<b>San Esteban</b>		m <sup>3</sup>	29.511	5,87 €	173.229,57 €
<b>Villanueva</b>		m <sup>3</sup>	20.299	5,87€	119.155,13 €
<b>Aizkibel</b>	Relleno y compactación de zanja con tierra propia de excavación.	m <sup>3</sup>	28.405	3,91 €	111.063,55 €
<b>El Perdón</b>		m <sup>3</sup>	35.184	3,91 €	137.569,44 €
<b>San Esteban</b>		m <sup>3</sup>	44.459	3,91 €	173.834,69 €
<b>Villanueva</b>		m <sup>3</sup>	33.170	3,91 €	129.694,70 €
<b>TOTAL</b>					<b>1.089.543 €</b>

Tabla 55 Cuadro de precios de la excavación de las cimentaciones (Fuente: propia)

Parque eólico	Descripción	Ud.	Cant.	Precio unitario	Coste
<b>Aizkibel</b>	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3 m de profundidad realizada con medios mecánicos, incluida carga de material y su acopio	m <sup>3</sup>	26.813	3,28 €	87.946,64 €
<b>El Perdón</b>		m <sup>3</sup>	38.500	3,28 €	126.280,00 €
<b>San</b>		m <sup>3</sup>	51.875	3,28 €	170.150,00 €

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

<b>Esteban</b>	intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km. (15x15x2.5)				
<b>Villanueva</b>		m <sup>3</sup>	35.800	3,28 €	117.424,00 €
<b>Aizkibel</b>	Suministro y vertido de hormigón HA 40/B/40/IIb+Qa preparado en central para hormigonado de zapatas, vigas NTE-CS para hormigonado de zapatas, vigas centradas y riostras, incluido el vertido directo desde camión, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS.	m <sup>3</sup>	5.645	127,5 €	719.737,50 €
<b>El Perdón</b>		m <sup>3</sup>	7.823	127,5 €	997.432,50 €
<b>San Esteban</b>		m <sup>3</sup>	10.455	127,5 €	1.333.012 €
<b>Villanueva</b>		m <sup>3</sup>	7.230	127,5 €	921.825,00 €
<b>TOTAL</b>					4.473.808 €

<b>TOTAL OBRA CIVIL</b>	<b>7.412.779,59 €</b>
-------------------------	-----------------------

Tabla 56 Cuadro de precios de la instalación eléctrica (Fuente: propia)

Parque eólico	Descripción	Ud.	Cant.	Precio unitario	Coste
<b>Aizkibel</b>	Suministro y tendido de línea subterránea de 20 kV, compuesta por tres cables unipolares con aislamiento HEPRZ1 y conductor de aluminio 18/30 kV de 3x150 mm <sup>2</sup> de sección sobre fondo de zanja bajo tubo, incluida la parte proporcional de ayudas y piezas complementarias o especiales.	m	32.500	32,94 €	1.070.550 €
<b>El Perdón</b>		m	46.800	32,94 €	1.541.592 €
<b>San Esteban</b>		m	64.260	32,94 €	2.116.724 €
<b>Villanueva</b>		m	42.560	32,94 €	1.401.926 €
<b>TOTAL</b>					<b>6.130.792€</b>

Tabla 57 Cuadro de precios de la conexión a red (Fuente: propia)

Descripción	Ud.	Cant.	Precio unitario	Coste
-------------	-----	-------	-----------------	-------

Estudio de la viabilidad económica y medioambiental de la repotenciación eólica de la comarca de Pamplona.

Adaptación a subestación transformadora.	Ud. de	4	320.000 €	1.280.000 €
Adaptación de líneas aéreas de alta tensión.	Ud. de	4	590.000 €	2.360.000 €
Conexiones a celdas del transformador de los aerogeneradores y de la subestación transformadora.	Ud. de	4	463.000 €	1.852.000 €
<b>TOTAL</b>				<b>5.492.000 €</b>

Tabla 58 Presupuesto de ejecución de material (Fuente: Propia)

Descripción	COSTE
<b>TOTAL AEROGENERADORES</b>	85.627.500 €
<b>TOTAL OBRA CIVIL</b>	7.412.779,59 €
<b>TOTAL INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>	6.130.793 €
<b>TOTAL CONEXIÓN A RED</b>	5.492.000 €
<b>TOTAL</b>	<b>104.663.072 €</b>

Tabla 59 Presupuesto técnico final (Fuente: propia)

<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE MATERIAL (PEM)</b>		<b>104.663.072 €</b>
<b>Gastos generales</b>	12%	12.559.569 €
<b>Beneficio industrial</b>	6%	6.279.784 €
<b>PRESUPUESTO DE CONTRATA (PC)</b>		<b>123.502.425 €</b>
<b>I.V.A.</b>	21%	25.935.509 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>		<b>149.437.935 €</b>

Se calcula un presupuesto técnico total de **CIENTO CUARENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS TREINTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS TREINTA Y CINCO EUROS.**