



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS

TRABAJO DE FIN DE GRADO

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 80 MW Y ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA EN LA ZONA BAJO MAESTRAZGO (CASTELLÓN)

Presentado por

Gordillo Bertomeu, Adrián

Para la obtención del

Grado en Ingeniería Civil

Curso: 2019/2020

Fecha: Valencia, septiembre de 2020

Tutor: Miguel Ángel Pérez Martín







AGRADECIMIENTOS

Me gustaría agradecer la disponibilidad total y la ayuda prestada por mi tutor Miguel Ángel. La verdad que ha sido muy ameno poder realizar el proyecto bajo su supervisión y he podido aplicar y adquirir muchos conocimientos nuevos.

Y como no, no me puedo olvidar del apoyo constante y el empuje recibido por parte de mis familiares y seres queridos. A todos vosotros, muchas gracias.



RESUMEN

El objeto de este trabajo fin de grado es el análisis y estudio de la viabilidad de llevar a cabo la implantación de un parque eólico en la zona Bajo Maestrazgo de la provincia de Castellón. En primer lugar, se hace una evaluación de las zonas viables dentro del Bajo Maestrazgo mediante criterios energéticos, ambientales, logísticos, técnicos y económicos para justificar la idoneidad de la selección del emplazamiento escogido. Se realiza una distribución estadística de vientos con la ayuda del Global Wind Atlas. Para el dimensionamiento de los aerogeneradores onshore se han elegido como fabricantes la empresa alemana Enercon y la empresa danesa Vestas. Concretamente, se han seleccionado tres tipos de aerogeneradores de cada empresa para estudiar sus rendimientos una vez estudiado las curvas de potencia corregidas de cada aerogenerador, su producción, factor de uso y nº de horas equivalentes. Para el estudio de la viabilidad económica, se ha tenido en cuenta el análisis para cada aerogenerador de los indicadores económicos: flujo de caja, el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el payback. Como conclusión, cabe destacar la importancia que tiene hoy en día la utilización de energías renovables y limpias como es la energía eólica para preservar algo tan preciado como es el medio ambiente y contribuir a un desarrollo sostenible.

Palabras clave: Energía, Diseño, Eólico, Aerogenerador, Medioambiente, Productividad, Velocidad, Viento, Criterios, Ubicación, Análisis.



RESUM

L'objecte d'aquest treball fi de grau és l'anàlisi i estudi de la viabilitat de dur a terme la implantació d'un parc eòlic a la zona Baix Maestrat de la província de Castelló. En primer lloc, es fa una avaluació de les zones viables dins del Baix Maestrat mitjançant criteris energètics, ambientals, logístics, tècnics i econòmics per justificar la idoneïtat de la selecció de l'emplaçament escollit. Es realitza una distribució estadística de vents amb l'ajuda del Global Wind Atlas. Per al dimensionament dels aerogeneradors onshore s'han elegit com a fabricants l'empresa alemanya Enercon i l'empresa danesa Vestas. Concretament, s'han seleccionat tres tipus d'aerogeneradors de cada empresa per estudiar els seus rendiments un cop estudiat les corbes de potència corregides de cada aerogenerador, la seva producció, factor d'ús i nombre d'hores equivalents. Per a l'estudi de la viabilitat econòmica, s'ha tingut en compte l'anàlisi per a cada aerogenerador dels indicadors econòmics: flux de caixa, el valor actual net (VAN), la taxa interna de retorn (TIR) i el payback. Com a conclusió, cal destacar la importància que té avui en dia la utilització d'energies renovables i netes com és l'energia eòlica per preservar una cosa tan preuat com és el medi ambient i contribuir a un desenvolupament sostenible.

Paraules clau: Energia, Disseny, Eòlic, Medi Ambient, Productivitat, Velocitat, Vent, Criteris, Ubicació, Anàlisi.



ABSTRACT

The purpose of this final degree project is the analysis and study of the viability of carrying out the implementation of a wind farm in the Bajo Maestrazgo area of the province of Castellón. Firstly, an evaluation of the viable areas within the Bajo Maestrazgo is made using energy, environmental, logistical, technical and economic criterials to justify the suitability of the selection of the chosen site. A statistical distribution of winds is carried out with the help of the Global Wind Atlas. For the measurement of onshore wind turbines, the German company Enercon and the Danish company Vestas have been chosen as manufacturers. Specifically, three types of wind turbines from each company have been chosen to study their performance after studying the corrected power curves of each wind turbine, its production, use factor and number of equivalent hours. For the study of economic viability, the analysis for each wind turbine of economic indicators has been taken into account: cash flow, net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and payback. In conclusion, it is worth highlighting the importance of using clean and renewable energy such as wind energy today to preserve something as precious as the environment and contribute to sustainable development.

Keywords: Energy, Design, Aeolian, Wind Turbine, Enviroment, Productivity, Speed, Wind, Criterial, Site, Analysis.





ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Introducción y objetivo del proyecto.....	20
2. Antecedentes.....	22
2.1 Legislación y normativa aplicable.....	24
2.1.1 Normativa europea.....	24
2.1.2 Normativa nacional.....	25
2.1.3 Normativa autonómica.....	25
2.2 Panorama en la actualidad.....	27
2.2.1 Energía eólica en el Mundo.....	27
2.2.2 Energía eólica en Europa.....	28
2.2.3 Energía eólica en España.....	29
2.2.4 Energía eólica en la Comunidad Valenciana.....	32
3. Localización.....	33
4. Metodología.....	35
4.1 Criterio energético.....	35
4.2 Criterio ambiental.....	36
4.3 Criterio logístico.....	38
4.4 Dimensionamiento técnico.....	39
4.5 Análisis económico.....	43
5. Caracterización del recurso eólico.....	44
5.1 Rosa de vientos.....	44
5.2 Distribución estadística de vientos.....	46
6. Análisis técnico y comparativa de los aerogeneradores.....	51
6.1 Clase de aerogenerador.....	51
6.2 Comparativa de modelos comerciales de aerogeneradores para el parque eólico.....	52
6.2.1 Aerogenerador E-101 (3,05 MW).....	52
6.2.2 Aerogenerador E-115 (3,00 MW).....	59
6.2.3 Aerogenerador E-126 (4,20 MW).....	65
6.2.4 Aerogenerador V126 (3,45 MW).....	71
6.2.5 Aerogenerador V136 (3,45 MW).....	77
6.2.6 Aerogenerador V164 (8,00 MW).....	82
7. Estudio viabilidad económica.....	89



7.1 Aerogenerador E-101 (3,05 MW).....	92
7.2 Aerogenerador E-115 (3,00 MW).....	93
7.3 Aerogenerador E-126 (4,20 MW).....	94
7.4 Aerogenerador V126 (3,45 MW).....	95
7.5 Aerogenerador V136 (3,45 MW).....	96
7.6 Aerogenerador V164 (8,00 MW).....	97
8. Elección aerogenerador óptimo.....	100
9. Disposición y dimensionado del parque eólico.....	101
10. Resumen y conclusiones.....	109
11. Referencias bibliográficas.....	113



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Eléctrico Ibérico de Red Eléctrica de España.	22
Figura 2. Mapa de las zonas establecidas por el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.....	23
Figura 3. Aplicación online del Global Wind Atlas.	24
Figura 4. Evolución de la potencia instalada en el mundo (en MW). Año 2018.....	27
Figura 5. Ranking de países por potencia instalada acumulada (en MW)	28
Figura 6. Ranking de países europeos por nueva potencia instalada en 2018, Onshore y Offshore (en MW)	29
Figura 7. Datos relativos a la energía eólica en España.....	29
Figura 8. Principales cifras del sector eólico en España	30
Figura 9. Potencia eólica instalada (MW) en España.....	31
Figura 10. Parques eólicos instalados en la Comunidad Valenciana.	32
Figura 11. Plan eólico de la Comunidad Valenciana.	33
Figura 12. Localización parque eólico mediante el visor de cartografía del Institut Cartogràfic Valencià.	33
Figura 13. Recorrido parque eólico a implantar de 80 MW.	34
Figura 14. Mapa localización punto estudiado para el parque eólico.....	34
Figura 15. Zona señalada Salsadella dentro del Bajo Maestrazgo.....	34
Figura 16. Metodología a seguir para explicar el cálculo de un aerogenerador.	35
Figura 17. Velocidad viento según % áreas con más viento.	35
Figura 18. Localización zona implantación alejada de zonas de Red Natura 2000. ...	36
Figura 19. Mapa Lugares de Importancia Comunitaria de la provincia de Castellón.	37
Figura 20. Mapa de las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs).....	37
Figura 21. Mapa eólico Comunidad Valenciana.....	38
Figura 22. Entramado eléctrico próximo a la zona de intervención.....	38
Figura 23. Subestación de 400 kV en la zona de intervención.....	39
Figura 24. Aerogenerador Vestas V136 (3,45 MW).....	39
Figura 25. Fórmula corrección parámetro de escala de Weibull.	40
Figura 26. Fórmula distribución de Weibull.	40



Figura 27. Fórmula densidad del aire.	40
Figura 28. Fórmula producción anual aerogenerador.	41
Figura 29. Fórmula potencia del viento.	41
Figura 30. Fórmula potencia del viento con el coeficiente de potencia para aplicar el Límite de Betz.	42
Figura 31. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor y del tipo de aerogenerador.	42
Figura 32. Fórmula para obtener el Valor Actual Neto (VAN).	43
Figura 33. Rosa de vientos para la velocidad.	45
Figura 34. Rosa de vientos para la potencia.	45
Figura 35. Rosa de vientos para la frecuencia.	46
Figura 36. Fórmula variación de la altura de la velocidad del viento a largo plazo. ...	46
Figura 37. Fórmula para obtener alfa cuando $z_0 \leq 0.100m$	47
Figura 38. Fórmula para calcular el factor de escala corregido.	47
Figura 39. Fórmula para obtener la función Gamma.	47
Figura 40. Curva de Probabilidad del viento.	48
Figura 41. Variabilidad velocidad viento por horas.	49
Figura 42. Variabilidad velocidad viento por meses.	50
Figura 43. Variabilidad velocidad viento por comparativa mesesVShoras (radar plot).	50
Figura 44. Variabilidad velocidad viento por comparativa mesesVShoras (cross table).	50
Figura 45. Clasificación de aerogeneradores atendiendo a su seguridad por diseño.	51
Figura 46. Aerogenerador E-101 (3,05 MW).	52
Figura 47. Especificaciones técnicas aerogenerador E-101 (3,05 MW).	53
Figura 48. Curva de potencia y coeficiente de potencia de E-101 (3,05 MW).	53
Figura 49. Curva de potencia corregida del aerogenerador E-101 (3,05 MW).	55
Figura 50. Curva de producción del aerogenerador E-101 (3,05 MW).	56



Figura 51. Comparativa de curvas de potencias corregidas del E-101 (3,05 MW), viento y Límite de Betz.....	57
Figura 52. Comparativa de curvas de producción del E-101 (3,05 MW), viento y Límite de Betz.	57
Figura 53. Aerogenerador E-115 (3,00 MW).	59
Figura 54. Especificaciones técnicas aerogenerador E-115 (3,00 MW).	59
Figura 55. Curva de potencia y coeficiente de potencia de E-115 (3,00 MW).....	60
Figura 56. Curva de potencia corregida del aerogenerador E-115 (3,00 MW).....	61
Figura 57. Curva de producción del aerogenerador E-115 (3,00 MW).	62
Figura 58. Comparativa de curvas de potencias corregidas del E-115 (3,00 MW), viento y Límite de Betz.....	63
Figura 59. Comparativa de curvas de producción del E-115 (3,00 MW), viento y Límite de Betz.	63
Figura 60. Aerogenerador E-126 (4,20MW).	65
Figura 61. Especificaciones técnicas aerogenerador E-126 (4,20MW)	65
Figura 62. Curva de potencia y coeficiente de potencia de E-126 (4,20MW).	66
Figura 63. Curva de potencia corregida del aerogenerador E-126 (4,20MW).....	67
Figura 64. Curva de producción del aerogenerador E-126 (4,20MW).	68
Figura 65. Comparativa de curvas de potencias corregidas del E-126 (4,20MW), viento y Límite de Betz.	69
Figura 66. Comparativa de curvas de producción del E-126 (4,20MW), viento y Límite de Betz.	69
Figura 67. Aerogenerador V126 (3,45 MW)	71
Figura 68. Especificaciones técnicas aerogenerador V126 (3,45 MW)	71
Figura 69. Curva de potencia corregida del aerogenerador V126 (3,45 MW).....	73
Figura 70. Curva de producción del aerogenerador V126 (3,45 MW)	74
Figura 71. Comparativa de curvas de potencias corregidas del V126 (3,45 MW), viento y Límite de Betz.	75
Figura 72. Comparativa de curvas de producción del V126 (3,45 MW), viento y Límite de Betz.	75



Figura 73. Aerogenerador V136 (3,45MW)	77
Figura 74. Especificaciones técnicas aerogenerador V136 (3,45MW)	77
Figura 75. Curva de potencia corregida del aerogenerador V136 (3,45MW).....	78
Figura 76. Curva de producción del aerogenerador V136 (3,45MW).	79
Figura 77. Comparativa de curvas de potencias corregidas del V136 (3,45MW), viento y Límite de Betz.	80
Figura 78. Comparativa de curvas de producción del V136 (3,45MW), viento y Límite de Betz.	81
Figura 79. Aerogenerador V164 (8,00MW).	82
Figura 80. Especificaciones técnicas aerogenerador V164 (8,00MW)	82
Figura 81. Curva de potencia corregida del aerogenerador V164 (8,00MW).....	83
Figura 82. Curva de producción del aerogenerador V164 (8,00MW).	84
Figura 83. Comparativa de curvas de potencias corregidas del V164 (8,00MW), viento y Límite de Betz.	85
Figura 84. Comparativa de curvas de producción del V164 (8,00MW), viento y Límite de Betz.	86
Figura 85. Curva de producción de los aerogeneradores según la velocidad del viento.	87
Figura 86. Relación producción anual con potencia nominal de cada aerogenerador.	87
Figura 87. Relación factor de uso y potencia nominal de cada aerogenerador.	88
Figura 88. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario en el año 2019 (OMIE)	91
Figura 89. Flujo de caja E-101 (3,05 MW).....	92
Figura 90. Flujo de caja E-115 (3,00 MW).....	93
Figura 91. Flujo de caja E-126 (4,20MW).....	94
Figura 92. Flujo de caja V126 (3,45 MW).....	95
Figura 93. Flujo de caja V136 (3,45 MW).....	96
Figura 94. Flujo de caja V164 (8,00 MW).....	97
Figura 95. Valor actual neto de cada aerogenerador según tasa de descuento.	98



Figura 96. Separación mínima entre aerogeneradores.	101
Figura 97. Tramo de instalación del parque eólico de 80 MW.	102
Figura 98. Caminos de acceso a la zona de instalación del parque eólico de 80 MW (Vista 1)	103
Figura 99. Caminos de acceso a la zona de instalación del parque eólico de 80 MW (Vista 2)	104
Figura 100. Valor Actual Neto del parque eólico a implantar.	107



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Reparto potencia instalada en MW por comunidades autónomas.	31
Tabla 2. Resumen valores análisis técnico aerogenerador V136 (3,45 MW).	43
Tabla 3. Perfil velocidades viento para una altura de 100m	44
Tabla 4. Datos de cálculo de la distribución estadística de vientos.....	48
Tabla 5. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del E-101 (3,05 MW).....	54
Tabla 6. Valores de producción según velocidad viento del E-101 (3,05 MW).	55
Tabla 7. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador E-101 (3,05 MW).	56
Tabla 8. Resumen análisis técnico para el aerogenerador E-101 (3,05 MW).	58
Tabla 9. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del E-115 (3,00 MW).....	60
Tabla 10. Valores de producción según velocidad viento del E-115 (3,00 MW).	61
Tabla 11. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador E-115 (3,00 MW).	62
Tabla 12. Resumen análisis técnico para el aerogenerador E-115 (3,00 MW).	64
Tabla 13. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del E-126 (4,20MW)	66
Tabla 14. Valores de producción según velocidad viento del E-126 (4,20MW)	67
Tabla 15. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador E-126 (4,20MW)	68
Tabla 16. Resumen análisis técnico para el aerogenerador E-126 (4,20MW)	70
Tabla 17. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del V126 (3,45 MW)	72
Tabla 18. Valores de producción según velocidad viento del V126 (3,45 MW)	73
Tabla 19. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador V126 (3,45 MW)	74
Tabla 20. Resumen análisis técnico para el aerogenerador V126 (3,45 MW)	76



Tabla 21. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del V136 (3,45MW)	78
Tabla 22. Valores de producción según velocidad viento del V136 (3,45MW)	79
Tabla 23. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador V136 (3,45MW)	80
Tabla 24. Resumen análisis técnico para el aerogenerador V136 (3,45MW)	81
Tabla 25. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del V164 (8,00MW)	83
Tabla 26. Valores de producción según velocidad viento del V164 (8,00MW)	84
Tabla 27. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador V164 (8,00MW)	85
Tabla 28. Resumen análisis técnico para el aerogenerador V164 (8,00MW)	86
Tabla 29. Tabla comparativa de los aerogeneradores en cuanto a análisis técnico.	87
Tabla 30. Conceptos económicos de partida para poder realizar los cálculos de los aspectos económicos.	89
Tabla 31. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario en el año 2019 (OMIE).....	90
Tabla 32. Resumen por aerogenerador de la inversión inicial, producción anual, ingresos y mantenimientos anuales.	91
Tabla 33. Flujo de caja E-101 (3,05 MW)	92
Tabla 34. Flujo de caja E-115 (3,00 MW)	93
Tabla 35. Flujo de caja E-126 (4,20MW)	94
Tabla 36. Flujo de caja V126 (3,45 MW)	95
Tabla 37. Flujo de caja V136 (3,45 MW)	96
Tabla 38. Flujo de caja V164 (8,00 MW)	97
Tabla 39. Obtención del VAN para cada tipo de descuento y el TIR.	98
Tabla 40. PayBack evaluado durante la vida útil de cada aerogenerador.	99
Tabla 41. Análisis técnico del parque eólico.	103
Tabla 42. Precio medio casación mercado diario período 2010-2019.	104
Tabla 43. Análisis económico parque eólico.	105



Tabla 44. Flujo de caja Parque Eólico zona Bajo Maestrazgo (80 MW).	106
Tabla 45. Valor Actual Neto del parque eólico y Tasa Interna de Retorno.	106
Tabla 46. PayBack del parque eólico instalado de 80 MW.	107
Tabla 47. Análisis de sensibilidad del precio medio de casación de la electricidad respecto del TIR.	108



MEMORIA



1. Introducción y objetivo del proyecto

En la actualidad hay una creciente preocupación por el estado del medio ambiente. Cada vez más, se requiere de energías renovables, sostenibles y limpias como modo de generación de energía para garantizar una mejor protección del mundo en el que vivimos. Es por ello, que la energía eólica es una gran opción ya que es una energía inagotable y de las más maduras y desarrolladas. Genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Desde principios del siglo XX, produce energía a través de los aerogeneradores. La energía eólica mueve una hélice y, mediante un sistema mecánico, hace girar el rotor de un generador que produce energía eléctrica. Los aerogeneradores suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, lo que reduce su impacto ambiental.

España es uno de los primeros países del mundo en integración de la eólica en red, cerca de 13.800 MW eólicos participan en los servicios de ajuste del sistema eléctrico (datos de octubre 2019). España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada tras China, Estados Unidos, Alemania e India.

El sector eólico es clave para cumplir el objetivo europeo de un 32% del consumo de energía procedente de fuentes renovables en 2030. La eólica ha sido la 2ª tecnología en el sistema eléctrico peninsular en 2019 con una generación de 54.212 GWh. Es una tecnología clave en este mix energético.

Los 25.704 MW eólicos que hay en España están repartidos en 1.203 parques eólicos en 807 municipios. Es el motor de las comunidades rurales en las que se instala. Además, abasteció de electricidad al 20,8% de España en 2019 (la electricidad equivalente a 14,3 millones de hogares).



La finalidad del presente proyecto tiene como objetivo principal el diseño de un parque de energía eólica de 80 MW y estudio de la viabilidad económica en la zona del Bajo Maestrazgo de la provincia de Castellón. Se trata de estudiar tres aerogeneradores de cada una de las dos empresas punteras en la energía eólica actualmente y ver cuál de ellos es el óptimo para su implantación en el parque. Estas dos empresas son: Enercon (alemana) y Vestas (danesa). Es muy importante, una correcta caracterización del recurso eólico de la zona de actuación. Una vez elegido el aerogenerador a instalar, se procede a la implantación del parque eólico.

Además, se quiere reflejar en este proyecto la importancia del desarrollo de este tipo de energía renovable y su promoción en el territorio de la Comunidad Valenciana y, por consiguiente, en España como reducción de la contaminación en el medio ambiente y la preservación de la biodiversidad.

2. Antecedentes

Señalar como antecedentes a este proyecto para su posterior realización, la importancia de haber estudiado la asignatura de Aprovechamientos Hidráulicos y Energéticos que se imparte en el Grado de Ingeniería Civil por el profesor Miguel Ángel Pérez Martín que precisamente es el tutor de mi proyecto (Pérez, M.A., 2017). Además, es importante destacar la colección de Trabajos Finales de Grado que están alojados en la plataforma RiuNet de la UPV como base y ayuda que sirven como complemento para la realización de este proyecto.

El trabajo que sirve como base para la realización de este Trabajo Final de Grado es el realizado por Ignacio Arnal Palacios en el curso 2016/2017, que tiene como título: “Estudio de alternativas para un parque de energía eólica en la Comunidad Valenciana. Provincia de Castellón” (Palacios, I., 2017).

Se hace uso de la información relativa a normativa y potencia instalada tanto a nivel mundial, europeo, nacional y autonómico de la página web de la Asociación Empresarial Eólica.

Para la comprobación de las redes eléctricas y su tipología que pasan por la zona donde se implantará el parque eólico, se ha hecho uso del mapa del Sistema Eléctrico Ibérico de Red Eléctrica de España en la Figura 1. Es importante conocer las líneas eléctricas que puedan pasar por la zona de implantación, así como la existencia de alguna subestación cercana para distribuir la energía eléctrica (REE, 2020).



Figura 1. Sistema Eléctrico Ibérico de Red Eléctrica de España.

Cabe destacar como antecedente, el uso del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana en la Figura 2. El cual hace referencia a las normas sobre Clasificación del territorio de la Comunidad Valenciana según su viabilidad para ser soporte de instalaciones eólicas.

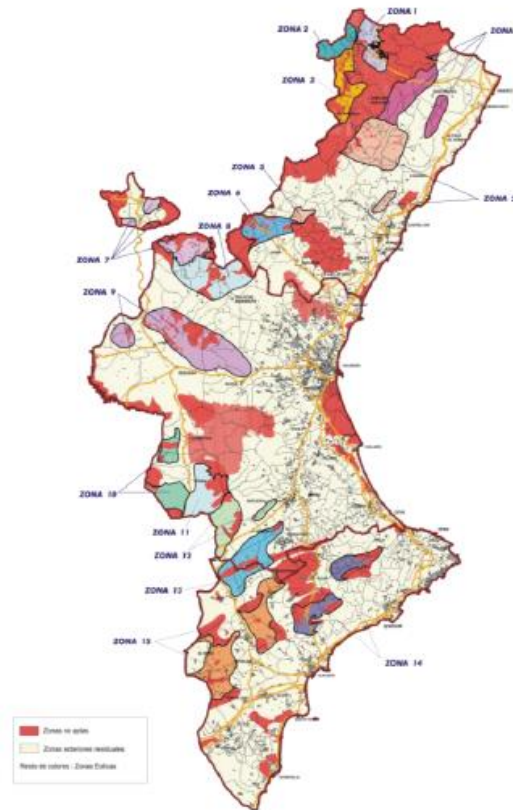


Figura 2. Mapa de las zonas establecidas por el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana

Se señala como fuente de información la aplicación online Global Wind Atlas (en sustitución del IDAE no disponible actualmente) en la Figura 3 para la obtención de la distribución de vientos de la zona, la rugosidad del terreno y la obtención de las zonas afectadas por Red Natura 2000 la cual es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad (GWA, 2020). Estas zonas afectadas corresponden a zonas de espacios protegidos, Lugares de Importancia Comunitaria (LICs) y Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).

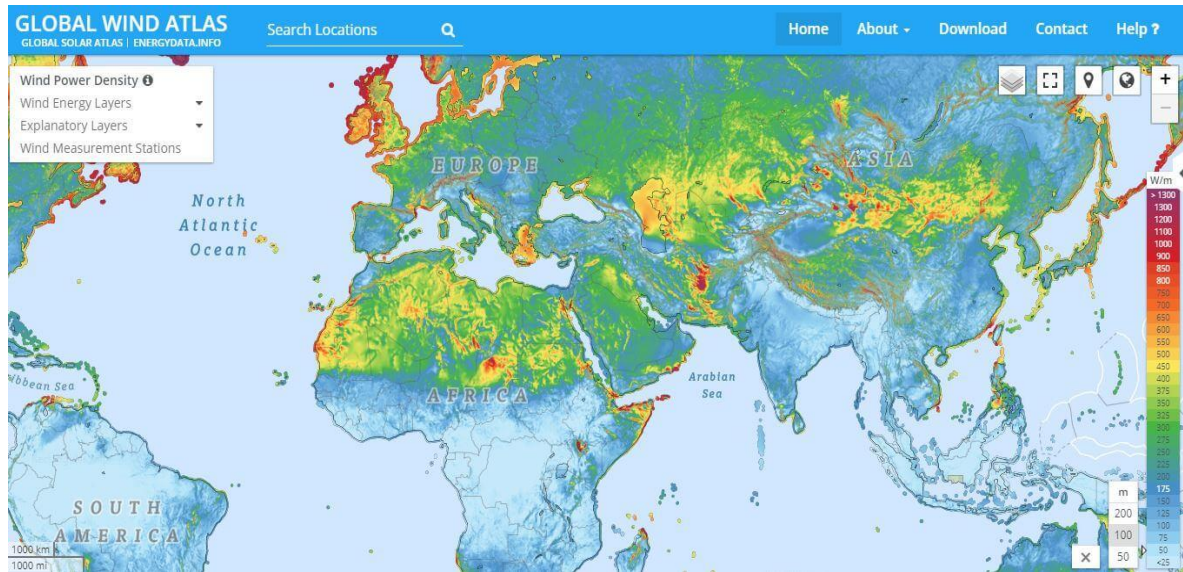


Figura 3. Aplicación online del Global Wind Atlas.

2.1 Legislación y normativa aplicable

2.1.1 Normativa europea

- Norma IEC 61400-1. Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño.

Se refiere a cálculos en aerogeneradores y estandarización de parámetros.

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Transmite la importancia de que cada país redacte un Plan de Energías Renovables para su cumplimiento que se deberá llevar a cabo durante el período 2010-2020. Así como, hace hincapié de que el consumo de energías renovables deberá de conllevar un 20% del consumo bruto total.

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Se establecen normas comunes en cuanto a materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad.

2.1.2 Normativa nacional

- 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.

Se establecen medidas para el desarrollo ordenado y el impulso de las energías renovables, así como nuevos modelos de negocios.

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

Son ayudas destinadas a proyectos de inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica en los territorios no peninsulares, cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER, incluidos en el Eje 4 de Economía Baja en Carbono, del Programa Operativo Plurirregional de España (POPE) para el periodo 2014-2020.

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Se configura como instrumento que permite abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión de largo plazo.

2.1.3 Normativa autonómica

- Ley 16/2008, de 22 de diciembre, de Medidas Fiscales, de Gestión Administrativa y Financiera, y de Organización de la Generalitat.

La presente ley recoge una serie de medidas referentes a aspectos tributarios, de gestión económica y de acción administrativa.



- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.

Se crea la Agencia Valenciana de la Energía con la finalidad del desarrollo de actuaciones en la política energética en el ámbito de la Comunidad Valenciana, de acuerdo con las directrices generales del Gobierno Valenciano, y en el marco de la política energética común de la Unión Europea, así como la coordinación con las distintas Consellerías en esta materia.

- Resolución de 25 de febrero de 2003 del conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.

Este plan tiene por objeto regular la instalación de parques eólicos en las zonas calificadas como aptas para dicho fin de acuerdo con lo que establecen las normas del propio plan.

2.2 Panorama en la actualidad

2.2.1 Energía eólica en el Mundo

La energía eólica instalada en el mundo creció un 9,6% en 2018, hasta situarse en 591.000 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales.

Como se puede apreciar en la Figura 4, la energía eólica ha tenido un gran impacto progresivo desde el año 2001 hasta día de hoy. Dicho gráfico ha sido obtenido de la Asociación Empresarial Eólica.

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL MUNDO (EN MW). AÑO 2018

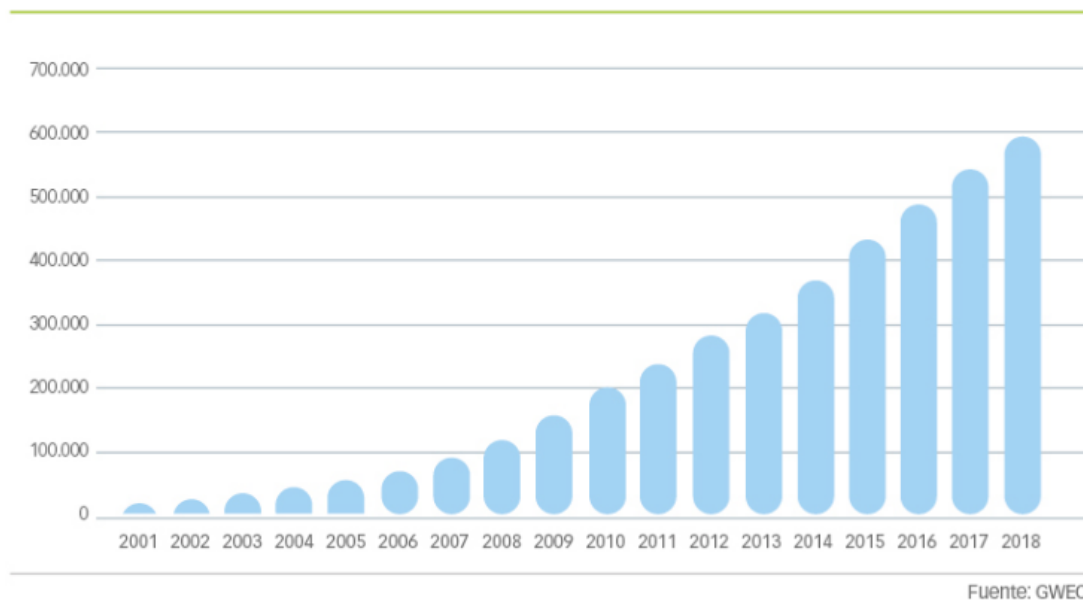


Figura 4. Evolución de la potencia instalada en el mundo (en MW). Año 2018

En la Figura 5 se muestra los principales países que lideran la mayor potencia instalada acumulada de energía eólica en el mundo.

RÁNKING DE PAÍSES POR POTENCIA INSTALADA ACUMULADA (EN MW)

	2018
China	211.392
Estados Unidos	96.665
Alemania	59.311
India	35.039
España	23.484
Reino Unido	20.970
Francia	15.309
Canadá	12.805
Brasil	14.702
Italia	9.958
Resto del mundo	90.788

Fuente: GWEC

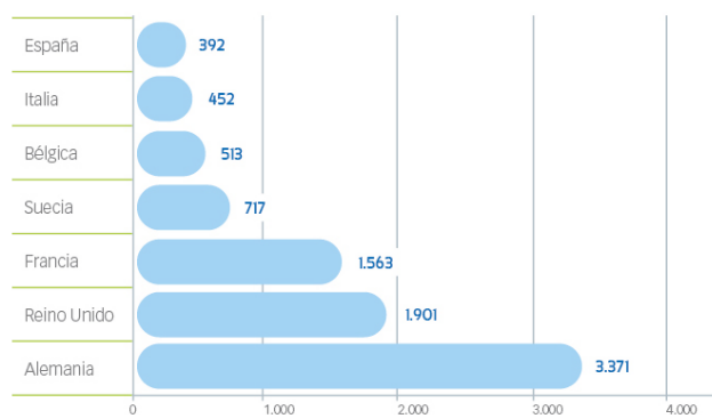
Figura 5. Ranking de países por potencia instalada acumulada (en MW)

2.2.2 Energía eólica en Europa

Hoy en día, España es el segundo país de Europa con mayor potencia eólica instalada. Sólo es superada por Alemania que dispone de casi unos 60 GW instalados. Le acompañan Reino Unido con casi 21 GW, Francia con poco más de 15 GW, Italia con casi 10 GW, etc. como se puede apreciar en la Figura 5 anterior.

En la Figura 6 se puede observar la potencia instalada durante el año 2018 en MW contemplando la tipología Onshore y Offshore. En lo que se refiere a Onshore, son todos los parques eólicos instalados en medio terrestre. Y a lo que se refiere a Offshore, son todos los parques eólicos instalados en medio marino.

RANKING DE PAÍSES EUROPEOS POR NUEVA POTENCIA INSTALADA EN 2018, ONSHORE Y OFFSHORE (EN MW)



Fuente: GWEC

Figura 6. Ranking de países europeos por nueva potencia instalada en 2018, Onshore y Offshore (en MW)

2.2.3 Energía eólica en España

Con 25.704 MW de potencia acumulada como se puede ver en la Figura 7, la energía eólica ha sido la segunda fuente de generación eléctrica peninsular en España en 2019. España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos, Alemania e India (AEE, 2020).

La Eólica cubre el **20,8%** de la energía consumida.



Actualmente hay instalados **1.203** parques eólicos en **807** municipios.



La Eólica evitó la emisión de **28 millones** de toneladas de CO2 en 2019.



25.704 MW de Potencia Eólica instalada en España.



En España hay **207** centros de fabricación en **16** de las **17** CCAA.



En el sector eólico en España trabajan alrededor de **24.000** personas.

Figura 7. Datos relativos a la energía eólica en España.

En la siguiente Figura 8 se puede apreciar las principales cifras del sector eólico en España en cuanto a aportación eólica, aportación al PIB, exportaciones, balanza fiscal, ahorro en la factura, I+D y aportación al medio ambiente.



Figura 8. Principales cifras del sector eólico en España

En la siguiente Figura 9 se observa como desde el 1998 hasta el 2012 hay una progresión muy buena de instalación y generación de energía eólica. Esto en gran parte, es debido a que empezó a subvencionarse todos los parques eólicos que no superasen los 50 MW de potencia instalada. En cambio, se ve como se produce un estancamiento a partir del año 2012 hasta el 2018. Esto es debido, a que se deja de ofrecer dichas subvenciones y frena esa progresión tan buena que llevaba el país antes de dicho estancamiento. En el 2019 empieza a cobrar protagonismo de nuevo la energía eólica e inicia de nuevo una subida. Para el año 2020 y a pesar de la crisis que está sufriendo el país por el Covid-19, se espera que se apueste por otro crecimiento ya que ha sido aprobado recientemente el 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.

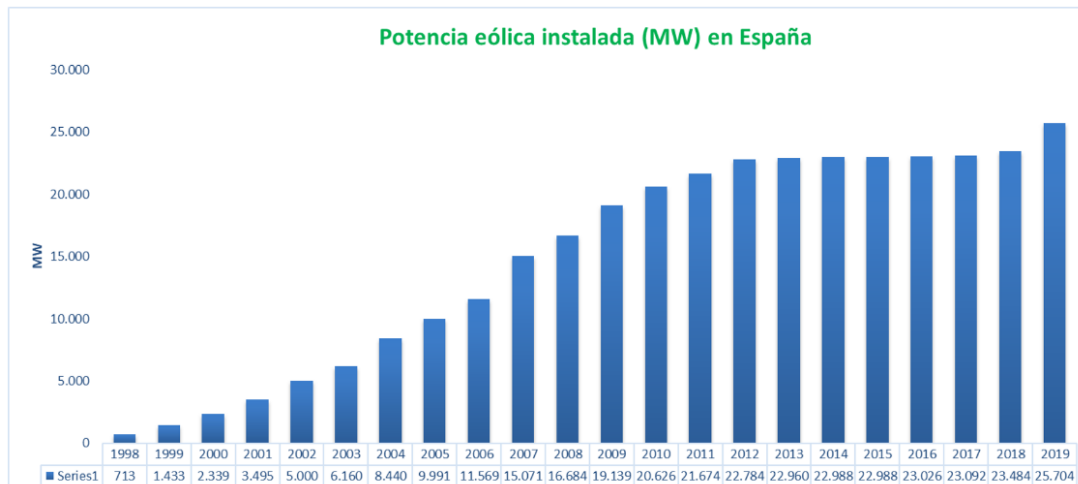


Figura 9. Potencia eólica instalada (MW) en España.

A continuación, en la siguiente Tabla 1 se puede ver el reparto de potencia instalada por comunidades autónomas.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Nueva potencia 2019 (MW)	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Potencia a 31/12/2019 (MW)
Castilla y León	461	5.595	6.056
Castilla-La Mancha	0	3.817	3.817
Galicia	416	3.422	3.814
Andalucía	124	3.331	3.455
Aragón	1.102	2.002	3.104
Cataluña		1.271	1.271
C. Valenciana		1.189	1.189
Navarra	85	1.004	1.089
Asturias		518	518
La Rioja		447	447
Murcia		262	262
Canarias	16	431	447
País Vasco		153	153
Cantabria		38	38
Baleares		4	4
Extremadura	39	0	39
TOTAL	2.243	23.484	25.704

Tabla 1. Reparto potencia instalada en MW por comunidades autónomas.

2.2.4 Energía eólica en la Comunidad Valenciana

En la Comunidad Valenciana se posee una potencia eólica instalada de 1.189 MW como se ha indicado en la Tabla 1. Dicha potencia instalada supone un 5,17% del total de la potencia eólica instalada en España. En la siguiente Figura 10 se puede apreciar la cantidad de parques eólicos instalados.

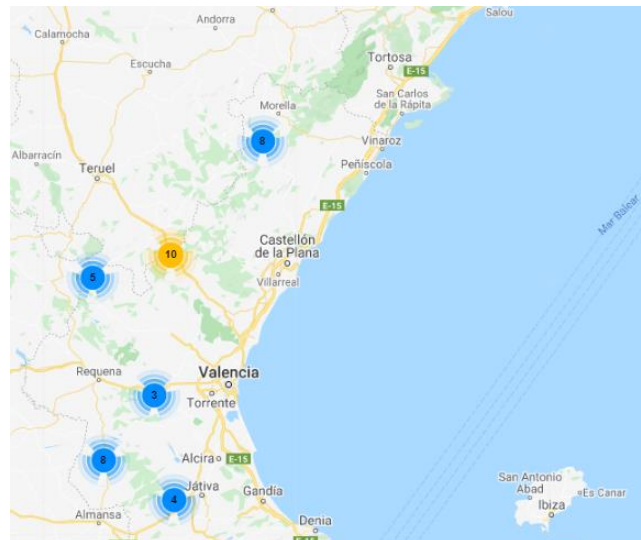


Figura 10. Parques eólicos instalados en la Comunidad Valenciana.

Tal y como se puede ver, todos los parques eólicos se encuentran ubicados en la provincia de Castellón o la de Valencia. A día de hoy, no se ha procedido a instalar un parque eólico en la provincia de Alicante (AEE, 2020).

3. Localización

Para la localización del parque eólico se ha elegido una zona donde el flujo del viento tenga una velocidad superior a 6,5 m/s y que esté en una zona con suficiente altura para aprovechar mejor el viento y con la ausencia de obstáculos. Además, que la zona esté libre de cualquier espacio protegido de Red Natura 2000 y que tenga una red de instalación eléctrica cercana para poder distribuir la energía generada sin sufrir muchas pérdidas.

Haciendo uso del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana que está constituido por 15 zonas repartidas a lo largo de esta comunidad las cuales determinan la disponibilidad para aprovechar el recurso eólico. Se determina que la zona de acción para la comarca del Bajo Maestrazgo sería la zona 4 de dicho mapa en la Figura 11.

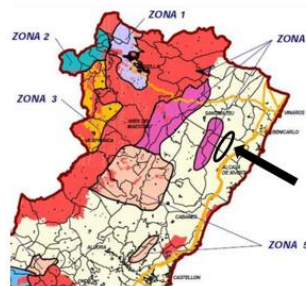


Figura 11. Plan eólico de la Comunidad Valenciana.

En la Figura 12 se puede ver la imagen obtenida del Institut Cartogràfic Valencià donde está libre la zona de cualquier área protegida de Red Natura 2000.



Figura 12. Localización parque eólico mediante el visor de cartografía del Institut Cartogràfic Valencià.

En la Figura 13 se puede apreciar el recorrido que tomará la instalación del parque eólico.



Figura 13. Recorrido parque eólico a implantar de 80 MW.

El parque eólico se encuentra próximo a la población Salsadella en la Figura 14 y 15.

Tiene como coordenadas geográficas:

- Latitud: 40,38814º
- Longitud: 0,18299º
- Altitud: 647 m

El recorrido del parque eólico tiene una longitud de unos 7.620 metros.

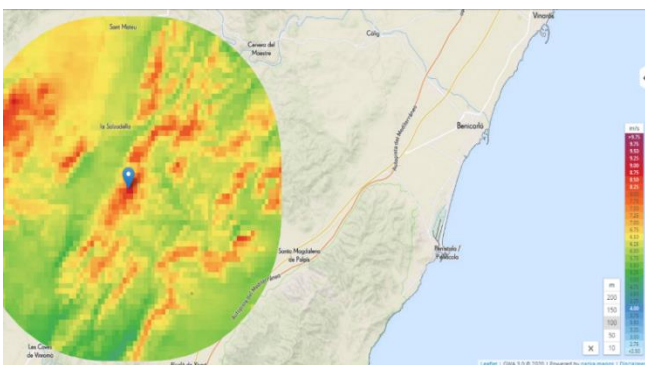


Figura 14. Mapa localización punto estudiado para el parque eólico.



Figura 15. Zona señalada Salsadella dentro del Bajo Maestrazgo.

4. Metodología

Para este apartado, se tomará el aerogenerador V136 (3,45 MW) que servirá de ejemplo para explicar la manera de abordar todos los puntos englobados en la siguiente Figura 16:



Figura 16. Metodología a seguir para explicar el cálculo de un aerogenerador.

4.1 Criterio energético

Se ha seleccionado una zona dentro de la comarca del Bajo Maestrazgo en la provincia de Castellón de velocidad del viento superior a 6,5 m/s. Se puede ver en el siguiente Figura 17.

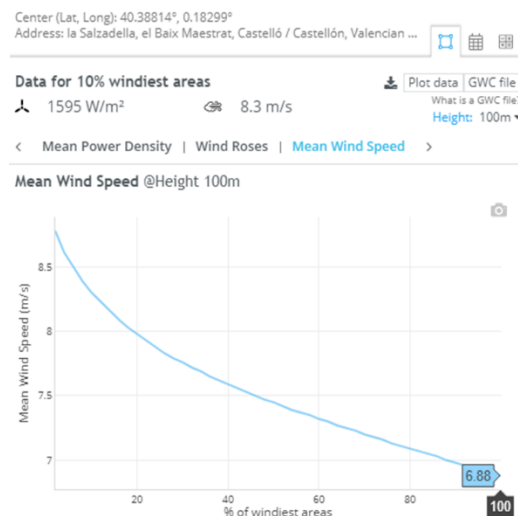


Figura 17. Velocidad viento según % áreas con más viento.

4.2 Criterio ambiental

En cuanto a los criterios ambientales. Será de obligado cumplimiento que la zona que se escoja para la implantación del parque eólico no se vea afectada por ningún Lugar de Importancia Comunitaria (LIC), ni de Zona Especial de Protección de Aves (ZEPA) y se mantendrá un resguardo de seguridad en cuanto a proximidad a dichas zonas protegidas superior a 1 kilómetro de distancia para garantizar que no afecte a ningún espacio de Red Natura 2000.

En este caso, se ve que no afecta según la Figura 18 a la zona englobada dentro del recuadro con el contorno sombreado en rojo.



Figura 18. Localización zona implantación alejada de zonas de Red Natura 2000.

En cuanto a los Lugares de Importancia Comunitaria (LICs) Figura 19 son zonas de Europa designadas de importancia comunitaria por su potencial contribución a restaurar el hábitat natural, incluyendo los ecosistemas y la biodiversidad de la fauna y flora silvestres. Emanan de la directiva 92/43/CEE de la Unión Europea y son una figura de protección temporal que pasarán a convertirse en Zonas Especiales de Conservación (ZEC), integradas en la Red Natura 2000.

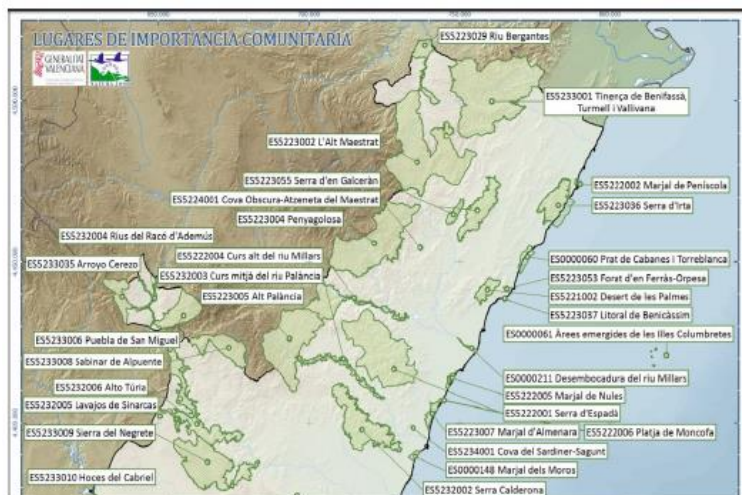


Figura 19. Mapa Lugares de Importancia Comunitaria de la provincia de Castellón.

Y en lo que se refiere a las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs) Figura 20 es una categoría de área protegida catalogada por los estados miembros de la Unión Europea como «zonas naturales de singular relevancia para la conservación de la avifauna amenazada de extinción», de acuerdo con lo establecido en la directiva comunitaria 79/409/CEE. La convención parte del reconocimiento de que las aves del territorio europeo son patrimonio común y han de ser protegidas a través de una gestión homogénea que conserve sus hábitats. Bajo la Directiva, los estados miembros de la Unión Europea asumen la obligación de salvaguardar los hábitats de aves migratorias y ciertas aves particularmente amenazadas.

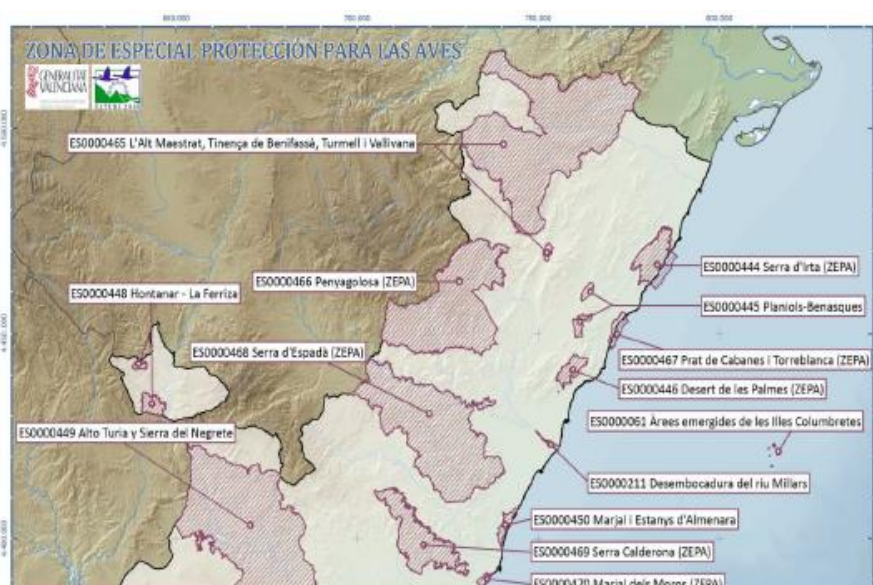


Figura 20. Mapa de las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs).

4.3 Criterio logístico

En lo referente a este apartado se tendrá en cuenta el Mapa Eólico de la Comunidad Valenciana para observar que no existe ningún parque instalado en la zona de intervención como se puede ver en la siguiente Figura 21.

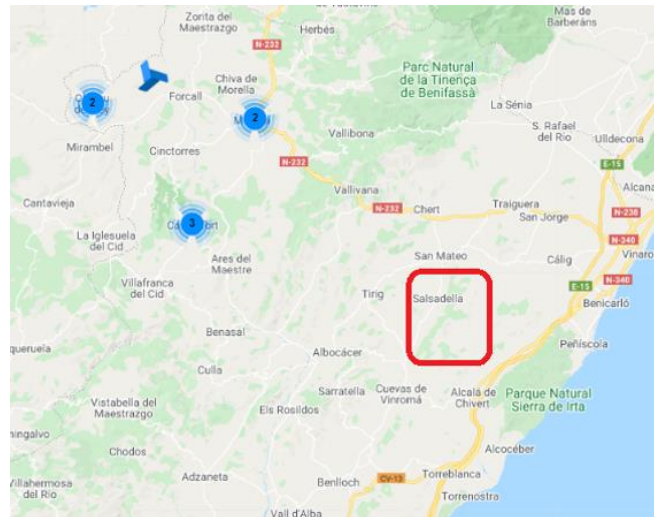


Figura 21. Mapa eólico Comunidad Valenciana.

Además, se tendrá en cuenta el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana para determinar la zona de acción de las 15 posibles. En este caso, la zona de intervención es la 4 según el mapa de la Figura 11 ya comentada.

Es muy importante y necesario para la viabilidad del proyecto que haya un entramado eléctrico próximo a la zona del parque eólico. Se puede observar dicho entramado en la Figura 22. Además, se cuenta con la suerte de tener una subestación cercana para poder distribuir de manera eficiente la electricidad generada del parque eólico según la Figura 23.



Figura 22. Entramado eléctrico próximo a la zona de intervención.

GOBIERNO DE ESPAÑA MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA, RELACIONES CON LAS CORTES Y MEMORIA DEMOCRÁTICA

Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado

Castellano ▼ Buscar 🔍 Mi BOE 👤 Menú ☰

Está Vd. en > Inicio > BOE > Calendario > 17/01/2011 > Documento BOE-B-2011-1617 < anterior siguiente >

Anuncio de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Castellón por la que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa, declaración en concreto, de utilidad pública y aprobación del proyecto de ejecución de la "Subestación de 400 kV denominada Salzadella y la línea aérea simple circuito de 400 kV de entrada/salida desde la línea Vandellós-La Plana", así como su estudio de impacto ambiental, en el Término Municipal de Salzadella (Castellón).

Publicado en: «BOE» núm. 14, de 17 de enero de 2011, páginas 4263 a 4266 (4 págs.)
Sección: V. Anuncios - B. Otros anuncios oficiales
Departamento: Ministerio de la Presidencia
Referencia: BOE-B-2011-1617

Figura 23. Subestación de 400 kV en la zona de intervención.

4.4 Dimensionamiento técnico

Como se ha comentado al inicio de la metodología, el aerogenerador escogido para explicar dicho proceso es el V136 (3,45 MW) según la Figura 24.



Figura 24. Aerogenerador Vestas V136 (3,45 MW).

Se procede a la corrección del parámetro C de Weibull que es el correspondiente al de escala, según la Figura 25:

$$C' = C \times \frac{\log \frac{h_b}{\gamma}}{\log \frac{100}{\gamma}}$$

Figura 25. Fórmula corrección parámetro de escala de Weibull.

Con lo que:

- C: Parámetro de escala de Weibull a 100 metros del suelo.
- C': Parámetro de escala de Weibull a la altura del buje del aerogenerador.
- γ : Rugosidad del terreno.
- h_b : Altura del buje del aerogenerador.

Se calcula la probabilidad acumulada de que sucedan unas velocidades del viento a lo largo del año. Mediante la fórmula de distribución de Weibull según la Figura 26:

$$F = 1 - e^{-\left(\frac{x}{C'}\right)^k}$$

Figura 26. Fórmula distribución de Weibull.

Con lo que:

- C': Parámetro corregido de escala de Weibull.
- k: Parámetro de forma adimensional de Weibull.
- x: Velocidad del viento.

Así, se consiguen las densidades de las velocidades del viento a lo largo del año.

Se calcula la densidad del aire según la Figura 27:

$$\rho = \left(\rho_{ref} \times e^{\frac{h_{msnm}}{8435}} \right) - \left(\frac{t - 15}{288} \right)$$

Figura 27. Fórmula densidad del aire.

Con lo que:

- ρ_{ref} : Densidad de referencia igual a 1,225.

- h_{msnm} : Altura del aerogenerador sobre el nivel del mar.
- t : Temperatura media del lugar en Cº. En este caso son 15ºC para la densidad de referencia que se dispone.

Con todo esto, ya se puede corregir la curva de potencia del aerogenerador. Y con la distribución de horas al año de las velocidades del viento se puede sacar la curva de producción. Es por esto, que la producción anual del aerogenerador se obtendrá según la Figura 28:

$$P = \sum (h_{vi} \times p_i)$$

Figura 28. Fórmula producción anual aerogenerador.

Con lo que:

- P : Producción total anual.
- h_{vi} : Horas de viento anuales a una velocidad concreta.
- p_i : Producción corregida de un aerogenerador para una velocidad concreta.

Ahora se pasa a calcular las Horas Equivalentes que no es más que la relación entre la producción energética anual y la potencia nominal del parque eólico.

Para el cálculo del Factor de Uso del aerogenerador es la relación entre las horas equivalentes con el nº total de horas de un año (8.760 horas).

Se calcula la potencia del viento que será particularizada para cada aerogenerador ya que el área (A) va en función del diámetro del rotor del aerogenerador. La expresión de dicha potencia es según la Figura 29:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Figura 29. Fórmula potencia del viento.

Con lo que:

- P : Es la potencia del viento.
- ρ : Es la densidad de referencia 1,225.

- A: Se pondrá el área del rotor del aerogenerador.
- v: Es la velocidad del viento.

Como las turbinas no son ideales y no aprovechan el 100% de la energía eólica pues para obtener la potencia aprovechable se hace uso del concepto de Límite de Betz. No es más que añadir a la expresión de la Figura 29 el coeficiente de potencia $C_p=0,59$ para expresar que el Límite de Betz indica que como máximo un aerogenerador va a poder aprovechar un 59% de la energía disponible según la Figura 30:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3$$

Figura 30. Fórmula potencia del viento con el coeficiente de potencia para aplicar el Límite de Betz.

A continuación, en la Figura 31 se tiene una gráfica para la obtención del coeficiente de potencia (C_p):

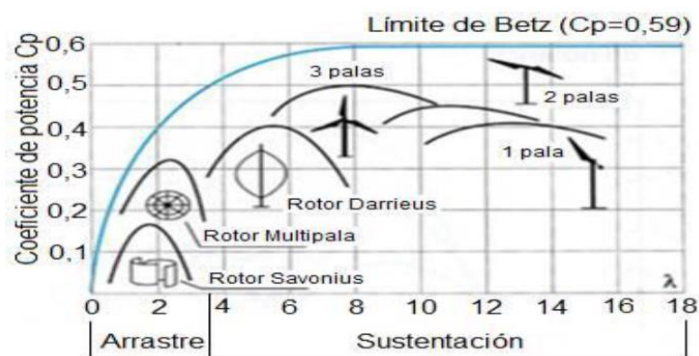


Figura 31. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor y del tipo de aerogenerador.

Se conseguirá también el porcentaje de energía aprovechada por el aerogenerador. Que será la relación entre la producción total anual del aerogenerador respecto a la producción total anual del Límite de Betz.

Con el factor de uso y la producción anual se puede discernir cual es el aerogenerador óptimo en cuanto a la parte técnica. En la Tabla 2 se aporta el resumen de los valores que se obtienen tras el análisis técnico del aerogenerador V136 (3,45 MW) de Vestas.

Falta la valoración económica necesaria para testificar que el aerogenerador óptimo obtenido en el análisis técnico sea también el óptimo económicamente.

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
V136 (3,45 MW)	3,45	12,20	40,36%	3536	43,28%

Tabla 2. Resumen valores análisis técnico aerogenerador V136 (3,45 MW).

4.5 Análisis económico

El aerogenerador que se va a estudiar debe de contemplarse una vida útil de 25 años. Se tiene que calcular el flujo de caja de los próximos veinticinco años. En cuanto a los gastos hay que contemplar el mantenimiento de los aerogeneradores que suele suponer alrededor de un 1% de la inversión. Para los ingresos, se considera a tener en cuenta la producción anual y en base a un precio de la electricidad. Que en este caso no se ha tomado el de 2020, ya que no es representativo por la crisis del Covid-19. Se ha escogido el precio medio del año 2019 por un valor de 47,71 €/MW·h del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE, 2020).

A la hora de calcular el valor actual neto (VAN), se tiene en cuenta el flujo neto de caja. Se obtendrá este indicador económico Figura 32 para alcanzar los beneficios a lo largo de los veinticinco años descontando el coste de oportunidad a partir de la siguiente expresión:

$$VAN = \sum \frac{F_i}{(1 + C)^i}$$

Figura 32. Fórmula para obtener el Valor Actual Neto (VAN).

Con lo que:

- F_i : Es el resultado del ejercicio de un año.
- C : El coste de oportunidad.

En cuanto a la obtención de la tasa interna de retorno (TIR) que es el coste de oportunidad a partir del cual la inversión deja de ser rentable, se tendrá que cumplir cuando el valor del VAN es cero.

Y por último, un indicador económico importante es el PayBack el cual representa el tiempo en años o ejercicios necesarios que se necesitan para recuperar la inversión inicial. Tanto el PayBack como el TIR van a ser dos de los indicadores cruciales para determinar la viabilidad económica del proyecto.

5. Caracterización del recurso eólico

5.1 Rosa de vientos

A la hora de saber si una zona es óptima o no para poder proceder a la implantación de un parque eólico, es conocer si el recurso eólico es admisible. Es por eso por lo que se hace uso del aplicativo Global Wind Atlas y se debe de situar en una zona donde se desea conocer el recurso eólico. En él se obtendrá los parámetros de Weibull A de escala (m/s) y los parámetros de Weibull K de forma (adimensional), el coeficiente de rugosidad del terreno y la frecuencia para cada dirección cada 30º sexagesimales a 100 metros de altura Tabla 3 (GWA, 2020).

PERFIL DE VELOCIDADES DEL VIENTO													
	0º	30º	60º	90º	120º	150º	180º	210º	240º	270º	300º	330º	
0,100	4,410	7,580	5,770	4,060	3,840	6,980	9,750	15,400	6,780	3,670	7,650	24,110	Media Ponderada
A-100	4,780	5,780	4,300	3,160	2,890	3,630	5,000	5,940	4,160	3,840	9,090	14,810	7,481
K-100	1,525	1,725	1,475	1,924	2,107	2,287	2,443	1,869	1,572	1,525	1,330	2,361	1,961

Tabla 3. Perfil velocidades viento para una altura de 100m

Se procede a representar los valores más representativos como son la velocidad, la potencia y la frecuencia mediante los gráficos conocidos como rosa de vientos.

Se puede apreciar en las Figuras 33, 34 y 35 relativas a la rosa de vientos para la velocidad, potencia y frecuencia del viento. Según se observa en estos gráficos se puede afirmar que los aerogeneradores deberán estar orientados entre el NW-NNW.

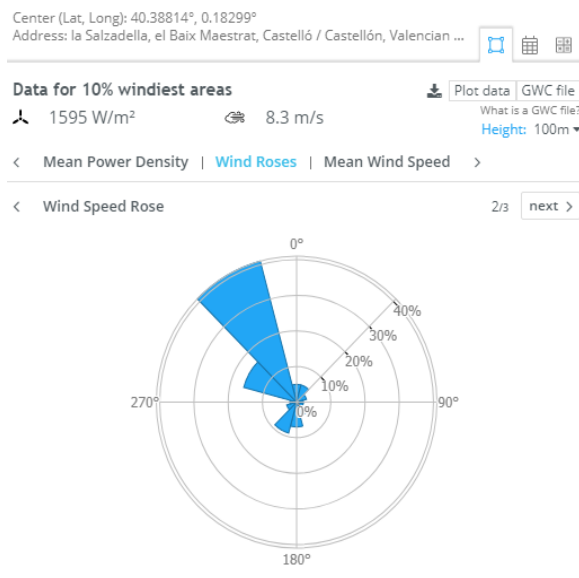


Figura 33. Rosa de vientos para la velocidad.

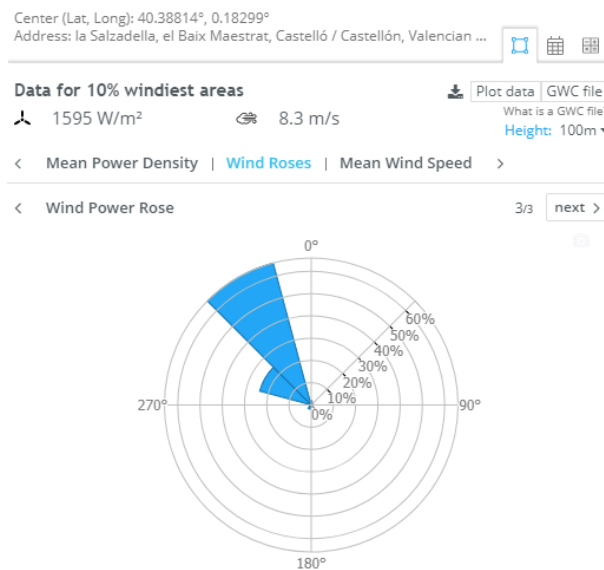


Figura 34. Rosa de vientos para la potencia.

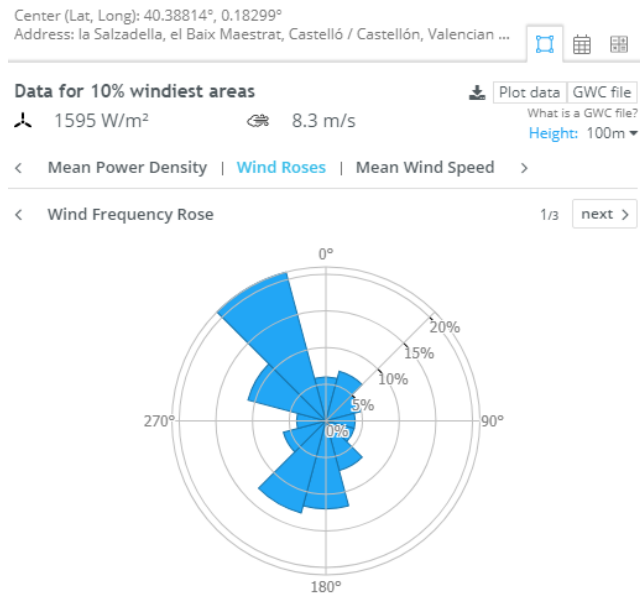


Figura 35. Rosa de vientos para la frecuencia.

5.2 Distribución estadística de vientos

Para la distribución estadística de vientos se hace uso de la distribución de Weibull. Con la ley de densidad de probabilidad de Weibull se obtiene una aproximación racional del comportamiento del viento a lo largo del año.

Se tiene que corregir las velocidades, ya que la altura a la que se ha obtenido la velocidad mediante el aplicativo, es una altura de referencia y no es la misma a la que se sitúa el aerogenerador. Se utiliza la siguiente fórmula Figura 36 que estudia la variación de la altura de la velocidad del viento a largo plazo donde las variables son:

$$\frac{v'}{v} = \left(\frac{z'}{z}\right)^\alpha$$

Figura 36. Fórmula variación de la altura de la velocidad del viento a largo plazo.

- v' : Velocidad a la altura z' .
- v : Velocidad a la altura z .
- α : Coeficiente que depende de la longitud de rugosidad (z_0) del terreno.
- z' : Altura del buje.
- z : Altura de medición de velocidades.

La rugosidad del terreno es de 0,100. Con lo que para valores de $z_0 \leq 0,100\text{m}$ hay una expresión aproximada que establece que el valor de alfa Figura 37 es:

$$\alpha = 0.24 + 0.04 \ln z_0 + 0.003 (\ln z_0)^2$$

Figura 37. Fórmula para obtener alfa cuando $z_0 \leq 0.100\text{m}$

Hay que corregir las velocidades y el factor de escala (A). El factor de forma (k) no es necesario recalcularlo porque produce cambios ínfimos. Se calculará el factor de escala corregido mediante la siguiente fórmula de la Figura 38:

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \tau \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

Figura 38. Fórmula para calcular el factor de escala corregido.

- k: Factor de forma de la distribución de Weibull.
- τ : Función Gamma.
- $\{v\}$: Velocidad media a distintas alturas.
- c: Factor de escala de la distribución Weibull.

Para obtener la función Gamma se lleva a cabo con la siguiente fórmula de la Figura 39:

$$\tau = \ln \tau \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

Figura 39. Fórmula para obtener la función Gamma.

Se adquiere el valor del factor escala corregido una vez obtenido la función Gamma de la Figura 39. A continuación, se refleja una Tabla 4 representativa con los valores anteriormente nombrados.

DATOS DE CÁLCULO	
Elevación (m)	647
H buje (m)	149
H final (m)	796
A (m/s)	7,481
K	1,961
T	15
Densidad de referencia (kg/m ³)	1,225
Densidad (kg/m ³)	1,115
Rugosidad (m)	0,100
Velocidad Media (m/s)	7,500
Velocidad Media de referencia (m/s)	7,933
Horas del Año	8760
A corregido (A*)	7,913
Gamma	0,910
Factor de corrección de velocidades	1,058

Tabla 4. Datos de cálculo de la distribución estadística de vientos.

Con la altura del buje del aerogenerador y los valores corregidos en función de dicha altura, se puede calcular la distribución de velocidades del viento Figura 40.



Figura 40. Curva de Probabilidad del viento.

Por último, se representa la variabilidad de la velocidad del viento por: horas, meses, por comparativa mesesVS horas (radar plot) y por comparativa mesesVS horas (cross table) en las Figuras 41, 42, 43 y 44.

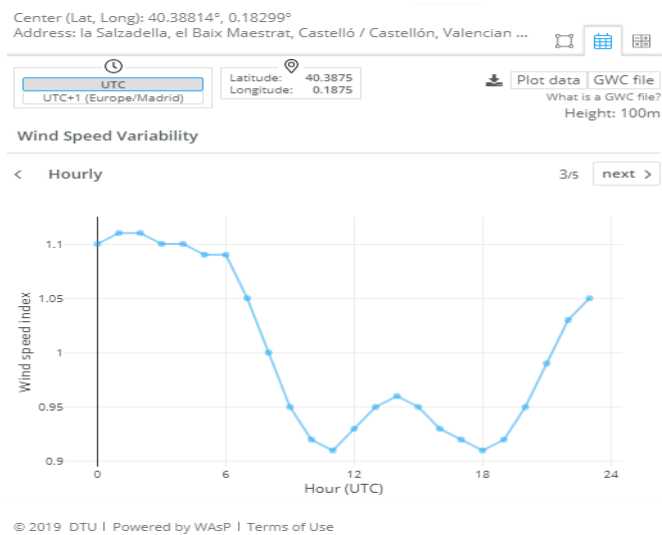


Figura 41. Variabilidad velocidad viento por horas.

El valor del *wind speed index* de dichos gráficos de las figuras 41, 42, 43 y 44 representa el valor de la velocidad relativa del viento en comparación con el valor a largo plazo. Dicho índice de velocidad del viento no refleja las variaciones más fuertes de la energía eólica en el lugar, pero se puede utilizar para comparar y mostrar la variación de las condiciones del viento dentro de la región considerada.

Para tener información comparable para la evaluación de las condiciones de viento utilizables, siempre se relaciona con la misma altura sobre el nivel del mar.

Se puede observar en la Figura 41 que las horas con un mayor índice de velocidad del viento se corresponden con las horas nocturnas.

En la Figura 42 se puede apreciar como los meses de invierno y otoño son los que mayor índice de velocidad del viento poseen.

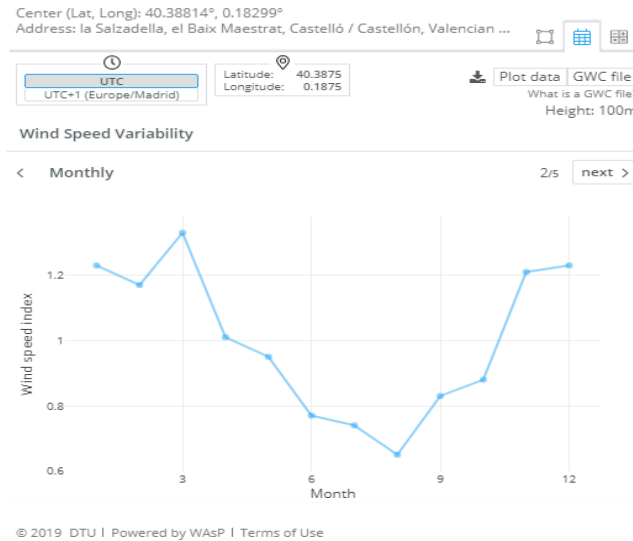


Figura 42. Variabilidad velocidad viento por meses.

En las Figuras 43 y 44 se representa la relación entre las horas y los meses con el índice de velocidad del viento en forma de radar plot y cross table, respectivamente. Se puede constatar, como las horas nocturnas y las primeras horas de la mañana son cuando mayor valor posee dicho índice. Así como señalar, que los meses que se da con mayor frecuencia dicho fenómeno son los de invierno y otoño como ya se ha comentado anteriormente.

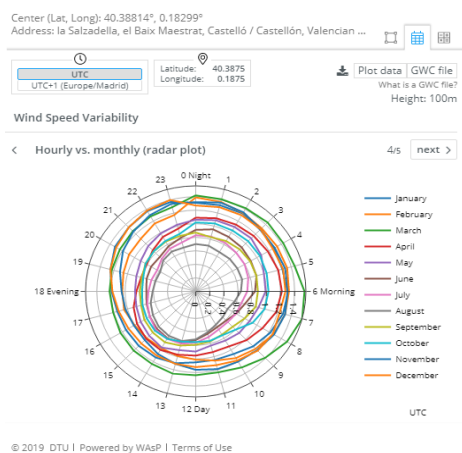


Figura 43. Variabilidad velocidad viento por comparativa mesesVShoras (radar plot).

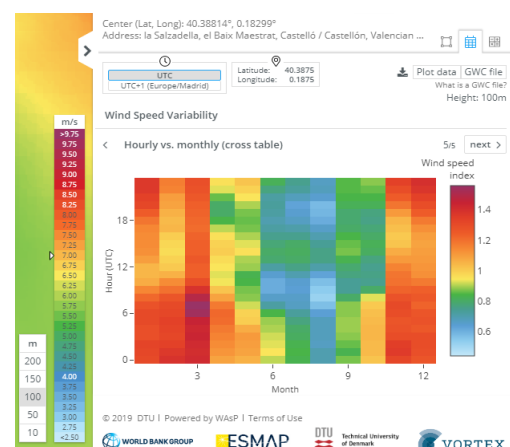


Figura 44. Variabilidad velocidad viento por comparativa mesesVShoras (cross table).

6. Análisis técnico y comparativa de los aerogeneradores

6.1 Clase de aerogenerador

Se debe conocer el tipo de clase de aerogenerador para poder seleccionar correctamente los modelos comerciales de aerogeneradores según la Figura 45.



Clasificación de aerogeneradores atendiendo a su seguridad por diseño (IEC 61400-1)

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

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

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

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

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

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

Figura 45. Clasificación de aerogeneradores atendiendo a su seguridad por diseño.

La velocidad media anual en la zona estudiada está rondando los 8 m/s para las alturas de buje de los aerogeneradores de unos 100 metros. Con lo que, haciendo uso de lo que dice la norma de dividir la velocidad entre 0,2 pues se obtiene el valor de velocidad de referencia de 40 m/s. Es por esto, que la clase de aerogenerador que debe de ser elegida para el parque eólico será de clase II.

6.2 Comparativa de modelos comerciales de aerogeneradores para el parque eólico.

En este apartado, se aborda el análisis técnico de los aerogeneradores candidatos para el dimensionado del parque eólico. Se seleccionan tres modelos de aerogeneradores de cada uno de los dos fabricantes. Estos fabricantes son: Enercon (Alemania) y Vestas (Dinamarca). Se han obtenido los datos de rendimiento de cada aerogenerador correspondiente a las curvas de potencia en la página web de wind-turbine-models.com (Wind Turbine Models, 2015).

Se empieza con dicha comparativa con la empresa Enercon que se estudiarán los aerogeneradores E-101 (3,05 MW), E-115 (3,00 MW) y E-126 (4,20 MW) (ENERCON, 2015).

6.2.1 Aerogenerador E-101 (3,05 MW)

El aerogenerador E-101 (3,05 MW) es según la Figura 46:



Figura 46. Aerogenerador E-101 (3,05 MW).

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes según la Figura 47.

Technical specifications E-101	
Rated power:	3,050 kW
Rotor diameter:	101 m
Hub height in meter:	99 / 124 / 135 / 149
Wind zone (DIBt):	WZ III
Wind class (IEC):	IEC/EN IIA
WEC concept:	Gearless, variable speed, single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	8,012 m ²
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 4 - 14.5 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply

Figura 47. Especificaciones técnicas aerogenerador E-101 (3,05 MW).

Se puede observar que el diámetro del rotor es de 101 m y la altura de buje de 149 m. Aquí abajo está la Figura 48 donde se representa la curva de potencia y el coeficiente de potencia para este aerogenerador.

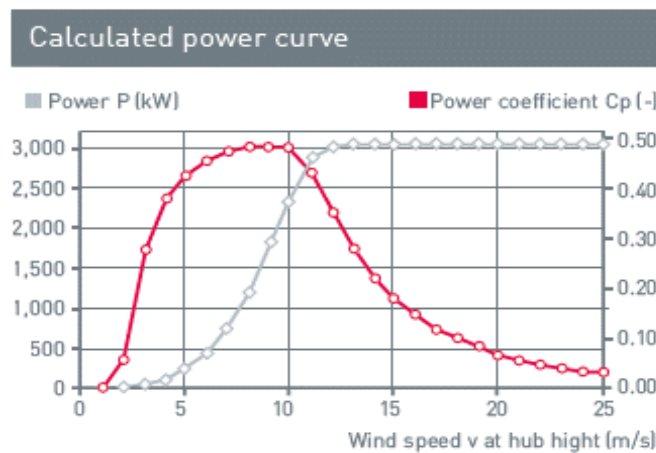


Figura 48. Curva de potencia y coeficiente de potencia de E-101 (3,05 MW).

Se ha procedido a recalcular la potencia y las curvas de potencia del aerogenerador multiplicando por el coeficiente corrector gamma según la Figura 39 ya comentada. Se ha pasado de una potencia nominal de 3,05 MW a 2,78 MW al aplicarse el coeficiente corrector gamma de 0,91.

DATOS INICIALES		DATOS CORREGIDOS	
E-101 (3,05 MW)		E-101 (3,05 MW)	
Potencia (MW)	3,05	Potencia (MW)	2,78
Altura de buje (m)	149	Altura de buje (m)	149
Diámetro Rotor (m)	101	Diámetro Rotor (m)	101
		Gamma	0,91

Potencia (KW)		Potencia corregida [Po] (KW)	
Velocidad viento (m/s)	E-101 (3,05 MW)	Velocidad viento (m/s)	E-101 (3,05 MW)
0	0	0	0
1	0	1	0
2	3	2	2,73
3	37	3	33,67
4	118	4	107,38
5	258	5	234,78
6	479	6	435,89
7	790	7	718,90
8	1200	8	1092,00
9	1710	9	1556,10
10	2340	10	2129,40
11	2867	11	2608,97
12	3034	12	2760,94
13	3050	13	2775,50
14	3050	14	2775,50
15	3050	15	2775,50
16	3050	16	2775,50
17	3050	17	2775,50
18	3050	18	2775,50
19	3050	19	2775,50
20	3050	20	2775,50
21	3050	21	2775,50
22	3050	22	2775,50
23	3050	23	2775,50
24	3050	24	2775,50
25	3050	25	2775,50

Tabla 5. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del E-101 (3,05 MW).

La siguiente Figura 49 corresponde con la curva de potencia corregida habiéndose aplicado ese coeficiente gamma.

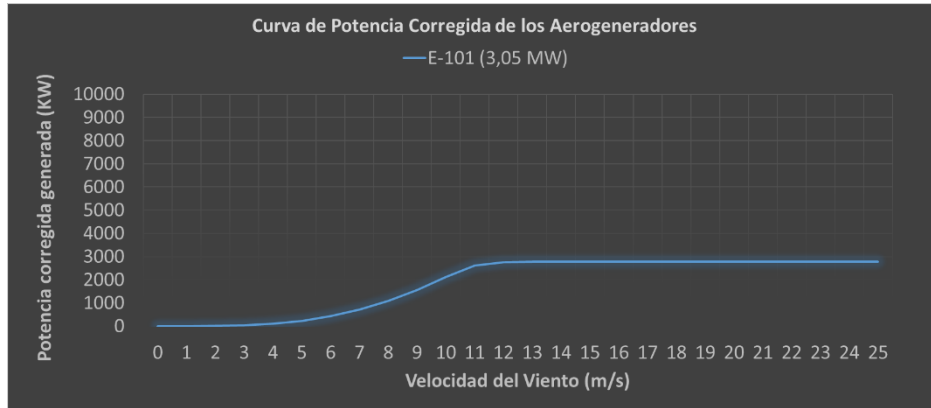


Figura 49. Curva de potencia corregida del aerogenerador E-101 (3,05 MW).

En cuanto a la siguiente Tabla 6 que se refiere a la producción del aerogenerador, esta se ha calculado la producción mediante el producto de los valores de potencia corregida y las horas al año que se dan para cada valor de velocidad de viento.

Velocidad viento (m/s)	E-101 (3,05 MW)	
	Producción (kWh)	Horas al año
0	0,00	38,87
1	0,00	290,66
2	1471,34	538,95
3	24698,67	733,55
4	92781,34	864,05
5	217747,85	927,45
6	404670,48	928,38
7	630783,28	877,43
8	861409,26	788,84
9	1054847,85	677,88
10	1189634,60	558,67
11	1154812,89	442,63
12	932496,10	337,75
13	689825,07	248,54
14	490092,86	176,58
15	336456,17	121,22
16	223356,88	80,47
17	143465,81	51,69
18	89205,68	32,14
19	53717,55	19,35
20	31338,52	11,29
21	17718,11	6,38
22	9710,78	3,50
23	5160,55	1,86
24	2659,73	0,96
25	1329,73	0,48

Tabla 6. Valores de producción según velocidad viento del E-101 (3,05 MW).

La siguiente Figura 50 versa acerca de la curva que describe la producción del aerogenerador E-101 (3,05 MW). Se puede observar que los valores más altos se alcanzan con las velocidades comprendidas entre 9 y 12 m/s.

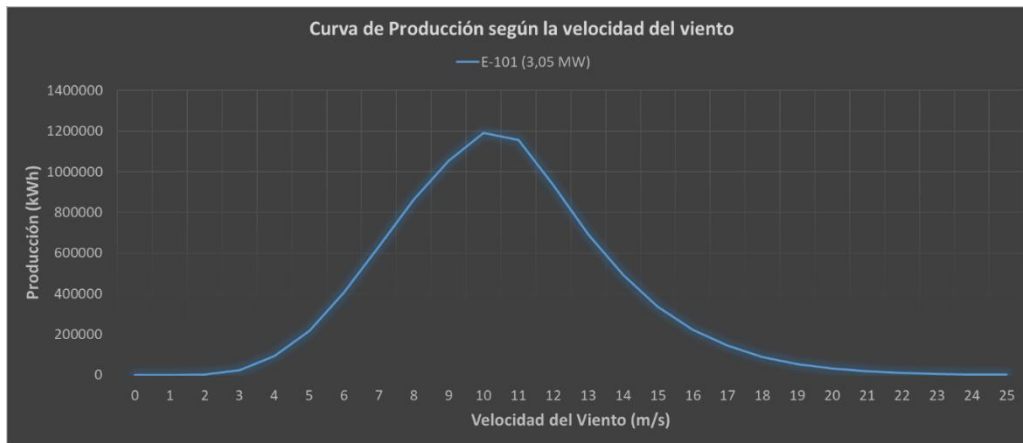


Figura 50. Curva de producción del aerogenerador E-101 (3,05 MW).

En la siguiente Tabla 7 se recogen los valores de producción del aerogenerador y los de potencia corregida y producción del viento y Límite de Betz para realizar una comparativa.

E-101 (3,05 MW)						
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año	Potencia corregida viento	Potencia Límite de Betz corregida	Producción Viento	Producción Límite de Betz
0	0,00	38,87	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	290,66	4,47	2,63	1297,96	765,79
2	1471,34	538,95	35,72	21,08	19253,93	11359,82
3	24698,67	733,55	120,57	71,14	88445,20	52182,67
4	92781,34	864,05	285,80	168,62	246943,33	145696,57
5	217747,85	927,45	558,20	329,34	517705,66	305446,34
6	404670,48	928,38	964,57	569,10	895485,34	528336,35
7	630783,28	877,43	1531,70	903,70	1343958,70	792935,63
8	861409,26	788,84	2286,39	1348,97	1803586,49	1064116,03
9	1054847,85	677,88	3255,42	1920,70	2206784,69	1302002,97
10	1189634,60	558,67	4465,60	2634,71	2494804,12	1471934,43
11	1154812,89	442,63	5943,72	3506,79	2630877,98	1552218,01
12	932496,10	337,75	7716,56	4552,77	2606237,00	1537679,83
13	689825,07	248,54	9810,93	5788,45	2438416,63	1438665,81
14	490092,86	176,58	12253,61	7229,63	2163721,52	1276595,70
15	336456,17	121,22	15071,41	8892,13	1827010,96	1077936,47
16	223356,88	80,47	18291,11	10791,75	1471967,34	868460,73
17	143465,81	51,69	21939,51	12944,31	1134054,89	669092,38
18	89205,68	32,14	26043,40	15365,60	837045,18	493856,66
19	53717,55	19,35	30629,57	18071,45	592810,51	349758,20
20	31338,52	11,29	35724,82	21077,65	403373,50	237990,36
21	17718,11	6,38	41355,95	24400,01	264006,28	155763,71
22	9710,78	3,50	47549,74	28054,35	166364,71	98155,18
23	5160,55	1,86	54332,99	32056,47	101022,52	59603,28
24	2659,73	0,96	61732,50	36422,17	59157,49	34902,92
25	1329,73	0,48	69775,05	41167,28	33428,93	19723,07

Tabla 7. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador E-101 (3,05 MW).

Se puede observar que tanto la potencia corregida como la producción del viento es superior a la del propio aerogenerador y que queda entremedias el Límite de Betz. Esto es porque del cien por cien de energía del viento sólo podrá ser aprovechada como máximo un 59% según establece la teoría del Límite de Betz y el porcentaje del aerogenerador está en 55,70% de energía aprovechada.

Aquí abajo se puede apreciar en la Figura 51 la comparativa de potencias corregidas del viento, Límite de Betz y del aerogenerador E-101 (3,05 MW), así como sus producciones en la Figura 52.

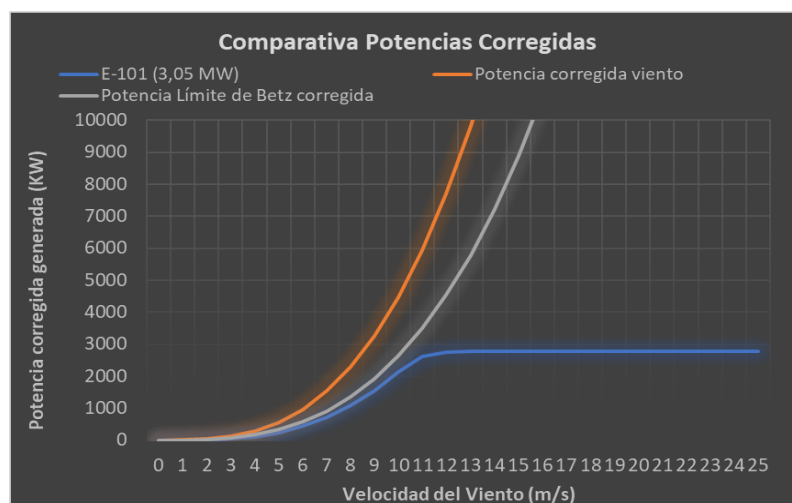


Figura 51. Comparativa de curvas de potencias corregidas del E-101 (3,05 MW), viento y Límite de Betz.

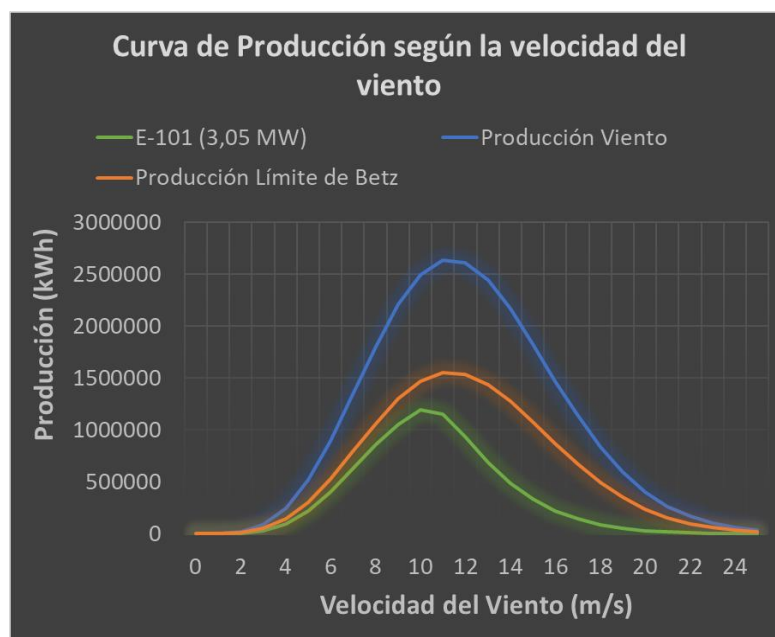


Figura 52. Comparativa de curvas de producción del E-101 (3,05 MW), viento y Límite de Betz.

En la siguiente Tabla 8 queda recogido a modo de resumen la potencia nominal del aerogenerador Enercon modelo E-101 (3,05 MW), la producción anual en GW·h, el factor de uso, el número de horas equivalentes y el porcentaje de energía aprovechada por el propio aerogenerador.

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
E-101 (3,05 MW)	3,05	8,66	32,41%	2839	55,70%

Tabla 8. Resumen análisis técnico para el aerogenerador E-101 (3,05 MW).

6.2.2 Aerogenerador E-115 (3,00 MW)

El aerogenerador E-115 (3,00 MW) es según la Figura 53:



Figura 53. Aerogenerador E-115 (3,00 MW).

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes según la Figura 54.

Technical specifications E-115	
Rated power:	3,000 kW
Rotor diameter:	115.7 m
Hub height in meter:	92 / 122 / 135 / 149
Wind zone (DIBt):	WZ III
Wind class (IEC):	IEC/EN IIA
WEC concept:	Gearless, variable speed, single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	10,515.5 m ²
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 4 - 12.8 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one inde- pendent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply

Figura 54. Especificaciones técnicas aerogenerador E-115 (3,00 MW).

En lo referente al diámetro del rotor es de 115,70 m y la altura de buje de 149m.

Se muestra la curva de potencia y el coeficiente de potencia en la siguiente Figura 55.

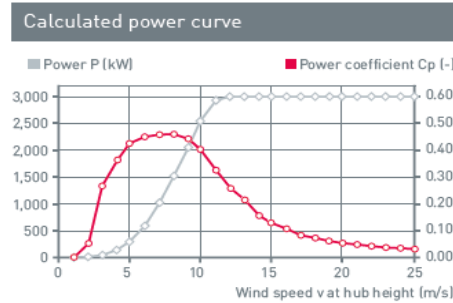


Figura 55. Curva de potencia y coeficiente de potencia de E-115 (3,00 MW).

En el caso del aerogenerador E-115 se ha pasado de una potencia nominal de 3,00 MW a 2,73 MW al llevarse a cabo el coeficiente corrector gamma de 0,91.

DATOS INICIALES		DATOS CORREGIDOS	
E-115 (3,00 MW)		E-115 (3,00 MW)	
Potencia (MW)	3,00	Potencia (MW)	2,73
Altura de buje (m)	149	Altura de buje (m)	149
Diámetro Rotor (m)	115,70	Diámetro Rotor (m)	115,70
		Gamma	0,91

Potencia (KW)		Potencia corregida [Po] (KW)	
Velocidad viento (m/s)	E-115 (3,00 MW)	Velocidad viento (m/s)	E-115 (3,00 MW)
0	0	0	0
1	0	1	0
2	3	2	2,73
3	49	3	44,14
4	155	4	141,05
5	339	5	308,49
6	628	6	571,03
7	1036	7	942,31
8	1549	8	1409,59
9	2090	9	1901,90
10	2580	10	2347,80
11	2900	11	2639,00
12	3000	12	2730,00
13	3000	13	2730,00
14	3000	14	2730,00
15	3000	15	2730,00
16	3000	16	2730,00
17	3000	17	2730,00
18	3000	18	2730,00
19	3000	19	2730,00
20	3000	20	2730,00
21	3000	21	2730,00
22	3000	22	2730,00
23	3000	23	2730,00
24	3000	24	2730,00
25	3000	25	2730,00

Tabla 9. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del E-115 (3,00 MW).

Se puede ver en la siguiente Figura 56 como se describe la curva corregida del aerogenerador E-115 (3,00 MW).

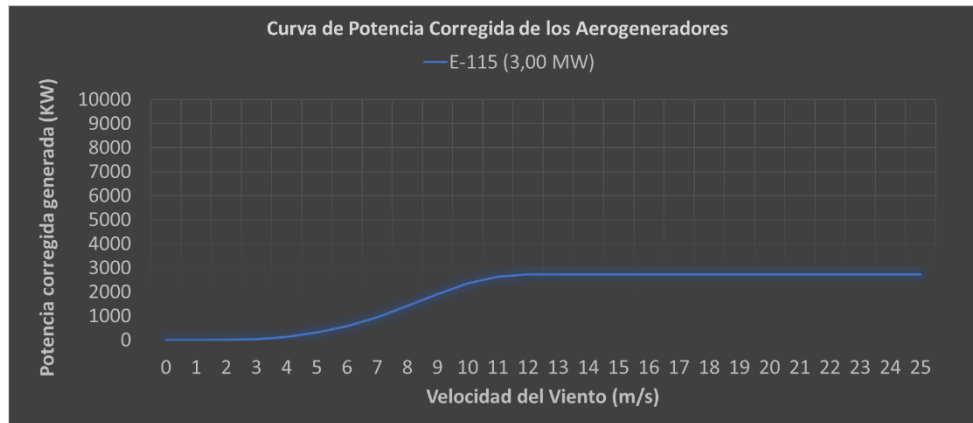


Figura 56. Curva de potencia corregida del aerogenerador E-115 (3,00 MW).

Para este aerogenerador se puede observar que las velocidades donde se alcanza mayor producción es entre 8 y 11 m/s. Dicho aerogenerador E-115 (3,00 MW) tiene una producción anual de 9,66 GW·h.

E-115 (3,00 MW)		
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año
0	0,00	38,87
1	0,00	290,66
2	1471,34	538,95
3	32375,28	733,55
4	121873,79	864,05
5	286110,55	927,45
6	530126,77	928,38
7	826805,17	877,43
8	1111935,79	788,84
9	1289258,48	677,88
10	1311648,41	558,67
11	1168105,12	442,63
12	922046,24	337,75
13	678516,46	248,54
14	482058,55	176,58
15	330940,49	121,22
16	219695,30	80,47
17	141113,92	51,69
18	87743,29	32,14
19	52836,94	19,35
20	30824,77	11,29
21	17427,65	6,38
22	9551,59	3,50
23	5075,95	1,86
24	2616,13	0,96
25	1307,93	0,48

Tabla 10. Valores de producción según velocidad viento del E-115 (3,00 MW).

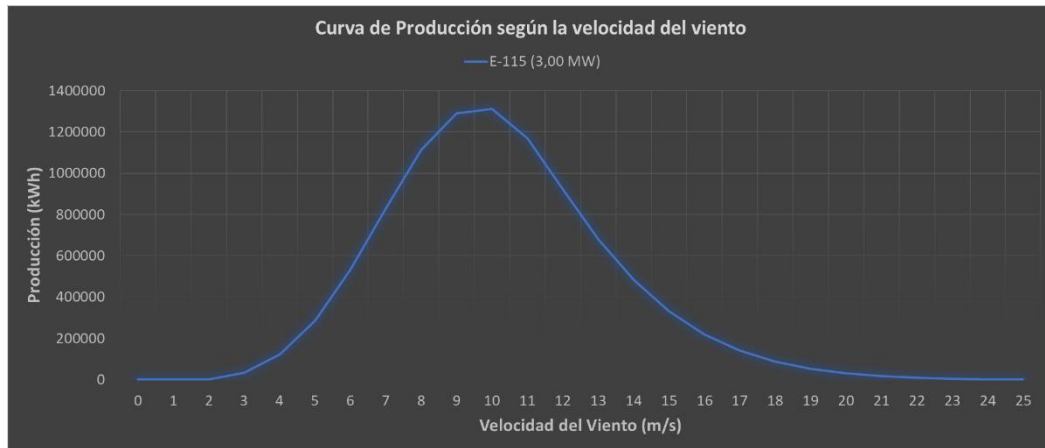


Figura 57. Curva de producción del aerogenerador E-115 (3,00 MW).

En la siguiente Tabla 11 se ofrecen los valores de producción del aerogenerador y los de potencia corregida y producción del viento y Límite de Betz del aerogenerador en cuestión.

E-115 (3,00 MW)						
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año	Potencia corregida viento	Potencia Límite de Betz corregida	Producción Viento	Producción Límite de Betz
0	0,00	38,87	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	290,66	5,86	3,46	1703,27	1004,93
2	1471,34	538,95	46,88	27,66	25266,40	14907,18
3	32375,28	733,55	158,22	93,35	116064,19	68477,87
4	121873,79	864,05	375,05	221,28	324056,90	191193,57
5	286110,55	927,45	732,51	432,18	679370,81	400828,78
6	530126,77	928,38	1265,78	746,81	1175120,63	693321,17
7	826805,17	877,43	2010,01	1185,91	1763639,81	1040547,49
8	1111935,79	788,84	3000,36	1770,22	2366796,64	1396410,02
9	1289258,48	677,88	4272,00	2520,48	2895902,48	1708582,46
10	1311648,41	558,67	5860,09	3457,45	3273862,40	1931578,82
11	1168105,12	442,63	7799,78	4601,87	3452428,37	2036932,74
12	922046,24	337,75	10126,23	5974,48	3420092,70	2017854,69
13	678516,46	248,54	12874,61	7596,02	3199866,66	1887921,33
14	482058,55	176,58	16080,08	9487,25	2839391,87	1675241,20
15	330940,49	121,22	19777,79	11668,90	2397535,92	1414546,19
16	219695,30	80,47	24002,92	14161,72	1931622,01	1139656,98
17	141113,92	51,69	28790,61	16986,46	1488188,84	878031,42
18	87743,29	32,14	34176,03	20163,86	1098431,22	648074,42
19	52836,94	19,35	40194,34	23714,66	777928,82	458978,01
20	30824,77	11,29	46880,70	27659,61	529335,88	312308,17
21	17427,65	6,38	54270,27	32019,46	346448,14	204404,40
22	9551,59	3,50	62398,21	36814,94	218315,80	128806,32
23	5075,95	1,86	71299,68	42066,81	132569,05	78215,74
24	2616,13	0,96	81009,85	47795,81	77630,74	45802,14
25	1307,93	0,48	91563,86	54022,68	43867,85	25882,03

Tabla 11. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador E-115 (3,00 MW).

En la siguiente Figura 58 se representa una comparativa de potencias corregidas referentes a la del aerogenerador E-115 (3,00 MW), del viento y del Límite de Betz.

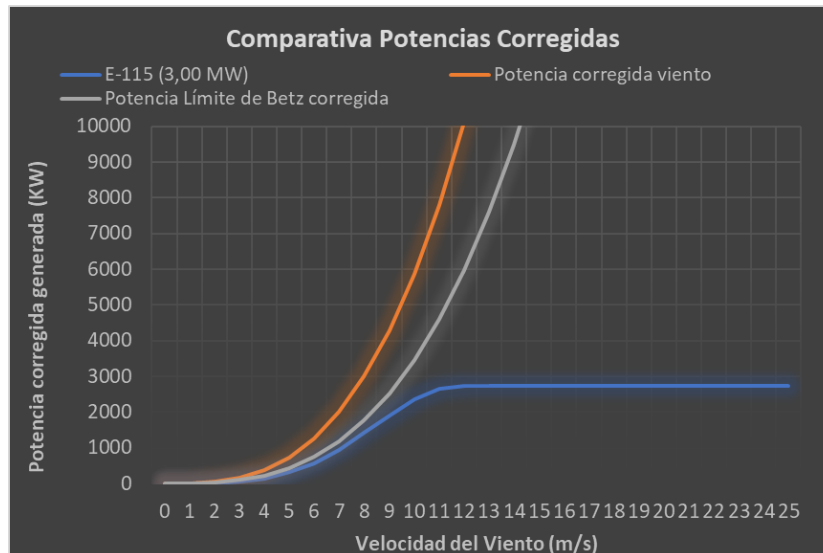


Figura 58. Comparativa de curvas de potencias corregidas del E-115 (3,00 MW), viento y Límite de Betz.

En la Figura 59 se muestra las producciones para dicho aerogenerador, del viento y del Límite de Betz.

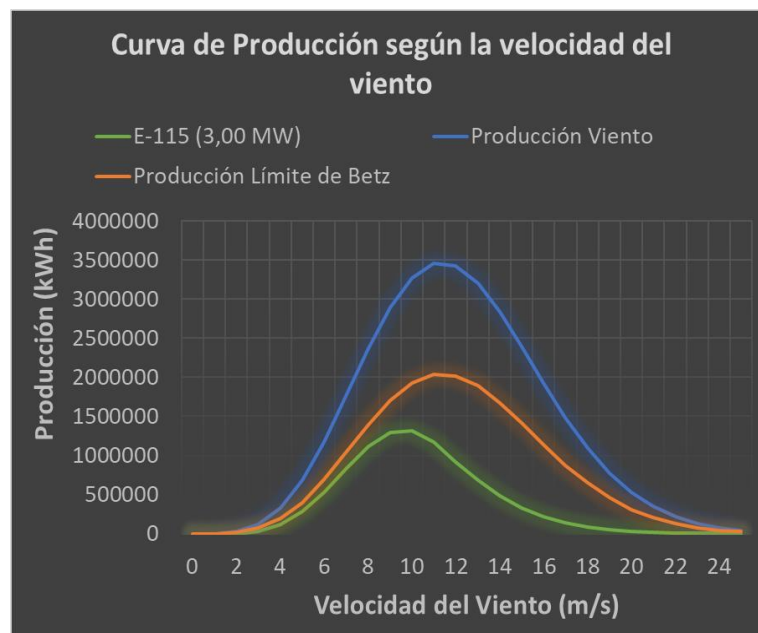


Figura 59. Comparativa de curvas de producción del E-115 (3,00 MW), viento y Límite de Betz.



En la Tabla 12 se puede ver que el aerogenerador Enercon E-115 tiene una potencia nominal de 3,00 MW, una producción anual de 9,66 GW·h, un factor de uso de 36,76%, unas 3.220 como número de horas equivalentes de funcionamiento del aerogenerador durante el año y un 47,36% de energía aprovechada del aerogenerador respecto de la energía que ofrece el viento.

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
E-115 (3,00 MW)	3,00	9,66	36,76%	3220	47,36%

Tabla 12. Resumen análisis técnico para el aerogenerador E-115 (3,00 MW).

6.2.3 Aerogenerador E-126 (4,20 MW)

El aerogenerador E-126 (4,20MW) es según la Figura 60:



Figura 60. Aerogenerador E-126 (4,20MW).

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes según la Figura 61.

Technical specifications E-126 EP4	
Rated power:	4,200 kW
Rotor diameter:	127 m
Hub height in meter:	135
Wind zone (DIBt):	WZ III
Wind class (IEC):	IEC/EN IIA
WEC concept:	Gearless, variable speed, single blade adjustment
Rotor	
Type:	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction:	Clockwise
No. of blades:	3
Swept area:	12,668 m ²
Blade material:	GRP (epoxy resin); Built-in lightning protection
Rotational speed:	Variable, 3 - 11.6 rpm
Pitch control:	ENERCON single blade pitch system; one independent pitch system per rotor blade with allocated emergency supply

Figura 61. Especificaciones técnicas aerogenerador E-126 (4,20MW)

Según se recoge de la Figura 61 el diámetro del rotor es de 127 m y la altura de buje de 135 m. En la siguiente Figura 62 se puede observar la curva de potencia y el coeficiente de potencia para el E-126 (4,20 MW)

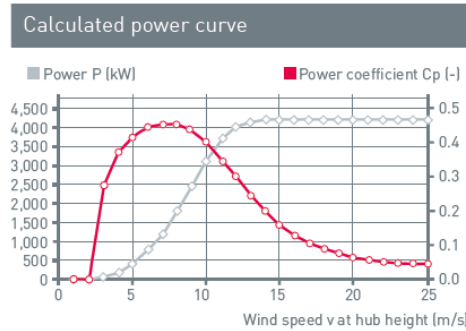


Figura 62. Curva de potencia y coeficiente de potencia de E-126 (4,20MW).

Para el aerogenerador E-126 se ha pasado de una potencia nominal de 4,20 MW a 3,83 MW al llevarse a cabo el coeficiente corrector gamma de 0,91.

DATOS INICIALES		DATOS CORREGIDOS	
E-126 (4,20 MW)		E-126 (4,20 MW)	
Potencia (MW)	4,20	Potencia (MW)	3,83
Altura de buje (m)	135	Altura de buje (m)	135
Diámetro Rotor (m)	127	Diámetro Rotor (m)	127
		Gamma	0,91

Potencia (KW)		Potencia corregida [Po] (KW)	
Velocidad viento (m/s)	E-126 (4,20 MW)	Velocidad viento (m/s)	E-126 (4,20 MW)
0	0	0	0
1	0	1	0
2	0	2	0
3	58	3	52,84
4	185	4	168,54
5	400	5	364,40
6	745	6	678,70
7	1200	7	1093,20
8	1790	8	1630,69
9	2450	9	2231,95
10	3120	10	2842,32
11	3660	11	3334,26
12	4000	12	3644,00
13	4150	13	3780,65
14	4200	14	3826,20
15	4200	15	3826,20
16	4200	16	3826,20
17	4200	17	3826,20
18	4200	18	3826,20
19	4200	19	3826,20
20	4200	20	3826,20
21	4200	21	3826,20
22	4200	22	3826,20
23	4200	23	3826,20
24	4200	24	3826,20
25	4200	25	3826,20

Tabla 13. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del E-126 (4,20MW)

En la siguiente gráfica de la Figura 63 se puede apreciar la curva corregida del molino de viento E-126 (4,20 MW).

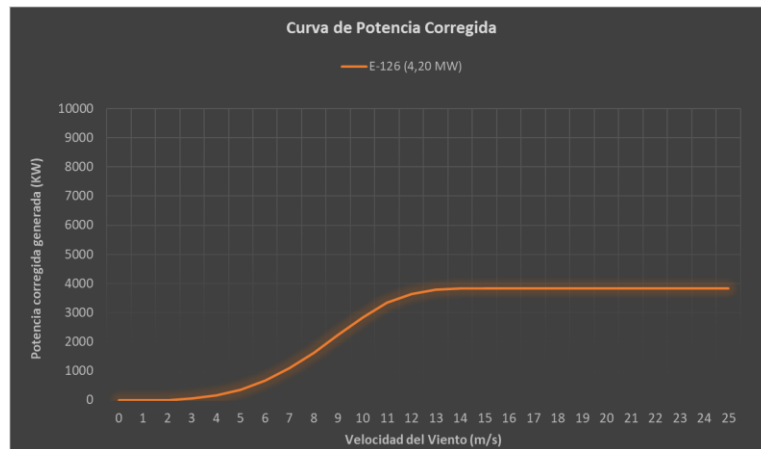


Figura 63. Curva de potencia corregida del aerogenerador E-126 (4,20MW).

En dicho aerogenerador se puede ver que las velocidades donde se alcanza mayor producción se encuentran comprendidas entre 8 y 11 m/s. Dicho aerogenerador E-126 (4,20 MW) tiene una producción anual de 11,80 GW·h.

Velocidad viento (m/s)	E-126 (4,20 MW)	
	Producción (kWh)	Horas al año
0	0,00	39,92
1	0,00	298,34
2	0,00	552,45
3	39643,14	750,28
4	148490,37	881,07
5	343289,62	942,07
6	637014,66	938,59
7	964421,18	882,20
8	1285185,38	788,12
9	1500876,30	672,45
10	1562745,64	549,81
11	1439804,42	431,82
12	1189283,46	326,37
13	898650,32	237,70
14	638992,96	167,00
15	433478,04	113,29
16	284129,25	74,26
17	180053,25	47,06
18	110367,12	28,85
19	65466,27	17,11
20	37591,90	9,82
21	20902,99	5,46
22	11258,54	2,94
23	5875,20	1,54
24	2971,16	0,78
25	1456,39	0,38

Tabla 14. Valores de producción según velocidad viento del E-126 (4,20MW)

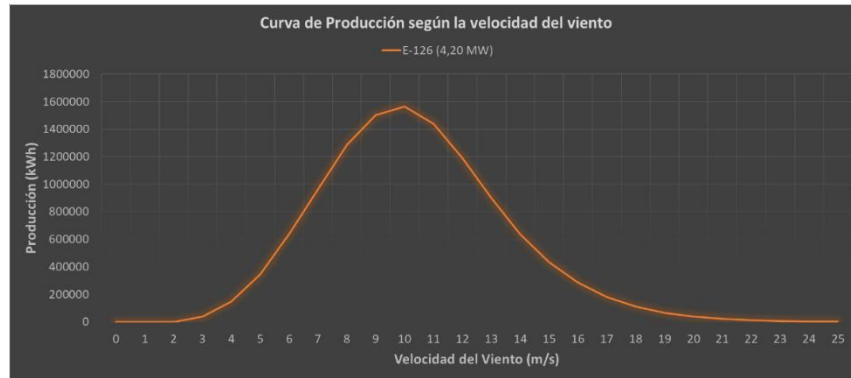


Figura 64. Curva de producción del aerogenerador E-126 (4,20MW).

En lo que se refiere a la Tabla 15 se exponen los valores de producción del aerogenerador y los de potencia corregida y producción del viento y Límite de Betz del aerogenerador E-126 (4,20 MW).

E-126 (4,20 MW)						
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año	Potencia corregida viento	Potencia Límite de Betz corregida	Producción Viento	Producción Límite de Betz
0	0,00	39,92	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	298,34	7,07	4,17	2108,78	1244,18
2	0,00	552,45	56,55	33,36	31239,73	18431,44
3	39643,14	750,28	190,85	112,60	143188,20	84481,04
4	148490,37	881,07	452,38	266,90	398574,90	235159,19
5	343289,62	942,07	883,55	521,30	832365,58	491095,69
6	637014,66	938,59	1526,78	900,80	1433013,63	845478,04
7	964421,18	882,20	2424,46	1430,43	2138863,31	1261929,35
8	1285185,38	788,12	3619,03	2135,23	2852240,37	1682821,82
9	1500876,30	672,45	5152,87	3040,19	3465052,03	2044380,70
10	1562745,64	549,81	7068,41	4170,36	3886307,11	2292921,20
11	1439804,42	431,82	9408,06	5550,75	4062598,36	2396933,03
12	1189283,46	326,37	12214,21	7206,39	3986323,53	2351930,88
13	898650,32	237,70	15529,30	9162,29	3691272,53	2177850,79
14	638992,96	167,00	19395,72	11443,47	3239174,21	1911112,78
15	433478,04	113,29	23855,89	14074,97	2702682,35	1594582,59
16	284129,25	74,26	28952,21	17081,80	2149958,24	1268475,36
17	180053,25	47,06	34727,10	20488,99	1634187,42	964170,58
18	110367,12	28,85	41222,97	24321,55	1189080,80	701557,67
19	65466,27	17,11	48482,23	28604,52	829530,83	489423,19
20	37591,90	9,82	56547,29	33362,90	555569,48	327785,99
21	20902,99	5,46	65460,55	38621,73	357618,95	210995,18
22	11258,54	2,94	75264,44	44406,02	221464,56	130664,09
23	5875,20	1,54	86001,36	50740,80	132056,59	77913,39
24	2971,16	0,78	97713,71	57651,09	75877,54	44767,75
25	1456,39	0,38	110443,92	65161,91	42038,84	24802,91

Tabla 15. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador E-126 (4,20MW)

A continuación, en la Figura 65 se ofrece una comparativa de potencias corregidas que corresponden con el aerogenerador E-126 (4,20 MW), el viento y el Límite de Betz.

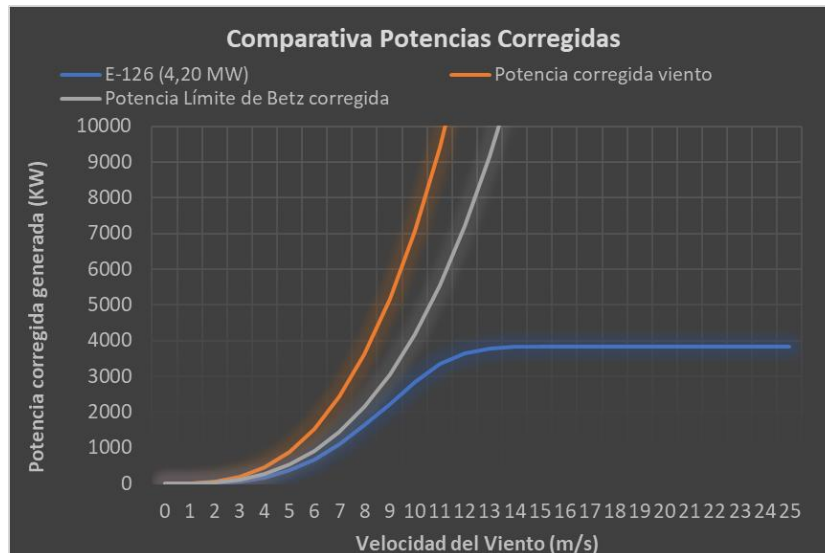


Figura 65. Comparativa de curvas de potencias corregidas del E-126 (4,20MW), viento y Límite de Betz.

En la siguiente Figura 66 se observa las producciones referidas al aerogenerador, viento y Límite de Betz.

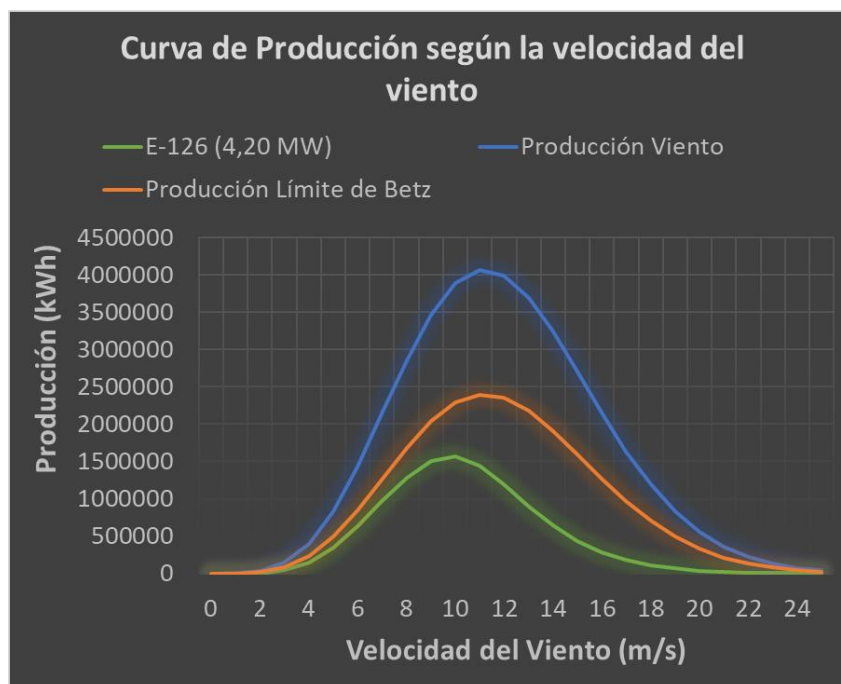


Figura 66. Comparativa de curvas de producción del E-126 (4,20MW), viento y Límite de Betz.



Para la Tabla 16 se puede observar que el aerogenerador Enercon E-126 tiene una potencia nominal de 4,20 MW, una producción anual de 11,80 GW·h, un factor de uso de 32,08%, unas 2810 como número de horas equivalentes de funcionamiento del aerogenerador durante el año y un 49,94 % de energía aprovechada del aerogenerador respecto de la energía que ofrece el viento.

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
E-126 (4,20 MW)	4,20	11,80	32,08%	2810	49,94%

Tabla 16. Resumen análisis técnico para el aerogenerador E-126 (4,20MW)

Y para terminar con dicha comparativa, queda por comparar los tres aerogeneradores de Vestas que serán los siguientes modelos: V126 (3,45 MW), V136 (3,45 MW) y V164 (8,00 MW) (VESTAS, 2015).

6.2.4 Aerogenerador V126 (3,45 MW)

El aerogenerador V126 (3,45 MW) es según la Figura 67:



Figura 67. Aerogenerador V126 (3,45 MW)

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes según la Figura 68.

Technical Specifications

OPERATIONAL DATA		GEARBOX	
Rated power	3,450 kW	Type	two planetary stages and one helical stage
Cut-in wind speed	3 m/s	TOWER	
Cut-out wind speed	22.5 m/s	Hub heights	87 m (IEC IIA/IIB), 117 m (IEC IIA/DiBtS/IIB), 137 m (IEC IIIA/DiBtS), 147 m (IEC IIIA), 149 m (DiBtS) and 166 m (DiBtS)
Re cut-in wind speed	20 m/s	NACELLE DIMENSIONS	
Wind class	IEC IIA/IEC IIB	Height for transport	3.4 m
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C	Height installed (incl. CoolerTop [®])	6.9 m
SOUND POWER		Length	12.8 m
(Noise modes dependent on site and country)		Width	4.2 m
ROTOR		HUB DIMENSIONS	
Rotor diameter	126 m	Max. transport height	3.8 m
Swept area	12,469 m ²	Max. transport width	3.8 m
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders	Max. transport length	5.5 m
ELECTRICAL		BLADE DIMENSIONS	
Frequency	50/60 Hz	Length	61.7 m
Converter	full scale	Max. chord	4 m
		Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

*subject to different temperature options

Figura 68. Especificaciones técnicas aerogenerador V126 (3,45 MW)

En este aerogenerador tiene 126 m como diámetro de rotor y 166 m como altura de buje. Una altura bastante más alta respecto a los demás aerogeneradores. En el caso de este molino de viento V126, se ha pasado de una potencia nominal de 3,45 MW a 3,13 MW al aplicarse el coeficiente corrector 0,91.

DATOS INICIALES		DATOS CORREGIDOS	
V126 (3,45 MW)		V126 (3,45 MW)	
Potencia (MW)	3,45	Potencia (MW)	3,13
Altura de buje (m)	166	Altura de buje (m)	166
Diámetro Rotor (m)	126	Diámetro Rotor (m)	126
		Gamma	0,91

Potencia (KW)		Potencia corregida [Po] (KW)	
Velocidad viento (m/s)	V126 (3,45 MW)	Velocidad viento (m/s)	V126 (3,45 MW)
0	0	0	0
1	0	1	0
2	0	2	0
3	35	3	31,78
4	184	4	167,07
5	404	5	366,83
6	725	6	658,30
7	1172	7	1064,18
8	1760	8	1598,08
9	2482	9	2253,66
10	3187	10	2893,80
11	3433	11	3117,16
12	3450	12	3132,60
13	3450	13	3132,60
14	3450	14	3132,60
15	3450	15	3132,60
16	3450	16	3132,60
17	3450	17	3132,60
18	3450	18	3132,60
19	3450	19	3132,60
20	3450	20	3132,60
21	3450	21	3132,60
22	3450	22	3132,60
23	3450	23	3132,60
24	3450	24	3132,60
25	3450	25	3132,60

Tabla 17. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del V126 (3,45 MW)

En la Figura 69 se representa el gráfico correspondiente a la potencia corregida del aerogenerador V126 (3,45 MW).

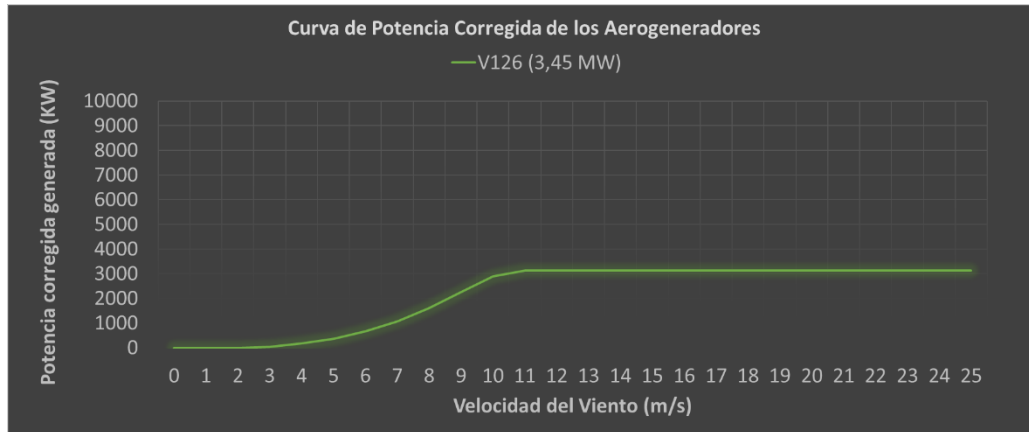


Figura 69. Curva de potencia corregida del aerogenerador V126 (3,45 MW).

Las velocidades en las que consigue el aerogenerador las producciones más altas están representadas entre los 8 y 11 m/s. La producción anual del V126 (3,45 MW) es de 11,52 GW·h.

Velocidad viento (m/s)	V126 (3,45 MW)	
	Producción (kWh)	Horas al año
0	0,00	37,77
1	0,00	282,58
2	0,00	524,71
3	22748,94	715,83
4	141320,27	845,86
5	334417,86	911,64
6	603697,97	917,06
7	927708,19	871,76
8	1260833,15	788,97
9	1539455,53	683,09
10	1642758,77	567,68
11	1414946,17	453,92
12	1095936,52	349,85
13	815284,18	260,26
14	586038,95	187,08
15	407395,05	130,05
16	274085,39	87,49
17	178563,83	57,00
18	112707,93	35,98
19	68952,92	22,01
20	40902,17	13,06
21	23532,76	7,51
22	13135,68	4,19
23	7115,28	2,27
24	3740,98	1,19
25	1909,49	0,61

Tabla 18. Valores de producción según velocidad viento del V126 (3,45 MW)

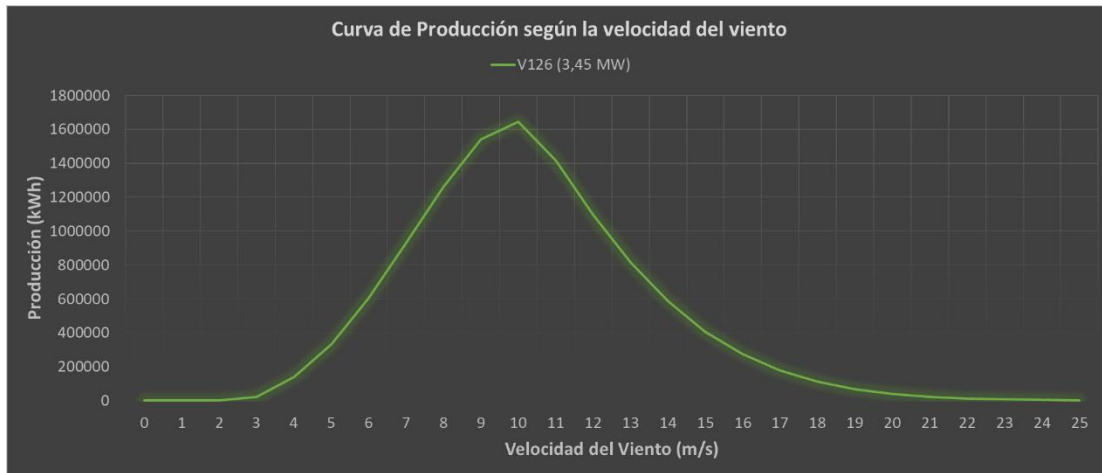


Figura 70. Curva de producción del aerogenerador V126 (3,45 MW)

En lo que se refiere a los valores de producción del aerogenerador, los de potencia corregida y producción del viento y Límite de Betz, se pueden observar en la siguiente Tabla 19.

V126 (3,45 MW)						
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año	Potencia corregida viento	Potencia Límite de Betz corregida	Producción Viento	Producción Límite de Betz
0	0,00	37,77	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	282,58	6,93	4,09	1959,58	1156,15
2	0,00	524,71	55,48	32,73	29109,60	17174,66
3	22748,94	715,83	187,23	110,47	134027,53	79076,24
4	141320,27	845,86	443,82	261,85	375408,14	221490,80
5	334417,86	911,64	866,83	511,43	790233,02	466237,48
6	603697,97	917,06	1497,88	883,75	1373638,72	810446,84
7	927708,19	871,76	2378,58	1403,36	2073552,15	1223395,77
8	1260833,15	788,97	3550,53	2094,81	2801250,69	1652737,91
9	1539455,53	683,09	5055,34	2982,65	3453265,45	2037426,61
10	1642758,77	567,68	6934,62	4091,43	3936668,06	2322634,15
11	1414946,17	453,92	9229,98	5445,69	4189683,67	2471913,37
12	1095936,52	349,85	11983,03	7069,99	4192249,35	2473427,12
13	815284,18	260,26	15235,37	8988,87	3965126,44	2339424,60
14	586038,95	187,08	19028,61	11226,88	3559824,24	2100296,30
15	407395,05	130,05	23404,36	13808,57	3043739,63	1795806,38
16	274085,39	87,49	28404,22	16758,49	2485214,08	1466276,31
17	178563,83	57,00	34069,81	20101,19	1942040,22	1145803,73
18	112707,93	35,98	40442,73	23861,21	1455090,32	858503,29
19	68952,92	22,01	47564,59	28063,11	1046963,28	617708,33
20	40902,17	13,06	55476,99	32731,42	724359,70	427372,22
21	23532,76	7,51	64221,55	37890,72	482445,97	284643,12
22	13135,68	4,19	73839,88	43565,53	309626,85	182679,84
23	7115,28	2,27	84373,57	49780,41	191643,20	113069,49
24	3740,98	1,19	95864,24	56559,90	114481,96	67544,36
25	1909,49	0,61	108353,50	63928,56	66047,36	38967,94

Tabla 19. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador V126 (3,45 MW)

En la figura 71 se encuentra una comparativa de potencias corregidas referentes a la del aerogenerador V126 (3,45 MW), del viento y del Límite de Betz.

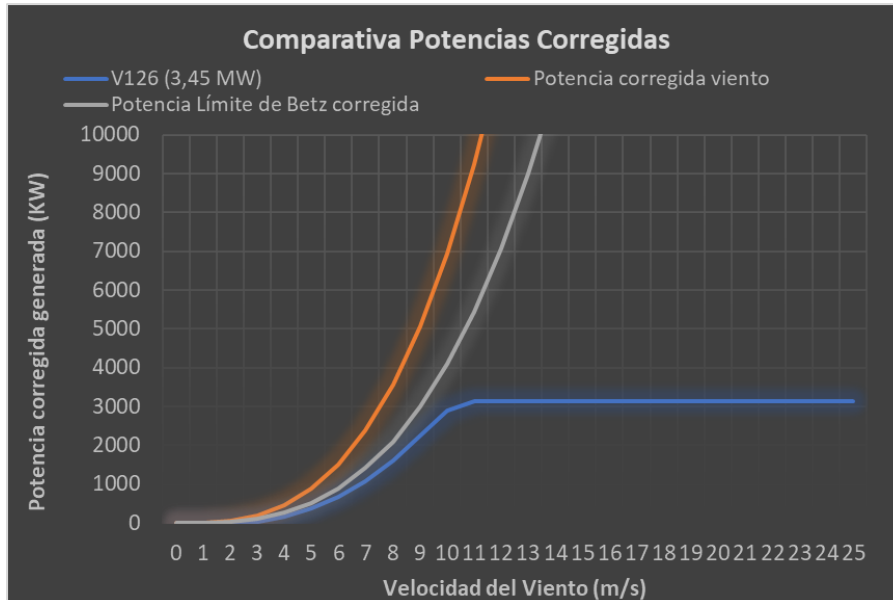


Figura 71. Comparativa de curvas de potencias corregidas del V126 (3,45 MW), viento y Límite de Betz.

En la Figura 72 se puede ver las producciones para dicho aerogenerador, del viento y del Límite de Betz.

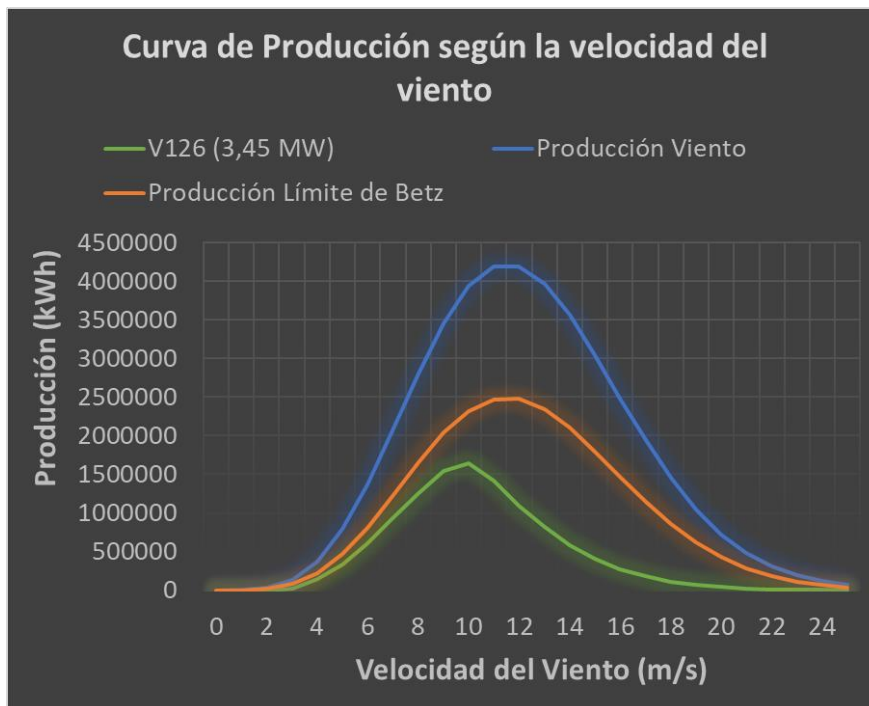


Figura 72. Comparativa de curvas de producción del V126 (3,45 MW), viento y Límite de Betz.



En la Tabla 20 se recogen los resultados del aerogenerador Vestas V126 que tiene una potencia nominal de 3,45 MW, una producción anual de 11,52 GW·h, un factor de uso de 38,11%, unas 3.338 como número de horas equivalentes de funcionamiento del aerogenerador durante el año y un 45,68% de energía aprovechada del aerogenerador respecto de la energía que brinda el viento.

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
V126 (3,45 MW)	3,45	11,52	38,11%	3338	45,68%

Tabla 20. Resumen análisis técnico para el aerogenerador V126 (3,45 MW)

6.2.5 Aerogenerador V136 (3,45 MW)

El aerogenerador V136 (3,45MW) es según la Figura 73:



Figura 73. Aerogenerador V136 (3,45MW)

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes según la Figura 74.

Technical Specifications

OPERATIONAL DATA		GEARBOX	
Rated power	3,450 kW	Type	two planetary stages and one helical stage
Cut-in wind speed	3 m/s	TOWER	
Cut-out wind speed	22,5 m/s	Hub heights	82 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIIA), 132 m (IEC IIIA/DIBT2) and 149m (DIBT5)
Re cut-in wind speed	20 m/s	NACELLE DIMENSIONS	
Wind class	IEC IIIA/IEC IIB	Height for transport	3.4 m
Standard operating temperature range	from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C*	Height installed (incl. CoolerTop [®])	6.9 m
SOUND POWER		Length	12.8 m
(Noise modes dependent on site and country)		Width	4.2 m
ROTOR		HUB DIMENSIONS	
Rotor diameter	136 m	Max. transport height	3.8 m
Swept area	14,527 m ²	Max. transport width	3.8 m
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders	Max. transport length	5.5 m
ELECTRICAL		BLADE DIMENSIONS	
Frequency	50/60 Hz	Length	66.7 m
Converter	full scale	Max. chord	4.1 m
		Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

*subject to different temperature options

Figura 74. Especificaciones técnicas aerogenerador V136 (3,45MW)

Para este molino de viento dispone de 136 m como diámetro de rotor y 149 m como altura de buje. En el caso de este aerogenerador V136, tiene como potencia nominal 3,45 MW y se ha pasado a 3,14 MW al llevarse a cabo el coeficiente corrector 0,91.

DATOS INICIALES		DATOS CORREGIDOS	
V136 (3,45 MW)		V136 (3,45 MW)	
Potencia (MW)	3,45	Potencia (MW)	3,14
Altura de buje (m)	149	Altura de buje (m)	149
Diámetro Rotor (m)	136	Diámetro Rotor (m)	136
		Gamma	0,91

Potencia (KW)		Potencia corregida [Po] (KW)	
Velocidad viento (m/s)	V136 (3,45 MW)	Velocidad viento (m/s)	V136 (3,45 MW)
0	0	0	0
1	0	1	0
2	0	2	0
3	35	3	31,40
4	212	4	192,74
5	473	5	430,07
6	851	6	774,14
7	1377	7	1253,07
8	2058	8	1872,78
9	2854	9	2597,14
10	3415	10	3107,29
11	3450	11	3139,50
12	3450	12	3139,50
13	3450	13	3139,50
14	3450	14	3139,50
15	3450	15	3139,50
16	3450	16	3139,50
17	3450	17	3139,50
18	3450	18	3139,50
19	3450	19	3139,50
20	3450	20	3139,50
21	3450	21	3139,50
22	3450	22	3139,50
23	3450	23	3139,50
24	3450	24	3139,50
25	3450	25	3139,50

Tabla 21. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del V136 (3,45MW)

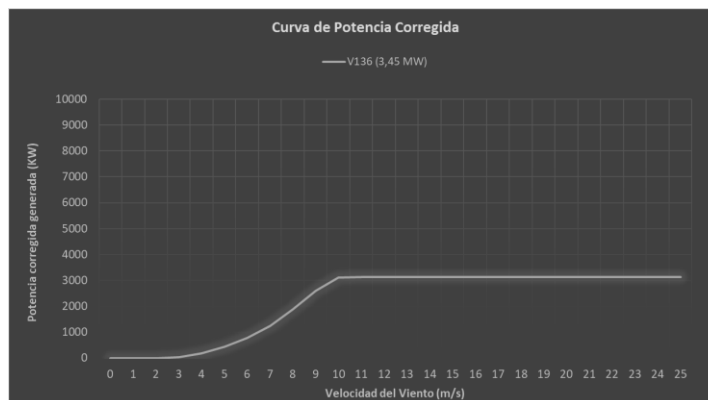


Figura 75. Curva de potencia corregida del aerogenerador V136 (3,45MW).

En la Figura 75 anterior se ha representado la gráfica correspondiente a la potencia corregida del molino de viento V126 (3,45 MW). Y a lo que se refiere a la siguiente Tabla 22, se puede observar como las velocidades en las que se suceden las producciones más altas están recogidas entre los 7 y 12 m/s. La producción anual del V136 (3,45 MW) es de 12,20 GW·h.

Velocidad viento (m/s)	V136 (3,45 MW)	
	Producción (kWh)	Horas al año
0	0,00	38,87
1	0,00	290,66
2	0,00	538,95
3	23029,84	733,55
4	166534,63	864,05
5	398866,81	927,45
6	718691,39	928,38
7	1099479,21	877,43
8	1477316,89	788,84
9	1760547,23	677,88
10	1735951,42	558,67
11	1389642,30	442,63
12	1060353,18	337,75
13	780293,93	248,54
14	554367,33	176,58
15	380581,57	121,22
16	252649,59	80,47
17	162281,00	51,69
18	100904,78	32,14
19	60762,48	19,35
20	35448,49	11,29
21	20041,80	6,38
22	10984,33	3,50
23	5837,34	1,86
24	3008,54	0,96
25	1504,12	0,48

Tabla 22. Valores de producción según velocidad viento del V136 (3,45MW)

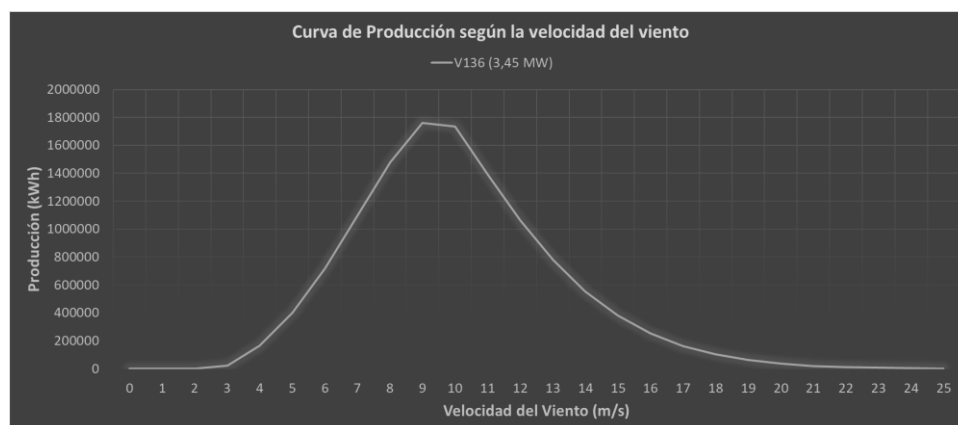


Figura 76. Curva de producción del aerogenerador V136 (3,45MW).

En la siguiente Tabla 23 están recogidos los valores de producción del aerogenerador, los de potencia corregida y producción del viento y Límite de Betz.

V136 (3,45 MW)						
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año	Potencia corregida viento	Potencia Límite de Betz corregida	Producción Viento	Producción Límite de Betz
0	0,00	38,87	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	290,66	8,10	4,78	2353,40	1388,50
2	0,00	538,95	64,77	38,22	34910,37	20597,12
3	23029,84	733,55	218,61	128,98	160364,91	94615,30
4	166534,63	864,05	518,20	305,74	447746,68	264170,54
5	398866,81	927,45	1012,10	597,14	938680,90	553821,73
6	718691,39	928,38	1748,92	1031,86	1623654,24	957956,00
7	1099479,21	877,43	2777,21	1638,56	2436806,20	1437715,66
8	1477316,89	788,84	4145,58	2445,89	3270182,90	1929407,91
9	1760547,23	677,88	5902,59	3482,53	4001243,96	2360733,94
10	1735951,42	558,67	8096,83	4777,13	4523467,99	2668846,11
11	1389642,30	442,63	10776,88	6358,36	4770191,07	2814412,73
12	1060353,18	337,75	13991,33	8254,88	4725513,15	2788052,76
13	780293,93	248,54	17788,74	10495,36	4421228,70	2608524,93
14	554367,33	176,58	22217,71	13108,45	3923163,73	2314666,60
15	380581,57	121,22	27326,81	16122,82	3312655,10	1954466,51
16	252649,59	80,47	33164,63	19567,13	2668905,79	1574654,42
17	162281,00	51,69	39779,74	23470,05	2056217,94	1213168,58
18	100904,78	32,14	47220,73	27860,23	1517693,13	895438,95
19	60762,48	19,35	55536,18	32766,34	1074857,67	634166,03
20	35448,49	11,29	64774,66	38217,05	731378,91	431513,56
21	20041,80	6,38	74984,77	44241,01	478684,46	282423,83
22	10984,33	3,50	86215,08	50866,90	301645,10	177970,61
23	5837,34	1,86	98514,17	58123,36	183169,54	108070,03
24	3008,54	0,96	111930,62	66039,07	107261,74	63284,42
25	1504,12	0,48	126513,02	74642,68	60611,84	35760,99

Tabla 23. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador V136 (3,45MW)

En la figura 77 se puede observar una comparativa de potencias corregidas referentes a la del aerogenerador V136 (3,45 MW), del viento y del Límite de Betz.

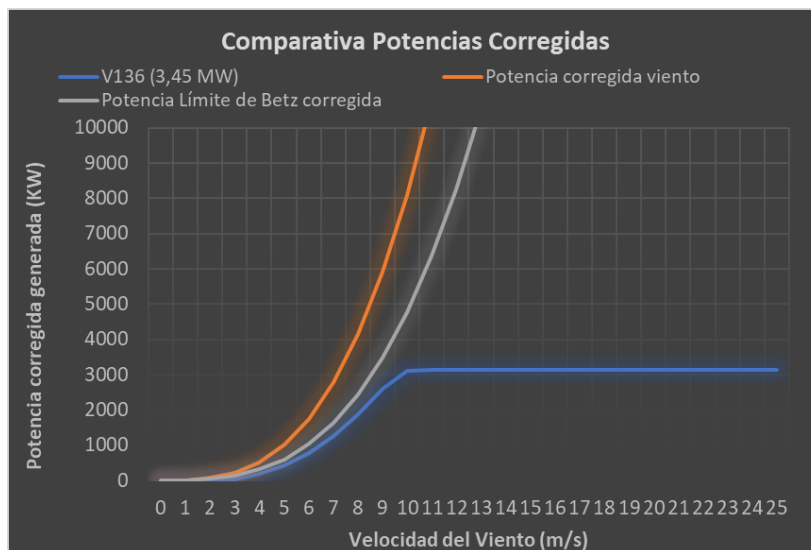


Figura 77. Comparativa de curvas de potencias corregidas del V136 (3,45MW), viento y Límite de Betz.

En la siguiente Figura 78 se representan las producciones para dicho aerogenerador, del viento y del Límite de Betz.

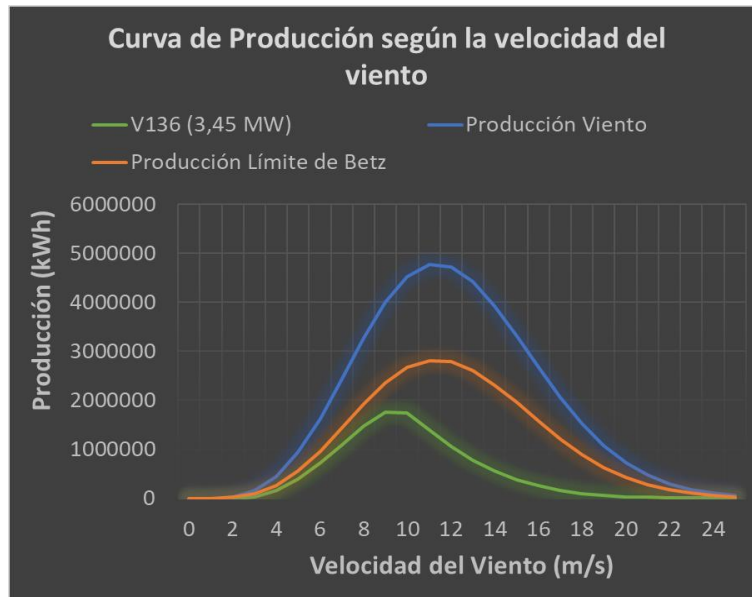


Figura 78. Comparativa de curvas de producción del V136 (3,45MW), viento y Límite de Betz.

En la Tabla 24 se pueden ver los resultados del aerogenerador Vestas V136 que tiene una potencia nominal de 3,45 MW, una producción anual de 12,20 GW·h, un factor de uso de 40,36%, unas 3.536 como número de horas equivalentes de funcionamiento del aerogenerador durante el año y un 43,28% de energía aprovechada del aerogenerador respecto de la energía que ofrece el viento.

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
V136 (3,45 MW)	3,45	12,20	40,36%	3536	43,28%

Tabla 24. Resumen análisis técnico para el aerogenerador V136 (3,45MW)

6.2.6 Aerogenerador V164 (8,00 MW)

El aerogenerador V164 (8,00 MW) es según la Figura 79:



Figura 79. Aerogenerador V164 (8,00MW).

Las especificaciones técnicas del aerogenerador son las siguientes según la Figura 80:

OPERATIONAL DATA	
Rated power	8,000 kW
Cut-in wind speed	4 m/s
Operational rotor speed	4.8 - 12.1 rpm
Nominal rotor speed	10.5 rpm
Operational temperature range	-10 - +25oC
Extreme temperature range	-15 - +35oC
DESIGN PARAMETERS	
Wind class	IEC S
Annual avg. Wind speed	11 m/s
Weibull shape parameter	k 2.2
Weibull scale parameter	12.4 m/s
Turbulence intensity	IEC B
1 year mean wind speed V1 (10 min avg.)	40 m/s
50 year mean wind speed V50 (10 min avg.)	50 m/s
Max inflow angle (vertical)	0o
Structural design lifetime	25 years
ROTOR	
Rotor diameter	164 m
Swept area	21,124 m ²

Figura 80. Especificaciones técnicas aerogenerador V164 (8,00MW)

Para este aerogenerador tiene 164 m como diámetro de rotor y 149 m como altura de buje. En el caso de este molino de viento V164, se ha pasado de una potencia nominal de 8,00 MW a 7,28 MW al aplicarse el coeficiente corrector 0,91. Dicho aerogenerador dispone de una potencia nominal alta, así como su diámetro del rotor en comparación con los demás.

DATOS INICIALES		DATOS CORREGIDOS	
V164 (8,00 MW)		V164 (8,00 MW)	
Potencia (MW)	8,00	Potencia (MW)	7,28
Altura de buje (m)	149	Altura de buje (m)	149
Diámetro Rotor (m)	164	Diámetro Rotor (m)	164
		Gamma	0,91

Potencia (KW)		Potencia corregida [Po] (KW)	
Velocidad viento (m/s)	V164 (8,00 MW)	Velocidad viento (m/s)	V164 (8,00 MW)
0	0	0	0
1	0	1	0
2	0	2	0
3	0	3	0
4	100	4	91,00
5	650	5	591,50
6	1150	6	1046,50
7	1850	7	1683,50
8	2900	8	2639,00
9	4150	9	3776,50
10	5600	10	5096,00
11	7100	11	6461,00
12	7800	12	7098,00
13	8000	13	7280,00
14	8000	14	7280,00
15	8000	15	7280,00
16	8000	16	7280,00
17	8000	17	7280,00
18	8000	18	7280,00
19	8000	19	7280,00
20	8000	20	7280,00
21	8000	21	7280,00
22	8000	22	7280,00
23	8000	23	7280,00
24	8000	24	7280,00
25	8000	25	7280,00

Tabla 25. Valores de potencia y potencia corregida según velocidad viento del V164 (8,00MW)

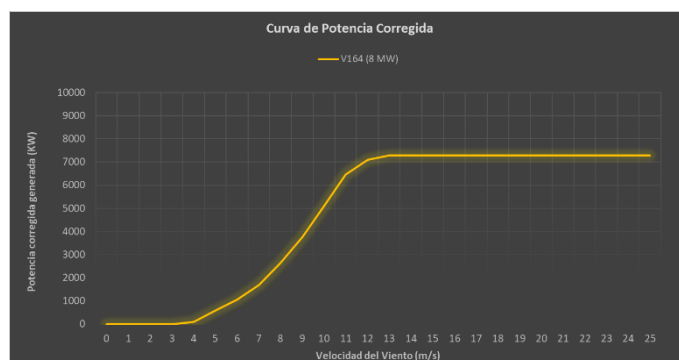


Figura 81. Curva de potencia corregida del aerogenerador V164 (8,00MW).

Las velocidades en las que consigue el aerogenerador las producciones más altas están representadas entre los 8 y 13 m/s. La producción anual del V164 (8,00 MW) es de 21,31 GW·h.

Velocidad viento (m/s)	V164 (8,00 MW)	
	Producción (kWh)	Horas al año
0	0,00	38,87
1	0,00	290,66
2	0,00	538,95
3	0,00	733,55
4	78628,25	864,05
5	548589,56	927,45
6	971547,08	928,38
7	1477150,71	877,43
8	2081739,05	788,84
9	2560010,87	677,88
10	2846988,79	558,67
11	2859843,56	442,63
12	2397320,22	337,75
13	1809377,22	248,54
14	1285489,47	176,58
15	882507,98	121,22
16	585854,12	80,47
17	376303,77	51,69
18	233982,11	32,14
19	140898,50	19,35
20	82199,40	11,29
21	46473,74	6,38
22	25470,91	3,50
23	13535,86	1,86
24	6976,33	0,96
25	3487,82	0,48

Tabla 26. Valores de producción según velocidad viento del V164 (8,00MW)

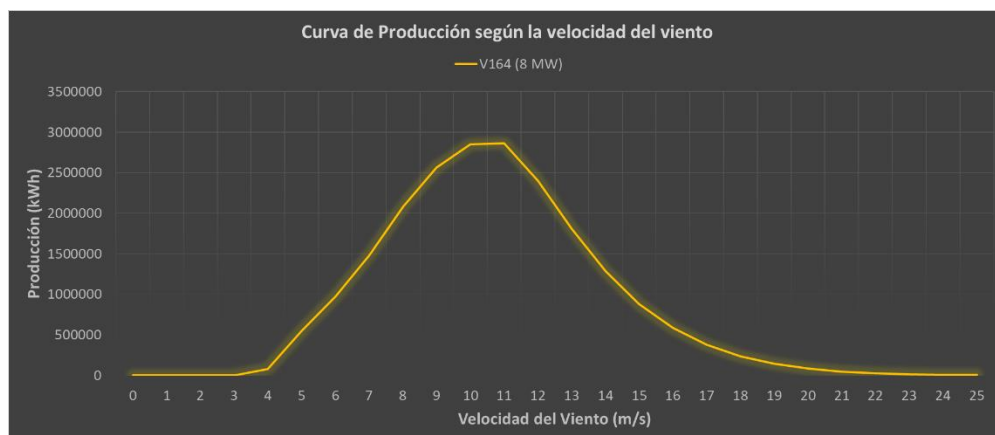


Figura 82. Curva de producción del aerogenerador V164 (8,00MW).

En la siguiente Tabla 27 se recogen los valores de producción del aerogenerador, los de potencia corregida y producción del viento y Límite de Betz.

V164 (8,00 MW)						
Velocidad viento (m/s)	Producción (kWh)	Horas al año	Potencia corregida viento	Potencia Límite de Betz corregida	Producción Viento	Producción Límite de Betz
0	0,00	38,87	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00	290,66	11,77	6,95	3422,20	2019,10
2	0,00	538,95	94,19	55,57	50764,99	29951,35
3	0,00	733,55	317,90	187,56	233194,99	137585,04
4	78628,25	864,05	753,54	444,59	651091,85	384144,19
5	548589,56	927,45	1471,75	868,33	1364984,95	805341,12
6	971547,08	928,38	2543,19	1500,48	2361040,46	1393013,87
7	1477150,71	877,43	4038,49	2382,71	3543487,22	2090657,46
8	2081739,05	788,84	6028,30	3556,70	4755343,82	2805652,86
9	2560010,87	677,88	8583,27	5064,13	5818417,90	3432866,56
10	2846988,79	558,67	11774,03	6946,68	6577811,15	3880908,58
11	2859843,56	442,63	15671,23	9246,03	6936584,08	4092584,61
12	2397320,22	337,75	20345,52	12003,86	6871615,57	4054253,19
13	1809377,22	248,54	25867,54	15261,85	6429139,66	3793192,40
14	1285489,47	176,58	32307,93	19061,68	5704877,36	3365877,64
15	882507,98	121,22	39737,34	23445,03	4817104,87	2842091,87
16	585854,12	80,47	48226,42	28453,59	3880995,36	2289787,26
17	376303,77	51,69	57845,80	34129,02	2990053,94	1764131,82
18	233982,11	32,14	68666,13	40513,02	2206956,88	1302104,56
19	140898,50	19,35	80758,06	47647,25	1563006,70	922173,96
20	82199,40	11,29	94192,22	55573,41	1063536,29	627486,41
21	46473,74	6,38	109039,27	64333,17	696080,09	410687,25
22	25470,91	3,50	125369,85	73968,21	438637,90	258796,36
23	13535,86	1,86	143254,60	84520,21	266356,40	157150,27
24	6976,33	0,96	162764,16	96030,86	155974,90	92025,19
25	3487,82	0,48	183969,19	108541,82	88138,85	52001,92

Tabla 27. Valores para obtener el porcentaje de energía aprovechada para el aerogenerador V164 (8,00MW)

En la figura 83 se encuentra una comparativa de potencias corregidas referentes a la del aerogenerador V164 (8,00 MW), del viento y del Límite de Betz.

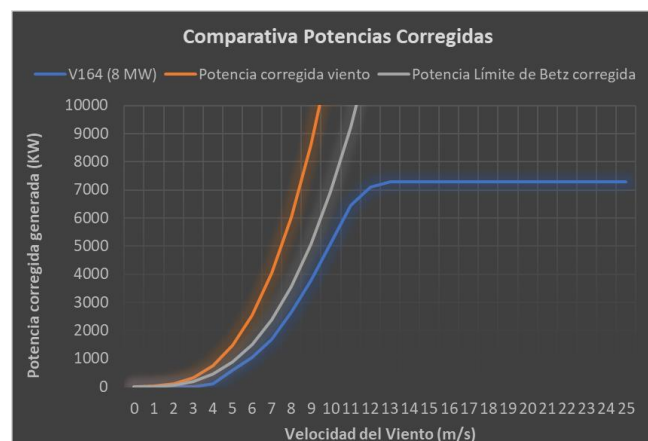


Figura 83. Comparativa de curvas de potencias corregidas del V164 (8,00MW), viento y Límite de Betz.

En la Figura 84 se puede ver las producciones para dicho aerogenerador, del viento y del Límite de Betz.

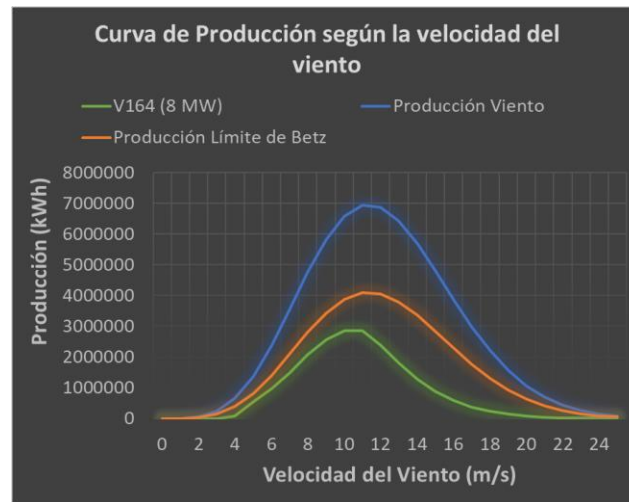


Figura 84. Comparativa de curvas de producción del V164 (8,00MW), viento y Límite de Betz.

En la Tabla 28 se muestran los resultados del aerogenerador Vestas V164 que tiene una potencia nominal de 8,00 MW, una producción anual de 21,31 GW·h, un factor de uso de 30,41%, unas 2.664 como número de horas equivalentes de funcionamiento del aerogenerador durante el año y un 52,00% de energía aprovechada del aerogenerador respecto de la energía que proporciona el viento

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
V164 (8,00 MW)	8,00	21,31	30,41%	2664	52,00%

Tabla 28. Resumen análisis técnico para el aerogenerador V164 (8,00MW)

Como resumen de la comparativa de los aerogeneradores en cuanto a análisis técnico, queda resumido en la siguiente Tabla 29 así como las curvas de producción en la Figura 85:

TIPO AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	PRODUCCIÓN ANUAL (GWh)	FACTOR DE USO	Nº DE HORAS EQUIVALENTES	% ENERGÍA APROVECHADA
E-101 (3,05 MW)	3,05	8,66	32,41%	2839	55,70%
E-115 (3,00 MW)	3,00	9,66	36,76%	3220	47,36%
E-126 (4,20 MW)	4,20	11,80	32,08%	2810	49,94%
V126 (3,45 MW)	3,45	11,52	38,11%	3338	45,68%
V136 (3,45 MW)	3,45	12,20	40,36%	3536	43,28%
V164 (8,00 MW)	8,00	21,31	30,41%	2664	52,00%

Tabla 29. Tabla comparativa de los aerogeneradores en cuanto a análisis técnico.

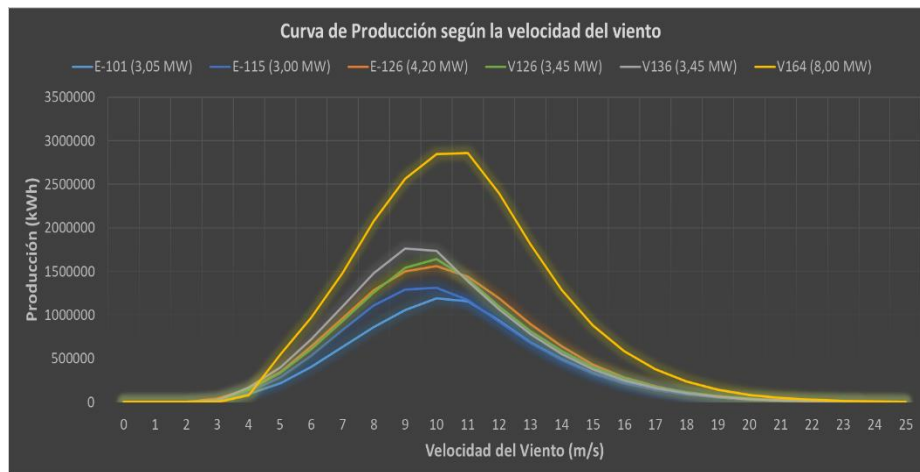


Figura 85. Curva de producción de los aerogeneradores según la velocidad del viento.

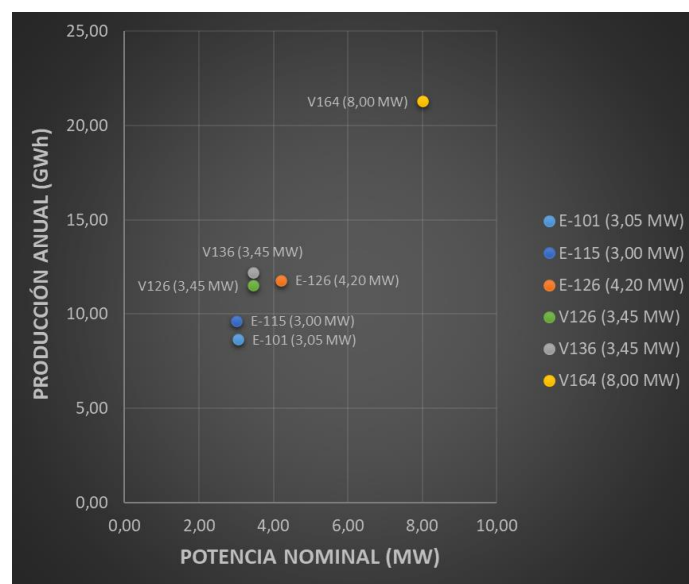


Figura 86. Relación producción anual con potencia nominal de cada aerogenerador.

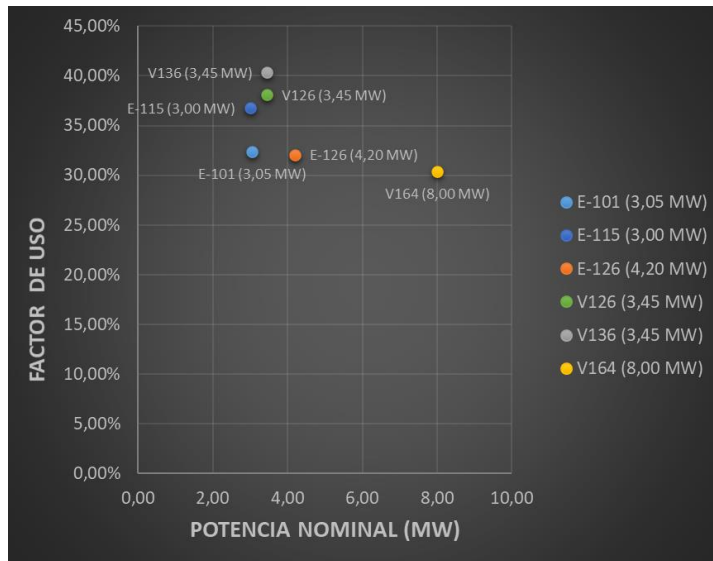


Figura 87. Relación factor de uso y potencia nominal de cada aerogenerador.

A la hora de seleccionar el aerogenerador como óptimo según el análisis técnico se tiene como candidato el modelo de Vestas V136 (3,45MW). Se saldrá de dudas cuando en el apartado posterior se realice el análisis por viabilidad económica.

7. Estudio viabilidad económica

Una vez se ha llevado a cabo el análisis técnico, se procede ahora a estudiar los cuatro aspectos económicos: flujo de caja, valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el PayBack.

Con estos indicadores económicos, será posible estudiar la viabilidad económica de cada aerogenerador pudiendo sacar conclusiones acerca de periodos de amortización y rentabilidad.

Para realizar los cálculos, se han tomado en consideración los siguientes conceptos según la Tabla 30:

	E-101 (3,05 MW)	E-115 (3,00 MW)	E-126 (4,20 MW)	V126 (3,45 MW)	V136 (3,45 MW)	V164 (8,00 MW)
VIDA ÚTIL (años)	25	25	25	25	25	25
INVERSIÓN UNITARIA (€/MW)	1.089.564	1.087.065	1.088.731	1.180.361	1.109.556	1.336.965
INGRESO UNITARIO (€/MWh)	47,71	47,71	47,71	47,71	47,71	47,71
MANTENIMIENTO ANUAL (1% de la inversión)	33.232 €	32.612 €	45.727 €	40.722 €	38.280 €	106.957 €

Tabla 30. Conceptos económicos de partida para poder realizar los cálculos de los aspectos económicos.

Algunos de estos conceptos de la Tabla 30 como son: inversión unitaria y mantenimiento anual. Se han podido obtener a partir del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. En el que un aerogenerador de 2 MW de potencia nominal y 100 metros de altura de torre está valorado en 980.000 €/MW. Se debe de considerar que cada MW adicional supone un incremento del 6% de los 980.000€/MW y que cada metro de altura extra se añade un 0,5%.

“Las instalaciones en tierra suponen una inversión inicial de entre 1 y 1,3 M€/MW para instalaciones de 50 MW. El rango depende principalmente de cuatro factores: altura de la torre, potencia, configuración multiplicador/generador y distancia al punto de evacuación a la red” (PER, 2011).

No es necesario la construcción de una subestación eléctrica ya que existe esta en el TM de Salzadella próxima a la zona del parque eólico. Para determinar el resto de las partes de la inversión inicial se tendrá en cuenta los porcentajes detallados del PER.

Dicho plan dedica un 75% del coste de inversión inicial a los aerogeneradores y un 10% a la subestación y conexión eléctrica.

El 10% asignado a la subestación, se reservará para el posible incremento del coste de inversión de los aerogeneradores de última generación. Los aerogeneradores estudiados son del año 2015 y no se disponen de datos públicos de los rendimientos posteriores. Es por esto por lo que se adopta dicho criterio conservador para situarse dentro del lado de la seguridad.

- Aerogeneradores: 85% de la inversión total.
- Obra civil e Ingeniería: 8% de la inversión total.
- Instalación eléctrica: 5% de la inversión total.
- Promoción: 2% de la inversión total.

Además, el concepto de ingreso unitario se ha obtenido del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) tomando como referencia el promedio anual del 2019 arrojando un valor de 47,71 €/MW·h (OMIE, 2020).

En la siguiente Tabla 31 se puede ver los siguientes conceptos de casación del mercado diario:

Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario



Mes	Precio mínimo	Precio medio aritmético	Precio máximo	Energía de adquisición	Energía Mercado Ibérico incluyendo bilaterales
Enero	19.74	61.99	74.74	16408	22375
Febrero	15.6	54.01	70.66	13930	19729
Marzo	3.52	48.82	61.41	14214	20370
Abril	5	50.41	62.48	13132	18788
Mayo	20	48.39	60	13853	19229
Junio	26.73	47.19	59.21	13862	19371
Julio	39.1	51.46	60.1	16043	22144
Agosto	32	44.96	53.84	15126	20968
Septiembre	25	42.11	56.86	13926	19902
Octubre	24.27	47.17	61.5	14522	20040
Noviembre	5.95	42.19	65.64	15191	20481
Diciembre	0.03	33.8	64.26	15190	21021

Tabla 31. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario en el año 2019 (OMIE)

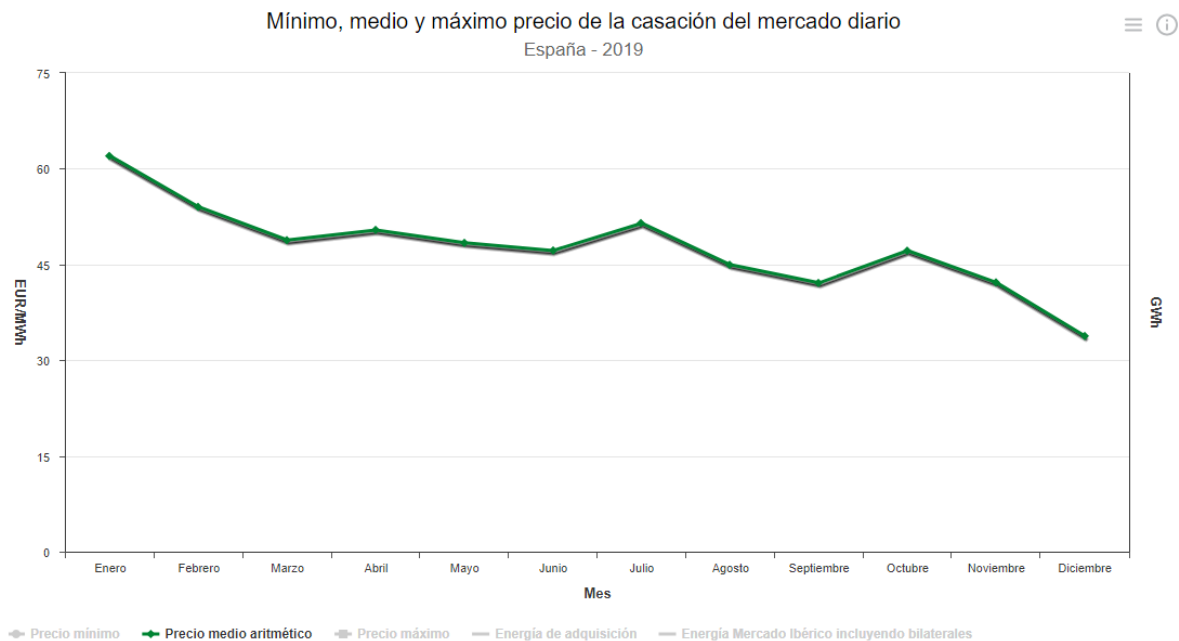


Figura 88. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario en el año 2019 (OMIE)

En la siguiente Tabla 32 se hace un resumen por aerogenerador de la inversión inicial, producción anual, ingresos y mantenimientos anuales:

AEROGENERADOR	POTENCIA NOMINAL (MW)	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN anual (MWh)	INGRESOS (Año)	MANTENIMIENTO (Año)
E-101 (3,05 MW)	3,05	3.323.170,20 €	8659,39	413.139,55 €	33.231,70 €
E-115 (3,00 MW)	3,00	3.261.195,00 €	9661,47	460.948,54 €	32.611,95 €
E-126 (4,20 MW)	4,20	4.572.670,20 €	11801,95	563.070,92 €	45.726,70 €
V126 (3,45 MW)	3,45	4.072.245,45 €	11517,19	549.485,04 €	40.722,45 €
V136 (3,45 MW)	3,45	3.827.968,20 €	12199,08	582.018,02 €	38.279,68 €
V164 (8,00 MW)	8,00	10.695.720,00 €	21314,38	1.016.908,85 €	106.957,20 €

Tabla 32. Resumen por aerogenerador de la inversión inicial, producción anual, ingresos y mantenimientos anuales.

7.1 Aerogenerador E-101 (3,05 MW)

Una vez realizado el flujo de caja con una tasa de descuento del 8 % para el aerogenerador Enercon modelo E-101 (3,05 MW). Se obtiene una amortización a 15 años y una rentabilidad de 732.261,04 € transcurridos los 25 años de vida útil.

FLUJO DE CAJA E-101 (3,05 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-3.323.170,20 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	351.766,53 €	-2.971.403,67 €
2	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	325.709,75 €	-2.645.693,93 €
3	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	301.583,10 €	-2.344.110,83 €
4	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	279.243,61 €	-2.064.867,22 €
5	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	258.558,90 €	-1.806.308,33 €
6	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	239.406,39 €	-1.566.901,94 €
7	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	221.672,58 €	-1.345.229,36 €
8	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	205.252,39 €	-1.139.976,97 €
9	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	190.048,51 €	-949.928,46 €
10	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	175.970,84 €	-773.957,62 €
11	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	162.935,96 €	-611.021,66 €
12	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	150.866,63 €	-460.155,03 €
13	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	139.691,33 €	-320.463,70 €
14	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	129.343,82 €	-191.119,88 €
15	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	119.762,80 €	-71.357,08 €
16	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	110.891,48 €	39.534,40 €
17	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	102.677,30 €	142.211,70 €
18	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	95.071,57 €	237.283,27 €
19	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	88.029,23 €	325.312,50 €
20	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	81.508,55 €	406.821,04 €
21	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	75.470,88 €	482.291,92 €
22	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	69.880,44 €	552.172,36 €
23	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	64.704,11 €	616.876,48 €
24	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	59.911,22 €	676.787,69 €
25	0,00 €	-33.231,70 €	413.139,55 €	379.907,85 €	55.473,35 €	732.261,04 €

Tabla 33. Flujo de caja E-101 (3,05 MW)

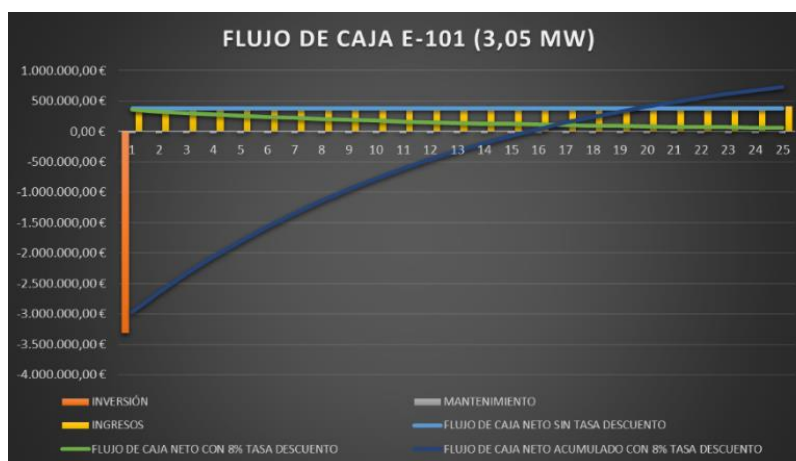


Figura 89. Flujo de caja E-101 (3,05 MW)

7.2 Aerogenerador E-115 (3,00 MW)

El flujo de caja con una tasa de descuento del 8 % para el aerogenerador Enercon modelo E-115 (3,00 MW), se alcanza una amortización a 12 años y una rentabilidad de 1.311.202,21 € transcurridos los 25 años de vida útil.

FLUJO DE CAJA E-115 (3,00 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-3.261.195,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	396.607,95 €	-2.864.587,05 €
2	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	367.229,59 €	-2.497.357,46 €
3	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	340.027,39 €	-2.157.330,07 €
4	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	314.840,18 €	-1.842.489,89 €
5	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	291.518,68 €	-1.550.971,20 €
6	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	269.924,71 €	-1.281.046,50 €
7	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	249.930,29 €	-1.031.116,21 €
8	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	231.416,93 €	-799.699,28 €
9	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	214.274,94 €	-585.424,35 €
10	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	198.402,72 €	-387.021,63 €
11	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	183.706,22 €	-203.315,41 €
12	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	170.098,35 €	-33.217,05 €
13	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	157.498,47 €	124.281,42 €
14	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	145.831,92 €	270.113,34 €
15	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	135.029,56 €	405.142,90 €
16	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	125.027,37 €	530.170,27 €
17	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	115.766,08 €	645.936,35 €
18	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	107.190,82 €	753.127,16 €
19	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	99.250,75 €	852.377,92 €
20	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	91.898,85 €	944.276,76 €
21	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	85.091,53 €	1.029.368,29 €
22	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	78.788,45 €	1.108.156,74 €
23	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	72.952,27 €	1.181.109,01 €
24	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	67.548,40 €	1.248.657,40 €
25	0,00 €	-32.611,95 €	460.948,54 €	428.336,59 €	62.544,81 €	1.311.202,21 €

Tabla 34. Flujo de caja E-115 (3,00 MW)

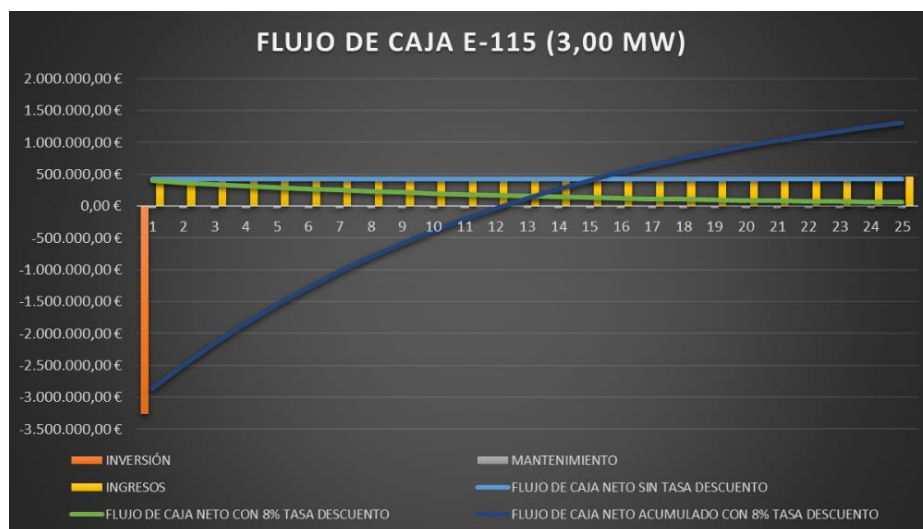


Figura 90. Flujo de caja E-115 (3,00 MW)

7.3 Aerogenerador E-126 (4,20 MW)

Una vez realizado el flujo de caja con una tasa de descuento del 8 % para el aerogenerador Enercon modelo E-126 (4,20 MW). Se consigue una amortización a 15 años y una rentabilidad de 949.863,52 € transcurridos los 25 años de vida útil.

FLUJO DE CAJA E-126 (4,20 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-4.572.670,20 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	479.022,42 €	-4.093.647,78 €
2	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	443.539,28 €	-3.650.108,50 €
3	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	410.684,52 €	-3.239.423,98 €
4	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	380.263,44 €	-2.859.160,54 €
5	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	352.095,78 €	-2.507.064,75 €
6	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	326.014,61 €	-2.181.050,14 €
7	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	301.865,38 €	-1.879.184,76 €
8	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	279.504,98 €	-1.599.679,78 €
9	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	258.800,91 €	-1.340.878,87 €
10	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	239.630,47 €	-1.101.248,40 €
11	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	221.880,07 €	-879.368,33 €
12	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	205.444,51 €	-673.923,82 €
13	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	190.226,39 €	-483.697,43 €
14	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	176.135,55 €	-307.561,88 €
15	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	163.088,47 €	-144.473,41 €
16	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	151.007,85 €	6.534,44 €
17	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	139.822,08 €	146.356,52 €
18	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	129.464,89 €	275.821,41 €
19	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	119.874,90 €	395.696,30 €
20	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	110.995,27 €	506.691,58 €
21	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	102.773,40 €	609.464,98 €
22	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	95.160,56 €	704.625,54 €
23	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	88.111,63 €	792.737,16 €
24	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	81.584,84 €	874.322,00 €
25	0,00 €	-45.726,70 €	563.070,92 €	517.344,22 €	75.541,52 €	949.863,52 €

Tabla 35. Flujo de caja E-126 (4,20MW)

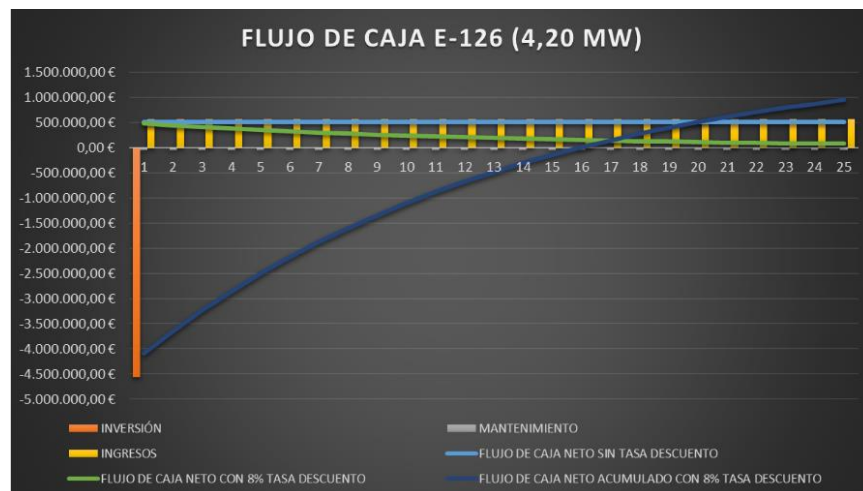


Figura 91. Flujo de caja E-126 (4,20MW)

7.4 Aerogenerador V126 (3,45 MW)

El flujo de caja con una tasa de descuento del 8 % para el aerogenerador Vestas modelo V126 (3,45 MW), se obtiene una amortización a 13 años y una rentabilidad de 1.358.681,26 € transcurridos los 25 años de vida útil.

FLUJO DE CAJA V126 (3,45 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-4.072.245,45 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	471.076,47 €	-3.601.168,98 €
2	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	436.181,91 €	-3.164.987,07 €
3	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	403.872,14 €	-2.761.114,93 €
4	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	373.955,69 €	-2.387.159,24 €
5	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	346.255,27 €	-2.040.903,98 €
6	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	320.606,73 €	-1.720.297,25 €
7	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	296.858,08 €	-1.423.439,17 €
8	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	274.868,59 €	-1.148.570,57 €
9	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	254.507,96 €	-894.062,62 €
10	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	235.655,52 €	-658.407,10 €
11	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	218.199,55 €	-440.207,55 €
12	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	202.036,62 €	-238.170,93 €
13	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	187.070,95 €	-51.099,98 €
14	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	173.213,84 €	122.113,86 €
15	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	160.383,18 €	282.497,04 €
16	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	148.502,95 €	430.999,99 €
17	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	137.502,73 €	568.502,72 €
18	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	127.317,34 €	695.820,06 €
19	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	117.886,43 €	813.706,49 €
20	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	109.154,10 €	922.860,59 €
21	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	101.068,61 €	1.023.929,20 €
22	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	93.582,05 €	1.117.511,25 €
23	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	86.650,04 €	1.204.161,29 €
24	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	80.231,52 €	1.284.392,82 €
25	0,00 €	-40.722,45 €	549.485,04 €	508.762,58 €	74.288,45 €	1.358.681,26 €

Tabla 36. Flujo de caja V126 (3,45 MW)

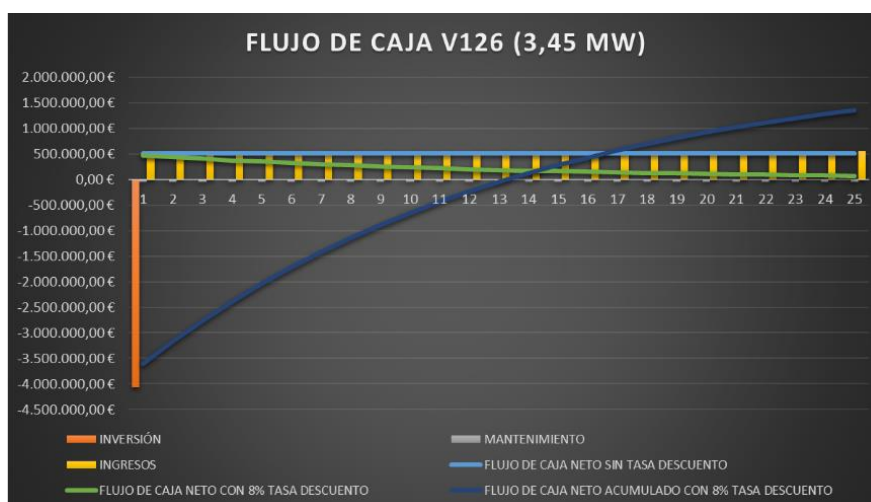


Figura 92. Flujo de caja V126 (3,45 MW)

7.5 Aerogenerador V136 (3,45 MW)

Una vez realizado el flujo de caja con una tasa de descuento del 8 % para el aerogenerador Vestas modelo V136 (3,45 MW). Se adquiere una amortización a 10 años y una rentabilidad de 1.976.316,87 € transcurridos los 25 años de vida útil.

FLUJO DE CAJA V136 (3,45 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-3.827.968,20 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	503.461,42 €	-3.324.506,78 €
2	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	466.167,99 €	-2.858.338,79 €
3	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	431.637,02 €	-2.426.701,77 €
4	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	399.663,91 €	-2.027.037,86 €
5	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	370.059,18 €	-1.656.978,68 €
6	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	342.647,39 €	-1.314.331,29 €
7	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	317.266,10 €	-997.065,20 €
8	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	293.764,91 €	-703.300,29 €
9	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	272.004,54 €	-431.295,75 €
10	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	251.856,06 €	-179.439,69 €
11	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	233.200,05 €	53.760,36 €
12	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	215.925,98 €	269.686,34 €
13	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	199.931,46 €	469.617,80 €
14	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	185.121,72 €	654.739,52 €
15	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	171.409,00 €	826.148,52 €
16	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	158.712,04 €	984.860,56 €
17	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	146.955,59 €	1.131.816,15 €
18	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	136.069,99 €	1.267.886,14 €
19	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	125.990,73 €	1.393.876,87 €
20	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	116.658,09 €	1.510.534,96 €
21	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	108.016,75 €	1.618.551,70 €
22	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	100.015,51 €	1.718.567,21 €
23	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	92.606,95 €	1.811.174,16 €
24	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	85.747,18 €	1.896.921,33 €
25	0,00 €	-38.279,68 €	582.018,02 €	543.738,34 €	79.395,53 €	1.976.316,87 €

Tabla 37. Flujo de caja V136 (3,45 MW)

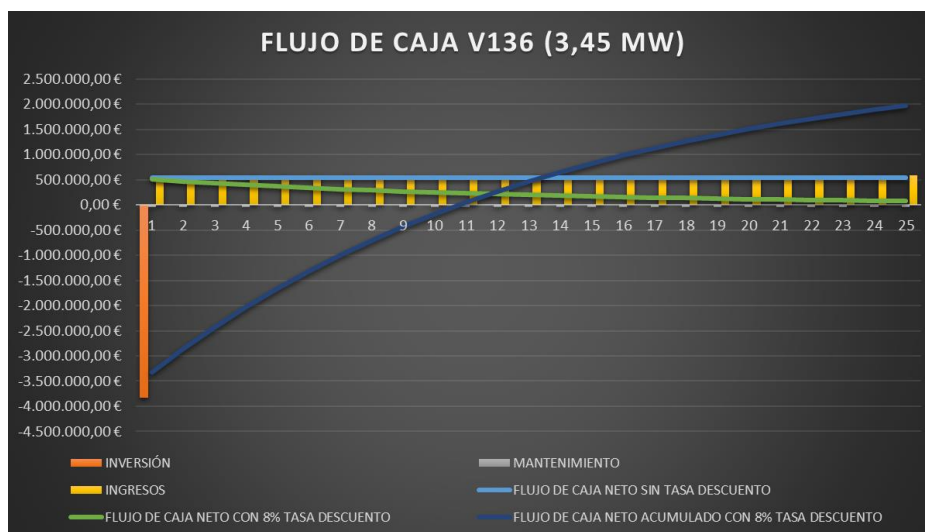


Figura 93. Flujo de caja V136 (3,45 MW)

7.6 Aerogenerador V164 (8,00 MW)

El flujo de caja con una tasa de descuento del 8 % para el aerogenerador Vestas modelo V164 (8,00 MW). No llega a amortizarse a lo largo de los 25 años de vida útil obteniéndose una cantidad negativa de -982.189,83 €.

FLUJO DE CAJA V164 (8,00 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-10.695.720,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	842.547,82 €	-9.853.172,18 €
2	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	780.136,87 €	-9.073.035,31 €
3	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	722.348,96 €	-8.350.686,35 €
4	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	668.841,63 €	-7.681.844,73 €
5	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	619.297,80 €	-7.062.546,93 €
6	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	573.423,89 €	-6.489.123,04 €
7	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	530.948,05 €	-5.958.174,99 €
8	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	491.618,56 €	-5.466.556,43 €
9	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	455.202,37 €	-5.011.354,06 €
10	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	421.483,68 €	-4.589.870,38 €
11	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	390.262,66 €	-4.199.607,72 €
12	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	361.354,32 €	-3.838.253,40 €
13	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	334.587,33 €	-3.503.666,07 €
14	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	309.803,09 €	-3.193.862,98 €
15	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	286.854,71 €	-2.907.008,27 €
16	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	265.606,21 €	-2.641.402,06 €
17	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	245.931,68 €	-2.395.470,38 €
18	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	227.714,52 €	-2.167.755,87 €
19	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	210.846,77 €	-1.956.909,09 €
20	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	195.228,49 €	-1.761.680,60 €
21	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	180.767,12 €	-1.580.913,47 €
22	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	167.376,97 €	-1.413.536,51 €
23	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	154.978,67 €	-1.258.557,83 €
24	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	143.498,77 €	-1.115.059,06 €
25	0,00 €	-106.957,20 €	1.016.908,85 €	909.951,65 €	132.869,23 €	-982.189,83 €

Tabla 38. Flujo de caja V164 (8,00 MW)

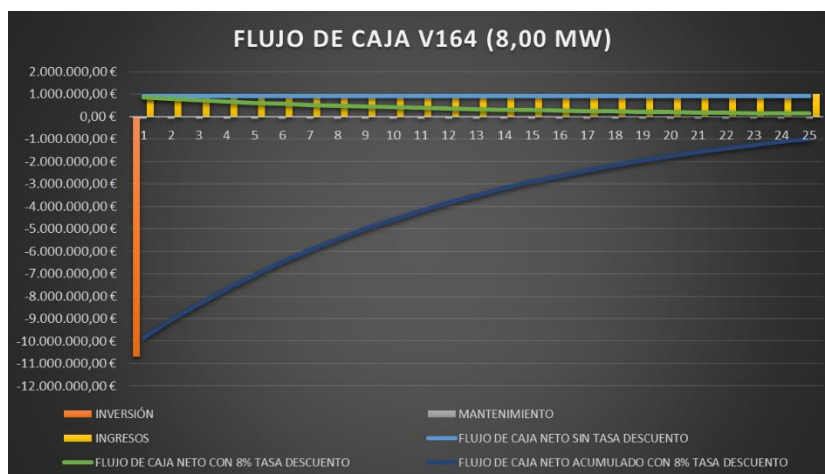


Figura 94. Flujo de caja V164 (8,00 MW)

A continuación, se analiza el valor actual neto (VAN) para cada tasa de descuento y se determina la tasa interna de retorno (TIR).

En la siguiente Tabla 39 están recogidos todos los aerogeneradores estudiados en los que se realiza un estudio del valor actual neto para cada tipo de tasa de descuento en la que se indica al final de la tabla la tasa interna de retorno. Se puede observar que el aerogenerador que cumple una mayor rentabilidad es el V136 (3,45 MW) con un VAN de 157.625,65 € con una tasa de descuento del 13% y un TIR de 13,62%.

Tasa de Descuento	VAN según Tasa de Descuento					
	E-101 (3,05 MW)	E-115 (3,00 MW)	E-126 (4,20 MW)	V126 (3,45 MW)	V136 (3,45 MW)	V164 (8,00 MW)
0%	6.174.525,98 €	7.447.219,71 €	8.360.935,21 €	8.646.819,14 €	9.765.490,26 €	12.053.071,17 €
1%	5.043.599,47 €	6.172.128,37 €	6.820.882,03 €	7.132.312,14 €	8.146.865,88 €	9.344.286,80 €
2%	4.093.944,12 €	5.101.415,74 €	5.527.677,09 €	5.860.558,71 €	6.787.683,58 €	7.069.681,37 €
3%	3.292.221,25 €	4.197.493,27 €	4.435.921,05 €	4.786.912,56 €	5.640.227,79 €	5.149.402,42 €
4%	2.611.780,56 €	3.430.313,42 €	3.509.322,51 €	3.875.684,30 €	4.666.355,59 €	3.519.617,37 €
5%	2.031.229,94 €	2.775.757,13 €	2.718.750,51 €	3.098.226,20 €	3.835.449,80 €	2.129.088,07 €
6%	1.533.327,12 €	2.214.384,16 €	2.040.725,17 €	2.431.447,86 €	3.122.832,63 €	936.515,99 €
7%	1.104.117,50 €	1.730.461,06 €	1.456.243,66 €	1.856.661,64 €	2.508.531,75 €	-91.522,79 €
8%	732.261,04 €	1.311.202,21 €	949.863,52 €	1.358.681,26 €	1.976.316,87 €	-982.189,83 €
9%	408.504,87 €	946.175,24 €	508.984,55 €	925.115,53 €	1.512.944,91 €	-1.757.647,51 €
10%	125.268,53 €	626.833,35 €	123.283,96 €	545.812,88 €	1.107.566,46 €	-2.436.052,49 €
11%	-123.683,32 €	346.146,38 €	-215.729,31 €	212.423,12 €	751.257,25 €	-3.032.339,57 €
12%	-343.500,11 €	98.308,45 €	-515.067,54 €	-81.949,73 €	436.647,23 €	-3.558.842,65 €
13%	-538.451,39 €	-121.494,24 €	-780.544,87 €	-343.023,35 €	157.625,65 €	-4.025.788,10 €
14%	-712.091,13 €	-317.268,71 €	-1.017.000,94 €	-575.557,13 €	-90.894,06 €	-4.441.688,36 €
15%	-867.389,24 €	-492.363,44 €	-1.228.480,06 €	-783.528,26 €	-313.162,52 €	-4.813.656,89 €
16%	-1.006.837,12 €	-649.587,43 €	-1.418.374,93 €	-970.273,19 €	-512.745,54 €	-5.147.661,12 €
17%	-1.132.532,80 €	-791.306,17 €	-1.589.542,59 €	-1.138.601,54 €	-692.645,92 €	-5.448.726,23 €
18%	-1.246.249,77 €	-919.519,20 €	-1.744.398,08 €	-1.290.888,31 €	-855.401,90 €	-5.721.100,02 €
19%	-1.349.492,72 €	-1.035.923,05 €	-1.884.990,45 €	-1.429.148,55 €	-1.003.167,08 €	-5.968.386,56 €
20%	-1.443.543,07 €	-1.141.962,46 €	-2.013.064,67 €	-1.555.098,30 €	-1.137.775,46 €	-6.193.655,04 €
21%	-1.529.496,00 €	-1.238.872,23 €	-2.130.112,14 €	-1.670.204,20 €	-1.260.794,51 €	-6.399.528,68 €
22%	-1.608.290,92 €	-1.327.711,53 €	-2.237.412,09 €	-1.775.724,28 €	-1.373.568,75 €	-6.588.257,52 €
23%	-1.680.736,43 €	-1.409.392,04 €	-2.336.065,67 €	-1.872.741,40 €	-1.477.255,48 €	-6.761.778,32 €
24%	-1.747.530,96 €	-1.484.701,20 €	-2.427.023,95 €	-1.962.190,88 €	-1.572.854,32 €	-6.921.763,95 €
TIR	10,49%	12,43%	10,35%	11,71%	13,62%	6,90%

Tabla 39. Obtención del VAN para cada tipo de descuento y el TIR.

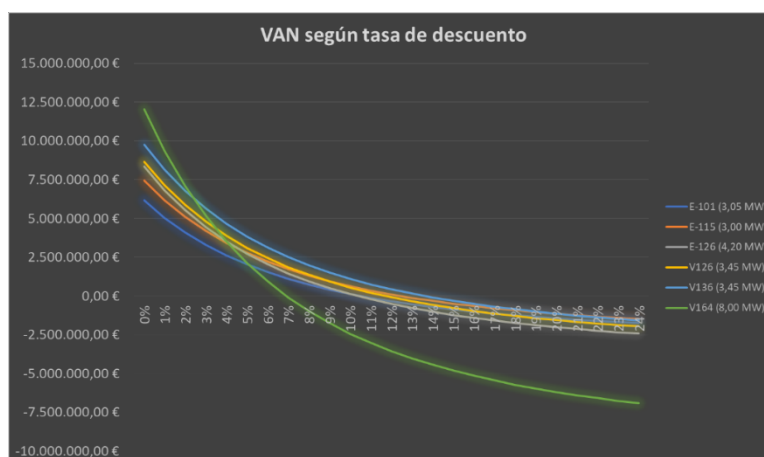


Figura 95. Valor actual neto de cada aerogenerador según tasa de descuento.

Por último, se aporta la Tabla 40 donde es evaluado el PayBack o plazo de recuperación con una tasa de descuento del 8% para comprobar el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de la inversión durante la vida útil de los aerogeneradores.

Se puede observar en este criterio estático de valoración de inversiones que el aerogenerador más favorable es el V136 (3,45 MW) con un plazo de recuperación de 10 años frente al más desfavorable que sería el V164 (8,00 MW) que no llegaría a realizarse la amortización para el periodo estudiado de 25 años de vida útil.

PAYBACK con Tasa de Descuento del 8 %						
AÑOS	E-101 (3,05 MW)	E-115 (3,00 MW)	E-126 (4,20 MW)	V126 (3,45 MW)	V136 (3,45 MW)	V164 (8,00 MW)
1	-2.971.403,67 €	-2.864.587,05 €	-4.093.647,78 €	-3.601.168,98 €	-3.324.506,78 €	-9.853.172,18 €
2	-2.645.693,93 €	-2.497.357,46 €	-3.650.108,50 €	-3.164.987,07 €	-2.858.338,79 €	-9.073.035,31 €
3	-2.344.110,83 €	-2.157.330,07 €	-3.239.423,98 €	-2.761.114,93 €	-2.426.701,77 €	-8.350.686,35 €
4	-2.064.867,22 €	-1.842.489,89 €	-2.859.160,54 €	-2.387.159,24 €	-2.027.037,86 €	-7.681.844,73 €
5	-1.806.308,33 €	-1.550.971,20 €	-2.507.064,75 €	-2.040.903,98 €	-1.656.978,68 €	-7.062.546,93 €
6	-1.566.901,94 €	-1.281.046,50 €	-2.181.050,14 €	-1.720.297,25 €	-1.314.331,29 €	-6.489.123,04 €
7	-1.345.229,36 €	-1.031.116,21 €	-1.879.184,76 €	-1.423.439,17 €	-997.065,20 €	-5.958.174,99 €
8	-1.139.976,97 €	-799.699,28 €	-1.599.679,78 €	-1.148.570,57 €	-703.300,29 €	-5.466.556,43 €
9	-949.928,46 €	-585.424,35 €	-1.340.878,87 €	-894.062,62 €	-431.295,75 €	-5.011.354,06 €
10	-773.957,62 €	-387.021,63 €	-1.101.248,40 €	-658.407,10 €	-179.439,69 €	-4.589.870,38 €
11	-611.021,66 €	-203.315,41 €	-879.368,33 €	-440.207,55 €	53.760,36 €	-4.199.607,72 €
12	-460.155,03 €	-33.217,05 €	-673.923,82 €	-238.170,93 €	269.686,34 €	-3.838.253,40 €
13	-320.463,70 €	124.281,42 €	-483.697,43 €	-51.099,98 €	469.617,80 €	-3.503.666,07 €
14	-191.119,88 €	270.113,34 €	-307.561,88 €	122.113,86 €	654.739,52 €	-3.193.862,98 €
15	-71.357,08 €	405.142,90 €	-144.473,41 €	282.497,04 €	826.148,52 €	-2.907.008,27 €
16	39.534,40 €	530.170,27 €	6.534,44 €	430.999,99 €	984.860,56 €	-2.641.402,06 €
17	142.211,70 €	645.936,35 €	146.356,52 €	568.502,72 €	1.131.816,15 €	-2.395.470,38 €
18	237.283,27 €	753.127,16 €	275.821,41 €	695.820,06 €	1.267.886,14 €	-2.167.755,87 €
19	325.312,50 €	852.377,92 €	395.696,30 €	813.706,49 €	1.393.876,87 €	-1.956.909,09 €
20	406.821,04 €	944.276,76 €	506.691,58 €	922.860,59 €	1.510.534,96 €	-1.761.680,60 €
21	482.291,92 €	1.029.368,29 €	609.464,98 €	1.023.929,20 €	1.618.551,70 €	-1.580.913,47 €
22	552.172,36 €	1.108.156,74 €	704.625,54 €	1.117.511,25 €	1.718.567,21 €	-1.413.536,51 €
23	616.876,48 €	1.181.109,01 €	792.737,16 €	1.204.161,29 €	1.811.174,16 €	-1.258.557,83 €
24	676.787,69 €	1.248.657,40 €	874.322,00 €	1.284.392,82 €	1.896.921,33 €	-1.115.059,06 €
25	732.261,04 €	1.311.202,21 €	949.863,52 €	1.358.681,26 €	1.976.316,87 €	-982.189,83 €

Tabla 40. PayBack evaluado durante la vida útil de cada aerogenerador.

8. Elección aerogenerador óptimo

En cuanto a la elección del aerogenerador óptimo para instalar en el parque eólico, se tendrá en cuenta el estudio realizado del análisis técnico y económico.

Respecto al análisis técnico se puede apreciar que el aerogenerador mejor posicionado es el danés Vestas modelo V136 (3,45 MW) con un factor de uso superior al resto y una muy buena producción anual. Concretamente, posee un factor de uso del 40,36% y una producción anual de 12,20 GW·h.

Y referente a la viabilidad económica, dicho aerogenerador Vestas sigue siendo el mejor situado para su implantación. Ya que posee un TIR de 13,62% que es superior al resto de sus competidores del mismo fabricante y del alemán Enercon. Así como, también es el aerogenerador que menos tiempo tarda en amortizarse, concretamente, son necesarios 10 años para su amortización según un PayBack con tasa de descuento del 8%.

Con todo esto y con los análisis anteriores a este apartado, queda justificado que el aerogenerador a instalar en el parque en la zona del Bajo Maestrazgo de la provincia de Castellón es el modelo danés V136 (3,45 MW) del fabricante Vestas.

9. Disposición y dimensionado del parque eólico

Como se ha comentado en el apartado anterior, el aerogenerador a instalar en el parque eólico es el V136 (3,45 MW). En cuanto a la disposición de los aerogeneradores en el parque eólico, deberán cumplir el requisito de separación horizontal como mínimo dos veces el diámetro del rotor y 5 veces el diámetro del rotor entre alineaciones según la Figura 96. En este caso, hay una única alineación y la longitud del tramo es de 7.620 metros Figura 97.

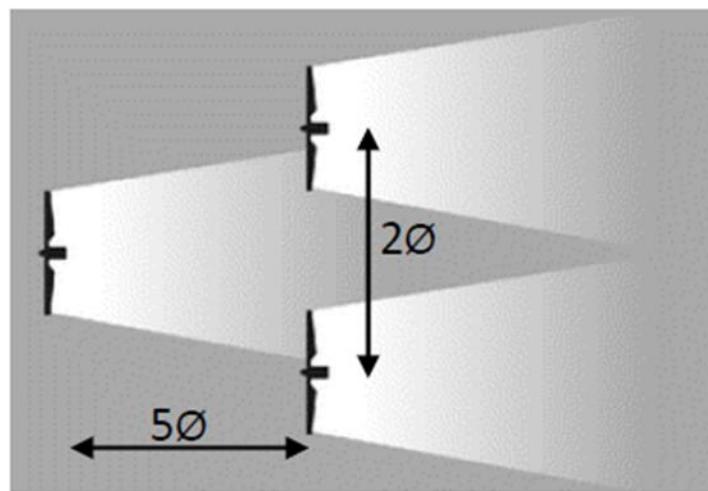


Figura 96. Separación mínima entre aerogeneradores.

La condición de dos veces el diámetro daría un valor de 272 metros como mínimo de separación entre aerogeneradores en una misma alineación. Con lo que, si se dispone de 7.620 metros y el parque va a estar formado por 23 aerogeneradores, entonces existirá una separación entre aerogeneradores de 315,65 metros. Por lo tanto, se cumple con esa condición.

El parque será de 23 aerogeneradores ya que la instalación del parque eólico es de 80 MW y cada aerogenerador tiene 3,45 MW de potencia nominal. La altura mínima de elevación del terreno será de 421 metros, la altura media de 557 metros y la máxima de 708 metros sobre el nivel del mar. Dichos aerogeneradores disponen de una altura de buje de 149 metros y un diámetro de rotor de 136 metros. El factor de

uso son 40,36%, el número de horas equivalentes de 3.536 horas al año de uso y la producción anual bruta del parque de 280.597 MW·h.

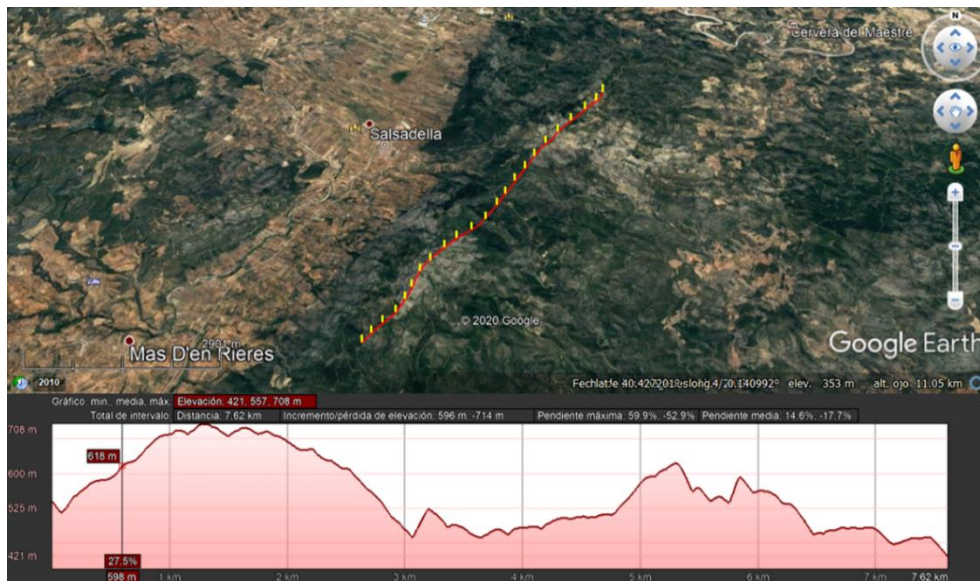


Figura 97. Tramo de instalación del parque eólico de 80 MW.

Un tema muy importante que se ha tenido que considerar son las pérdidas que sufre el parque eólico a la hora de instalar los aerogeneradores. Estas pérdidas han sido evaluadas para la obtención de la producción anual neta del parque eólico y se han empleado una serie de coeficiente de pérdidas englobados dentro de la Tabla 41. Estos coeficientes han sido obtenidos del libro “Manual de Energía Eólica” de Salvador Cucó Pardillos (Cucó, S., 2017).

Estas pérdidas que se han considerado son por sombras entre alineaciones y entre turbinas de una misma alineación. Así como por disponibilidad, por transformación y transporte, por mantenimiento de la transformación y por costes de suministro. Al final, con estas pérdidas se llega a un coeficiente resultante de pérdidas de funcionamiento del parque con valor de 0,945. Este coeficiente resultante de pérdidas se aplica a la producción anual bruta del parque eólico obteniendo una producción anual neta del parque de 265.119 MW·h.

ANÁLISIS TÉCNICO PARQUE EÓLICO	
Tipo Aerogenerador	V136 (3,45 MW)
Nº Aerogeneradores	23
Potencia Instalada (MW)	80
Altura de Buje (m)	149
Diámetro Rotor (m)	136
Factor de Uso	40,36%
Nº De Horas Equivalentes	3.536
% Energía Aprovechada	43,28%
Producción Anual Bruta Parque Eólico (MWh)	280.579
Pérdidas por sombras entre alineaciones	1,000
Pérdidas por sombras entre turbinas de una misma alineación	0,995
Pérdidas por disponibilidad	0,980
Pérdidas por transformación y transporte	0,970
Pérdidas por mantenimiento de la transformación	0,999
Pérdidas por cortes de suministro	1,000
Coefficiente de funcionamiento del parque	0,945
Producción Anual Neta Parque Eólico (MWh)	265.119

Tabla 41. Análisis técnico del parque eólico.

En lo referente a los caminos de acceso para la construcción del parque eólico, se puede observar en las siguientes Figuras 98 y 99 que se dispone de varios accesos a la zona de implantación del parque. Cabe destacar que la zona de instalación del parque está bastante despejada de vegetación y no será difícil la realización de caminos de servicio para el correcto transporte y montaje del parque eólico.

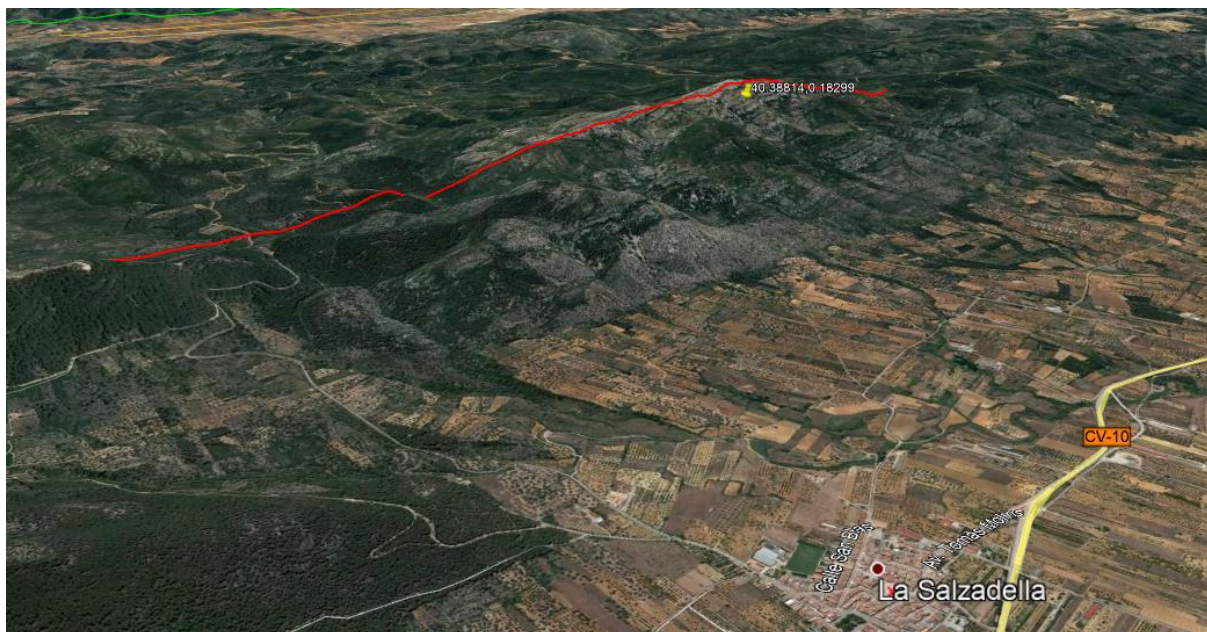


Figura 98. Caminos de acceso a la zona de instalación del parque eólico de 80 MW (Vista 1)

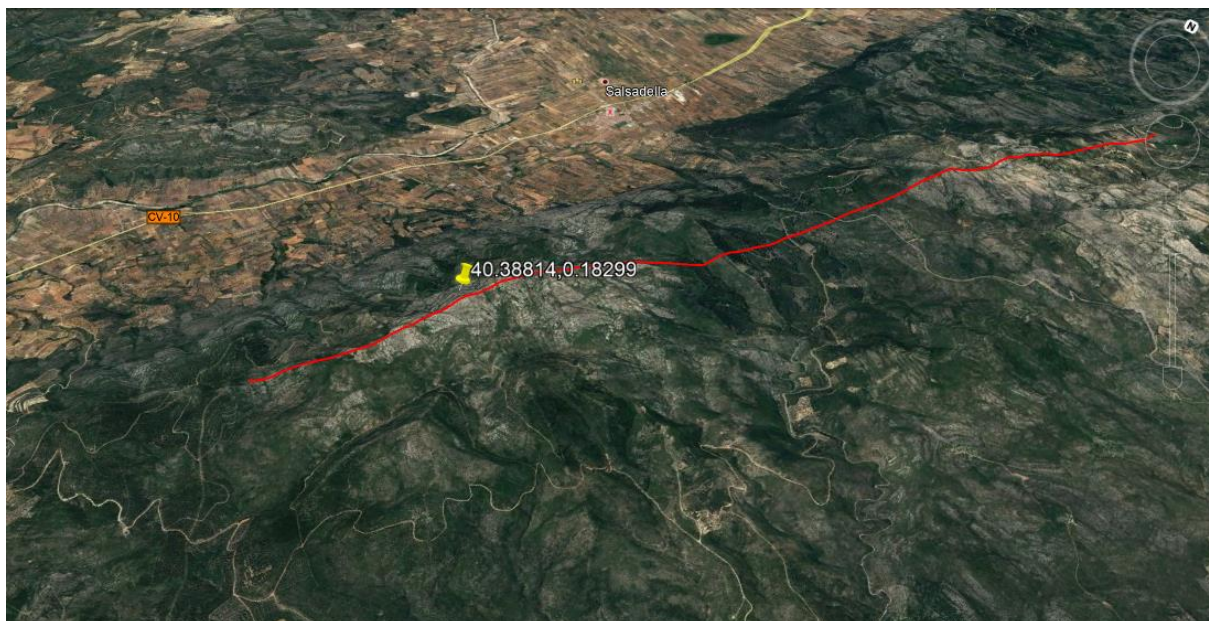


Figura 99. Caminos de acceso a la zona de instalación del parque eólico de 80 MW (Vista 2)

En cuanto al análisis económico, como se ha comentado durante el transcurso del proyecto, el precio medio de casación del mercado diario promedio anual del 2019 de la electricidad es de 47,71 €/MW·h. A continuación, se refleja la Tabla 42 donde se puede apreciar el promedio de este precio durante los años 2010-2019.

Datos OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español)										
	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Ene	61,99	49,98	71,49	36,53	51,60	33,62	50,50	51,06	41,19	29,06
Feb	54,01	54,88	51,74	27,50	42,57	17,12	45,04	53,48	48,03	27,68
Mar	48,82	40,18	43,19	27,80	43,13	26,67	25,92	47,57	46,70	19,62
Abr	50,41	42,67	43,69	24,11	45,34	26,44	18,17	41,21	45,45	27,42
May	48,39	54,92	47,11	25,77	45,12	42,41	43,45	43,58	48,90	37,28
Jun	47,19	58,46	50,22	38,90	54,73	50,95	40,87	53,50	50,00	40,12
Jul	51,46	61,88	48,63	40,53	59,55	48,21	51,16	50,29	50,82	42,91
Ago	44,96	64,33	47,46	41,16	55,59	49,91	48,09	49,34	53,53	42,94
Sep	42,11	71,27	49,15	43,59	51,88	58,89	50,20	47,59	58,47	46,44
Oct	47,17	65,08	56,77	52,83	49,90	55,11	51,49	45,65	57,46	42,63
Nov	42,19	61,97	59,19	56,13	51,20	46,80	41,81	42,07	48,38	40,93
Dic	33,80	61,81	57,94	60,49	52,61	47,47	63,64	41,73	50,07	46,34
Precio Medio Casación Mercado Diario €/MWh	47,71	57,29	52,22	39,61	50,27	41,97	44,20	47,26	49,92	36,95

Tabla 42. Precio medio casación mercado diario período 2010-2019.

Este parque eólico está diseñado para una vida útil de 25 años. Los ingresos anuales del parque serán de unos 12.648.838 € y el mantenimiento del parque de unos 880.433 € relativo a revisiones, reparaciones y sustituciones de componentes de los aerogeneradores. El ingreso es obtenido mediante el producto entre la producción anual neta del parque y el precio medio de casación del mercado diario promedio anual. El mantenimiento anual del parque se calcula como el 1 % de la inversión inicial de los aerogeneradores.

Para los costes de inversión iniciales se han tenido en cuenta los conceptos ya comentados en el apartado 7 recogidos del Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER) que son: aerogeneradores, obra civil e ingeniería, instalación eléctrica y promoción. El valor económico y el porcentaje asignado a cada concepto dentro de la inversión inicial está reflejado en la Tabla 43. La inversión inicial total del parque eólico es de unos 103.580.316 €. Dicha inversión que a priori da la sensación de ser algo elevada postulándose del lado de la seguridad como se ha comentado en el apartado 7, se puede observar más adelante que la instalación del parque eólico llega a ser muy rentable.

ANÁLISIS ECONÓMICO PARQUE EÓLICO		
Vida Útil (Años)	25	
Ingreso Únitario (€/MW·h)	47,71	
Ingresos (Año)	12.648.838 €	
Mantenimiento (Año)	880.433 €	
Costes Inversión		
Aerogeneradores	88.043.269 €	85%
Obra Civil e Ingeniería	8.286.425 €	8%
Instalación Eléctrica	5.179.016 €	5%
Promoción	2.071.606 €	2%
Inversión Total	103.580.316 €	100%

Tabla 43. Análisis económico parque eólico.

Es hora de utilizar ahora, igual como se ha hecho en el apartado 7, los indicadores económicos siguientes: flujo de caja con un 8 % de tasa de descuento, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y PayBack con el 8% de tasa de descuento para obtener los resultados de viabilidad económica del parque eólico.

Respecto al flujo de caja con el 8% de tasa de descuento, se puede ver que se obtiene una amortización del parque eólico a los 15 años y una rentabilidad de 22.044.782 € transcurridos los 25 años de vida útil según la Tabla 44.

FLUJO DE CAJA PARQUE EÓLICO (80 MW)						
AÑOS	INVERSIÓN	MANTENIMIENTO	INGRESOS	FLUJO DE CAJA NETO SIN TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO CON 8% TASA DESCUENTO	FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO CON 8% TASA DESCUENTO
1	-103.580.316 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	10.896.672 €	-92.683.644 €
2	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	10.089.511 €	-82.594.133 €
3	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	9.342.140 €	-73.251.993 €
4	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	8.650.130 €	-64.601.863 €
5	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	8.009.379 €	-56.592.484 €
6	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	7.416.092 €	-49.176.392 €
7	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	6.866.752 €	-42.309.641 €
8	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	6.358.103 €	-35.951.537 €
9	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	5.887.133 €	-30.064.404 €
10	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	5.451.049 €	-24.613.355 €
11	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	5.047.268 €	-19.566.088 €
12	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	4.673.396 €	-14.892.692 €
13	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	4.327.218 €	-10.565.474 €
14	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	4.006.684 €	-6.558.790 €
15	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	3.709.892 €	-2.848.898 €
16	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	3.435.085 €	586.188 €
17	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	3.180.635 €	3.766.823 €
18	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	2.945.032 €	6.711.855 €
19	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	2.726.882 €	9.438.736 €
20	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	2.524.890 €	11.963.627 €
21	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	2.337.861 €	14.301.488 €
22	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	2.164.687 €	16.466.175 €
23	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	2.004.339 €	18.470.514 €
24	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	1.855.870 €	20.326.384 €
25	0 €	-880.433 €	12.648.838 €	11.768.406 €	1.718.398 €	22.044.782 €

Tabla 44. Flujo de caja Parque Eólico zona Bajo Maestrazgo (80 MW).

En cuanto al valor actual neto (VAN) del parque eólico se estudia para cada tipo de tasa de descuento y se determina además la tasa interna de retorno (TIR). Se puede observar en la siguiente Tabla 45 como el valor actual neto más restrictivo es de 3.241.974 € para una tasa de descuento del 10% y la tasa interna de retorno del 10,41%.

VAN	
Tasa de descuento	Parque Eólico (80 MW)
0%	190.629.828 €
1%	155.597.117 €
2%	126.179.642 €
3%	101.344.672 €
4%	80.266.660 €
5%	62.282.943 €
6%	46.859.406 €
7%	33.563.780 €
8%	22.044.782 €
9%	12.015.787 €
10%	3.241.974 €
11%	-4.469.807 €
12%	-11.279.072 €
13%	-17.318.078 €
14%	-22.696.917 €
15%	-27.507.587 €
16%	-31.827.264 €
17%	-35.720.939 €
18%	-39.243.550 €
19%	-42.441.707 €
20%	-45.355.104 €
21%	-48.017.668 €
22%	-50.458.499 €
23%	-52.702.643 €
24%	-54.771.738 €
TIR	10,41%

Tabla 45. Valor Actual Neto del parque eólico y Tasa Interna de Retorno.

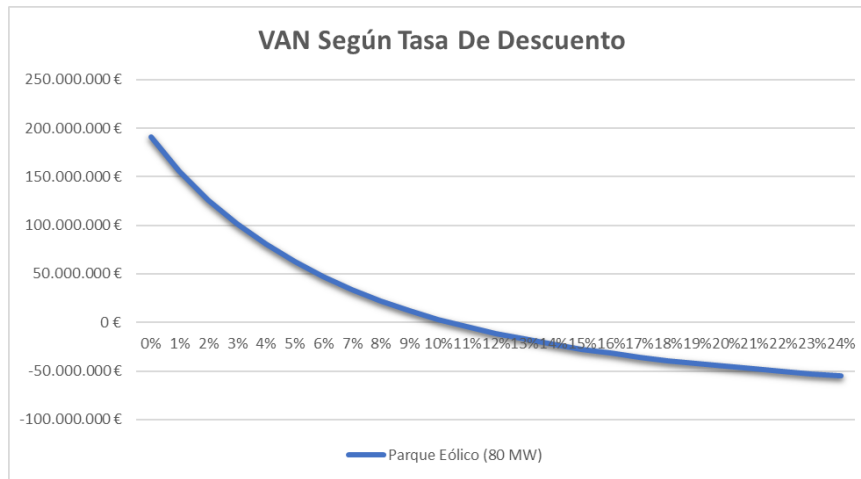


Figura 100. Valor Actual Neto del parque eólico a implantar.

En cuanto al PayBack para una tasa de descuento del 8%, se puede señalar que los primeros 15 años serán de amortización del parque. Es cuando a partir del decimosexto año cuando se empezará a obtener rentabilidad del parque eólico instalado.

PAYBACK con Tasa de Descuento del 8 %	
AÑOS	Parque Eólico (80 MW)
1	-92.683.644 €
2	-82.594.133 €
3	-73.251.993 €
4	-64.601.863 €
5	-56.592.484 €
6	-49.176.392 €
7	-42.309.641 €
8	-35.951.537 €
9	-30.064.404 €
10	-24.613.355 €
11	-19.566.088 €
12	-14.892.692 €
13	-10.565.474 €
14	-6.558.790 €
15	-2.848.898 €
16	586.188 €
17	3.766.823 €
18	6.711.855 €
19	9.438.736 €
20	11.963.627 €
21	14.301.488 €
22	16.466.175 €
23	18.470.514 €
24	20.326.384 €
25	22.044.782 €

Tabla 46. PayBack del parque eólico instalado de 80 MW.

Por último, se ha realizado un análisis de sensibilidad con la finalidad de estudiar como afectaría la variación del precio de casación medio de la electricidad en €/MW·h en la tasa interna de retorno (TIR). Dicho análisis se puede apreciar en la siguiente Tabla 47 en la que se ha fijado la inversión total del proyecto 103.580.316 € y el TIR actual de 10,41% para un precio de casación medio de 47,71 €/MW·h. A medida que ese precio va disminuyendo, la tasa interna de retorno también decrece. Y en el caso de que el precio aumentara, la tasa interna de retorno se incrementaría contribuyendo a una mayor rentabilidad del proyecto.

Es importante el uso de este término económico para la toma de decisiones de inversión en que se basa en recalculer los flujos de caja y el valor actual neto al modificar una variable. En este caso, la variación del precio medio de casación de la electricidad en €/MW·h y ver como afecta al TIR del proyecto.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD														
TIR Actual		Precio casación medio electricidad (€/MWh)												
10,41%		35,00	37,00	39,00	41,00	43,00	45,00	47,71	49,00	51,00	53,00	55,00	57,00	59,00
Inversión	103.580.316 €	6,38%	7,05%	7,70%	8,34%	8,97%	9,59%	10,41%	10,79%	11,38%	11,96%	12,54%	13,11%	13,67%

Tabla 47. Análisis de sensibilidad del precio medio de casación de la electricidad respecto del TIR.

10. Resumen y conclusiones

En el presente proyecto se ha realizado un estudio de dimensionado y de viabilidad económica para la implantación de un parque eólico en la zona del Bajo Maestrazgo con capacidad para 80 MW.

Se han seleccionado tres aerogeneradores de dos marcas punteras en el sector eólico como es la alemana Enercon y la danesa Vestas. El motivo de no seleccionar el fabricante español Siemens Gamesa es porque no se dispone de datos de rendimientos de sus aerogeneradores después de que la empresa Gamesa se fusionara con Siemens. Es por esto, que se ha optado por estudiar los otros dos grandes fabricantes.

En cuanto a la selección de los aerogeneradores, se ha seleccionado para el fabricante Enercon los siguientes tres modelos: E-101 (3,05 MW), E-115 (3,00 MW) y E-126 (4,20 MW) (ENERCON, 2015). Y para el fabricante Vestas los siguientes tres modelos: V126 (3,45 MW), V136 (3,45 MW) y V164 (8,00 MW) (VESTAS, 2015). En ellos se han escogido las alturas de buje mayores de cada aerogenerador.

La zona del emplazamiento está próxima a la localidad de Salzadella. Dicha zona posee un recurso de viento regular superior a 6,5 m/s, requisito indispensable como criterio energético para poder seleccionar dicha zona. Concretamente, en el emplazamiento se posee como velocidad media a una altura de 100 metros respecto del suelo de unos 8 m/s.

En cuanto a los criterios ambientales, cabe destacar que la zona de implantación del parque eólico está alejada de los espacios de Red Natura 2000 como pueden ser los lugares de importancia comunitaria (LICs) y las zonas de especial protección de aves (ZEPAs). Además, se ha garantizado que haya un resguardo superior a dichas zonas del parque eólico superior a 1 kilómetro.

En lo referente a los criterios logísticos, no hay existencia de parques eólicos instalados en dicha zona a pesar de cumplir el requisito mínimo de poder implantarse



un parque eólico con capacidad superior a 20 MW. Es importante destacar que se dispone de líneas eléctricas próximas así como una subestación de 400 KV en la población de Salzadella para la correcta distribución de la energía eléctrica generada por los aerogeneradores.

Para el dimensionamiento técnico, se ha tenido en cuenta las fichas técnicas de cada fabricante, así como los datos recogidos de sus curvas de potencia como punto de partida. Con estos datos, se han corregido las curvas de potencia de cada aerogenerador y sabiendo las horas anuales en las que transcurren cada valor de velocidad del viento, se ha calculado las producciones de cada aerogenerador. Además, se ha obtenido el factor de uso y el nº de horas equivalentes para cada uno de ellos como el ratio de energía aprovechada. De este análisis técnico se pueden sacar las conclusiones de que el aerogenerador candidato es el del fabricante danés Vestas modelo V136 (3,45 MW). Dicho molino eólico tiene una producción anual de unos 12,20 GW·h, un factor de uso de 40,36%, el número de horas equivalentes de funcionamiento es de 3.536 horas y un porcentaje de energía aprovechada del 43,28%. Pero con este análisis técnico no es suficiente para seleccionar el aerogenerador óptimo, para ello se estudia posteriormente la viabilidad económica.

En cuanto al análisis económico, se han estudiado los indicadores de flujo de caja con una tasa de descuento del 8%, el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el PayBack asociado a la tasa de descuento del 8% para observar y analizar la viabilidad económica de cada aerogenerador. Después de este análisis, se puede verificar que el aerogenerador óptimo es el mismo que el dado en el análisis técnico. Este tendrá un VAN de 1.976.316,87 € para la tasa de descuento del 8% aplicada, un TIR del 13,62% y según se aprecia en el PayBack se necesitarán 10 años para amortizar la inversión y los otros 15 años restantes serán de rentabilidad para los 25 años de vida útil.

Una vez demostrado que el aerogenerador óptimo para la instalación del parque eólico es el V136 (3,45 MW), se ha procedido a estudiar las pérdidas para calcular la producción anual neta del parque. El parque estará comprendido por 23



aerogeneradores distribuidos en una única alineación de longitud 7.620 metros. La potencia instalada como se ha comentado al inicio de este apartado será de 80 MW. Dichos aerogeneradores tendrán una altura de buje de 149 metros, diámetro de rotor 136 metros y como producción anual neta será de 265.119 MW·h. Se dispone de varios caminos de acceso a la zona de implantación del parque y no será complicado la ejecución de nuevos caminos de servicio para el correcto transporte y montaje del parque eólico, ya que la zona está bastante despejada de vegetación.

Para la inversión del proyecto se ha tenido en cuenta los aerogeneradores, la obra civil e ingeniería, la instalación eléctrica y la promoción del parque. Los porcentajes y los valores de referencia se han tomado del Plan de Energías Renovables (PER) del 2011-2020. Dicha inversión total será de unos 103.580.316€ y se estima unos ingresos anuales de 12.648.838€ y 880.433€ como mantenimiento relativo a revisiones, reparaciones y sustituciones de componentes de los aerogeneradores. Se ha recalculado de nuevo los indicadores de flujo de caja con la tasa de descuento del 8%, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y el PayBack para estudiar la viabilidad económica del proyecto. Con esto, se ha podido obtener que el VAN será de 22.044.782€ al 8% de tasa de descuento y que según el PayBack se tardará 15 años en amortizar el parque según la tasa de descuento del 8%. Para los 10 años próximos será cuando se empezará a obtenerse rentabilidad del parque eólico. Aun siendo una inversión algo elevada quedándose del lado de la seguridad como se ha explicado en el apartado 7, la instalación llega a ser muy rentable.

Por último, destacar que se ha realizado un análisis de sensibilidad para comprobar como afectaría el cambio del precio de casación medio de la electricidad en el TIR del parque eólico. El precio que se ha tomado como referencia ha sido el medio del año 2019 que es 47,71 €/MW·h y no el de este año que es poco representativo debido a las consecuencias del Covid-19 en la bajada del precio de la electricidad. Dicho análisis de sensibilidad se ha podido apreciar en la Tabla 47 en la que se ha fijado la inversión total del proyecto 103.580.316 € y el TIR actual de 10,41% para un precio de casación medio de 47,71 €/MW·h. A medida que ese precio va disminuyendo, la tasa interna de retorno también decrece. Y en el caso de que el precio aumentara, la



tasa interna de retorno se incrementaría contribuyendo a una mayor rentabilidad del proyecto.

Con todo ello, se puede afirmar la viabilidad técnico-económica de la instalación del parque eólico de 23 aerogeneradores modelo V136 (3,45 MW) en la zona del Bajo Maestrazgo próximo a la población Salzadella en la provincia de Castellón.

Como resultado de la crisis económica que se espera en España debido a la crisis mundial derivada del Covid-19, sería de crucial importancia apostar por el sector de las energías renovables para promover una mayor facilidad a una recuperación económica y aprovechar para disminuir el uso de combustibles fósiles que tanta contaminación genera en el medio ambiente.

Las energías renovables son un tipo de energías limpias e inagotables y uno de los retos futuros incluyen instalaciones más eficientes y sistemas de almacenamiento adecuados.



11. Referencias bibliográficas

- AEE, (2020). Asociación Empresarial Eólica. [En línea]. Recuperado de <https://www.aeeolica.org/>
- Cucó, S. (2017). *Manual de energía eólica. Desarrollo de proyectos e instalaciones*. Valencia: Universitat Politècnica de València.
- ENERCON, (2015). Enercon Product Overview. [En línea]. Recuperado de https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjMgMnh0d3qAhWuA2MBHbuTD8MQFjAAegQIBRAB&url=https%3A%2F%2Fwind-turbine.com%2Fdownload%2F101655%2Fenercon_produkt_en_06_2015.pdf&usg=AOvVaw2OFF0UrAfbwtghbqni1i6O
- GWA, (2020). Global Wind Atlas. [En línea]. Recuperado de <https://globalwindatlas.info/>
- OMIE, (2020). Operador del Mercado Ibérico de Energía. [En línea]. Recuperado de <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2019&system=1>
- Palacios, I. (2017). *Estudio de alternativas para un parque de energía eólica en la Comunidad Valenciana. Provincia de Castellón*. Trabajo Final de Grado. Grado en Ingeniería Civil. Valencia: Universitat Politècnica de València.
- Pérez, M.A. (2017). *T.2 Energías renovables. Energía eólica*. Asignatura optativa de 4º curso del Grado en Ingeniería Civil. Aprovechamientos hidráulicos y energéticos, pp. 1-42. Valencia: Universitat Politècnica de València.
- PER, (2011). *Plan de Energías Renovables (2011-2020)*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). [En línea]. Recuperado de <https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjQzavy093qAhW1BGMBHVJGAr0QFjAEegQIAxAB&>



[url=https%3A%2F%2Fwww.idae.es%2Fuploads%2Fdocumentos%2Fdocumentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf&usg=AOvVaw0cJgaZs4LyaosDBr89-2P3](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf&usg=AOvVaw0cJgaZs4LyaosDBr89-2P3)

REE, (2020). Red Eléctrica de España [En línea]. Recuperado de <http://www.ree.es/es/>

VESTAS, (2015). Vestas Wind Systems A/S. [En línea]. Recuperado de <https://www.vestas.com/>

Wind Turbine Models, (2015). Wind-turbine-models.com. [En línea]. Recuperado de <https://es.wind-turbine-models.com/>

