



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica  
de Ingenieros de Minas

# GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

## PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA. ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA REPOTENCIACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO EN GALICIA

León, Julio de 2016

Autor: Alejandro Nicolás Robles  
Tutor: José Luis Falagán Cavero

El presente proyecto ha sido realizado por D./Dña. **Alejandro Nicolás Robles**, alumno/a de la **Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas** de la **Universidad de León** para la obtención del título de **Grado en Ingeniería de la Energía**.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D./Dña. **José Luis Falagán Caveró**, profesor/a del **Grado en Ingeniería de la Energía**.

Visto Bueno

Fdo.: D./Dña. **Alejandro Nicolás Robles**  
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D./Dña. **José Luis Falagán Caveró**  
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

## **RESUMEN**

El estudio que a continuación se expone tiene como objetivo analizar el futuro del sector eólico en España centrándose, en concreto, en la repotenciación de un parque eólico en Galicia. La elección de esta localización se debe a que se trata de una de las regiones de España que cuenta con mayor recurso eólico y, como consecuencia, su explotación comenzó en los primeros años del sector en el país. Debido a esto sus parques eólicos están siendo los primeros en quedarse obsoletos lo que hace necesaria su actualización.

Para llevar a cabo el estudio desde un punto de vista técnico se ha empleado el Software WASP 11 (Wind Atlas Analysis and Application Program) desarrollado por la DTU (Danmarks Tekniske Universitet. Mediante este programa se podrá llevar a cabo un análisis del recurso y obtener una estimación de la producción energética de las posibles opciones de repotenciación.

Finalmente y tras haber elegido una de las opciones se realizará el estudio económico de la misma, con el objetivo de conocer la rentabilidad del posible proyecto y determinar si es viable.

## **ABSTRACT**

The aim of the research below is to analyse the future of the Eolic Energy in Spain, focusing on the repowering of a windfarm located in Galicia. The election of the place is due to Galicia is one of the most windy regions, and almost the first in developing this sort of Energy in the country. Because of this prematurety, so many Galician windfarms are too old.

The main technical resource used to make this Project is the Software WASP 11 (Wind Atlas Analysis an Applicatio Program) developed by the DTU (Danmarks Tekniske Universitet). With this program a complete analysis of the resource is calculated, as well as an estimation of the energetic production of the different possible choices of the repowering.

Last but not least, after the selection of the optimum features of the Windfarm, an economic study of viability should be done, finding out the rentability of the Project.

## ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	1
2	SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA .....	2
2.1	Situación de la energía eólica a nivel internacional.....	2
2.2	Situación de la energía eólica a nivel europeo .....	5
2.3	Situación de la energía eólica a nivel nacional .....	8
3	REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS.....	10
4	NORMATIVA APLICABLE.....	12
4.1	Normativa nacional .....	12
4.2	Normativa autonómica. Comunidad autónoma de Galicia .....	15
5	ELECCIÓN Y REPOTENCIACION DE UN PARQUE EÓLICO EN GALICIA .....	16
5.1	Situación de la energía eólica en Galicia.....	16
5.2	Descripción del parque eólico a repotenciar .....	18
5.2.1	Características generales y emplazamiento .....	18
5.2.2	Características de los aerogeneradores .....	21
5.2.3	Situación orográfica de la zona y rugosidad .....	22
5.2.4	Datos del recurso eólico .....	23
5.2.5	Estimación de la producción del parque eólico San Xoan .....	25
5.3	Procedimiento a seguir en el estudio de repotenciación .....	29
5.4	Ejecución del estudio de repotenciación .....	30
5.4.1	Aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW.....	30
5.4.2	Aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW .....	36
5.4.3	Aerogeneradores Vestas V90 y V100 de 2 MW.....	41
5.4.4	Aerogenerador Vestas V112 de 3MW .....	50
5.5	Análisis global de los resultados y elección del aerogenerador .....	54
6	MODIFICACIONES DEL PARQUE Y OBRA CIVIL.....	58
6.1	Desmantelamiento.....	58
6.2	Obra civil.....	59
6.2.1	Viales de acceso .....	59
6.2.2	Plataforma .....	60

6.2.3	Cimentaciones .....	61
6.2.4	Zanjas y canalizaciones .....	61
6.3	Infraestructura eléctrica.....	62
6.3.1	Subestación del parque .....	62
6.3.2	Red de media tensión .....	62
6.3.3	Red de alta tensión .....	63
7	ESTUDIO ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD .....	63
7.1	Análisis de costes e inversión.....	63
7.1.1	Coste aerogenerador .....	63
7.1.2	Coste obra civil.....	63
7.1.3	Infraestructura eléctrica .....	64
7.1.4	Ingeniería del parque.....	64
7.1.5	Sistema de control y supervisión SCADA .....	65
7.1.6	Desmantelamiento parque antiguo.....	65
7.1.7	Inversión total manteniendo la potencia del parque inicial.....	65
7.1.8	Inversión total incrementando la potencia del parque inicial un 40 %.....	66
7.2	Gasto de explotación .....	67
7.2.1	Operación y mantenimiento.....	67
7.2.2	Vigilancia ambiental.....	68
7.2.3	Seguros.....	68
7.2.4	Alquiler de terrenos .....	68
7.3	Precio de venta de la energía.....	68
7.4	Estudio económico para los años restantes del parque eólico San Xoán.....	69
7.4.1	Precio tarifa media regulada.....	69
7.4.2	Precio mercado eléctrico .....	70
7.5	Estudio económico con repotenciación manteniendo la potencia inicial.....	71
7.5.1	Ingresos brutos .....	71
7.5.2	Gastos de explotación.....	72
7.5.3	Flujo de caja (Cash flow) .....	73
7.5.4	VAN y TIR.....	74
7.6	Estudio económico con repotenciación aumentando la potencia un 40 % .....	74
7.6.1	Ingresos brutos .....	75
7.6.2	Gastos de explotación.....	76
7.6.3	Flujo de caja (Cash flow) .....	77

---

7.6.4	VAN y TIR.....	78
7.7	Conclusiones del estudio económico.....	78
8	CONCLUSIONES FINALES.....	79
9	LISTA DE REFERENCIAS.....	80
	ANEXO I: CALCULOS ELÉCTRICOS.....	82
	ANEXO II: FICHA TÉCNICA AEROGENERADORES.....	96

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Parque eólico Tatanka (EEUU) .....	1
Figura 2.1. Potencia eólica anual instalada en el mundo. ....	2
Figura 2.2. Potencia eólica instalada acumulada en el mundo. ....	3
Figura 2.3. Potencia eólica instalada anual por región.....	3
Figura 2.4. Pronóstico de la potencia eólica acumulada en el mundo.....	4
Figura 2.5. Potencia eólica offshore acumulada en el mundo. ....	5
Figura 2.6. Atlas eólico de Europa .....	6
Figura 2.7. Potencia instalada en Europa por país .....	7
Figura 2.8. Evolución de la potencia anual instalada en Europa .....	7
Figura 2.9. Atlas Eólico de España .....	9
Figura 3.1. Parque eólico Los Valles antes y después.....	11
Figura 3.2. Previsiones de potencia eólica terrestre anual en España, horizonte 2020 .....	12
Figura 5.1. Atlas eólico de Galicia .....	16
Figura 5.2. Distribución de los parques eólicos en Galicia .....	17
Figura 5.3. Topografía del emplazamiento .....	18
Figura 5.4. Esquema del parque eólico San Xoán.....	19
Figura 5.5. Curva de potencia del aerogenerador MADE AE-32 .....	21
Figura 5.6. Mapa topográfico digital.....	22
Figura 5.7. Velocidad del viento a 80 m de altura .....	23
Figura 5.8. Representación de los datos de viento en WAsP .....	25
Figura 5.9. Malla AEP del parque eólico San Xoan .....	28
Figura 5.10. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW ....	30
Figura 5.11. Malla AEP Nordex N60 de 1,3 MW (potencia inicial) .....	32
Figura 5.12. Malla AEP Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %) .....	35
Figura 5.13. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW .....	36
Figura 5.14. Malla AEP Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial) .....	38
Figura 5.15. Malla AEP Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %) .....	40
Figura 5.16. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Vestas V90 de 2MW.....	41
Figura 5.17. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Vestas V100 de 2MW.....	42
Figura 5.18. Malla AEP Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial).....	44

---

Figura 5.19. Malla AEP Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial).....	45
Figura 5.20. Malla AEP Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %).....	47
Figura 5.21. Malla AEP Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %) .....	49
Figura 5.22. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Vestas V112 de 3MW.....	50
Figura 5.23. Malla AEP Vestas V112 de 3MW (potencia inicial).....	52
Figura 5.24. Malla AEP Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %) .....	54
Figura 5.25. Zonas protegidas ZEPA en la península ibérica .....	56
Figura 6.1. Acceso al parque eólico .....	59
Figura 6.2. Plataforma de montaje .....	60
Figura 6.3. Cimentación aerogenerador .....	61
Figura 6.4. Canalización red de media tensión.....	62
Figura 7.1. Desglose de la inversión del parque manteniendo la potencia inicial .....	66
Figura 7.2. Desglose de la inversión del parque aumentando la potencia un 40 %.....	67



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Parques eólicos en funcionamiento antes de 1999 .....	17
Tabla 5.2. Coordenadas de los aerogeneradores .....	19
Tabla 5.3. Rosa de viento a 80 m de altura .....	24
Tabla 5.4. Estadísticas del parque San Xoan por aerogenerador .....	26
Tabla 5.5. Estadísticas totales del parque San Xoan.....	27
Tabla 5.6. Resumen de resultados del parque San Xoan .....	28
Tabla 5.7. Aerogeneradores para la repotenciación .....	29
Tabla 5.8. Coordenadas UTM Nordex N60 de 1.3 MW (potencia inicial) .....	31
Tabla 5.9. Estadísticas por aerogenerador Nordex N60 DE 1,3 MW (potencia inicial) .....	31
Tabla 5.10. Estadísticas totales Nordex N60 de 1,3 MW (potencia inicial) .....	32
Tabla 5.11. Resumen de resultados Nordex N60 de 1,3 MW (potencia inicial).....	32
Tabla 5.12. Coordenadas UTM Nordex N60 de 1.3 MW (repotenciar 40 %) .....	33
Tabla 5.13. Estadísticas por aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %) ..	34
Tabla 5.14. Estadísticas totales Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %).....	34
Tabla 5.15. Resumen de resultados Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %).....	35
Tabla 5.16. Coordenadas UTM Siemens SWT-93 de 2.3 MW (potencia inicial).....	37
Tabla 5.17. Estadísticas por aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial) .....	37
Tabla 5.18. Estadísticas totales Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial) .....	38
Tabla 5.19. Resumen de resultados Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial) .....	38
Tabla 5.20. Coordenadas UTM Siemens SWT-93 de 2.3 MW (repotenciar 40 %).....	39
Tabla 5.21. Estadísticas por aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40	
Tabla 5.22. Estadísticas totales Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %).....	40
Tabla 5.23. Resumen de resultados Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %).....	40
Tabla 5.24. Coordenadas UTM Vestas V90 y V100 (potencia inicial) .....	42
Tabla 5.25. Estadísticas por aerogenerador Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial).....	43
Tabla 5.26. Estadísticas totales Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial) .....	43
Tabla 5.27. Resumen de resultados Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial) .....	44
Tabla 5.28. Estadísticas por aerogenerador Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial).....	44
Tabla 5.29. Estadísticas totales Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial) .....	45
Tabla 5.30. Resumen de resultados Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial) .....	45

Tabla 5.31. Coordenadas UTM Vestas V90 y V100 (repotenciar 40 %)	46
Tabla 5.32. Estadísticas por aerogenerador Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)	46
Tabla 5.33. Estadísticas totales Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)	47
Tabla 5.34. Resumen de resultados Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)	48
Tabla 5.35. Estadísticas por aerogenerador Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)	48
Tabla 5.36. Estadísticas totales Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)	48
Tabla 5.37. Resumen de resultados Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)	49
Tabla 5.38. Coordenadas UTM Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)	51
Tabla 5.39. Estadísticas por aerogenerador Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)	51
Tabla 5.40. Estadísticas totales Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)	51
Tabla 5.41. Resumen de resultados Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)	52
Tabla 5.42. Coordenadas UTM Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)	53
Tabla 5.43. Estadísticas por aerogenerador Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)	53
Tabla 5.44. Estadísticas totales Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)	53
Tabla 5.45. Resumen de resultados Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)	54
Tabla 5.46. Resultados globales manteniendo la potencia inicial	55
Tabla 5.47. Resultados globales repotenciando un máximo del 40%	55
Tabla 5.48. Coste unitario de los aerogeneradores	57
Tabla 5.49. Coste total de los aerogeneradores (potencia inicial)	57
Tabla 5.50. Coste total de los aerogeneradores (repotenciar 40 %)	58
Tabla 6.1. Sección de los conductores de la red de Media Tensión	63
Tabla 7.1. Inversión para la ejecución del parque manteniendo la potencia inicial	65
Tabla 7.2. Inversión para la ejecución del parque aumentando la potencia un 40%	66
Tabla 7.3. Flujo de caja restante del parque eólico antiguo (Tarifa regulada)	69
Tabla 7.4. Flujo de caja restante del parque eólico antiguo (Precio mercado)	70
Tabla 7.5. Ingresos brutos parque repotenciado manteniendo la potencia inicial	71
Tabla 7.6. Gastos de explotación parque repotenciado manteniendo la potencia inicial	72
Tabla 7.7. Flujo de caja parque repotenciado manteniendo la potencia inicial	73
Tabla 7.8. Ingresos brutos parque repotenciado aumentando la potencia un 40 %	75
Tabla 7.9. Gastos de explotación parque repotenciado aumentando la potencia un 40 %	76
Tabla 7.10. Flujo de caja parque repotenciado aumentando la potencia un 40 %	77
Tabla 7.11. Resumen del VAN y el TIR	78

## 1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento. Se trata de uno de los recursos energéticos más explotados desde la antigüedad por el ser humano y a día de hoy es la energía renovable más madura y eficiente. Consiste en convertir la energía cinética del viento, que produce el movimiento de las palas de un aerogenerador, en energía eléctrica.

La energía eólica presenta claras ventajas medioambientales si se compara con las fuentes de energía convencionales. Se caracteriza porque es una fuente renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, los cuales son origen de las emisiones de efecto invernadero que causan el calentamiento global del planeta. Además es una fuente autóctona, disponible en casi todo el planeta, lo que reduce las importaciones energéticas y contribuye a crear riqueza y empleo de forma local convirtiéndose en el motor de las comunidades rurales en las que se implementa.



Figura 1.1. Parque eólico Tatanka (EEUU)

Los beneficios ambientales obtenidos como consecuencia del uso de la energía eólica se corresponden con el impacto ambiental que se deja de producir con el uso de otras fuentes de energía:

- No tiene lugar minería, es decir, no existen todos aquellos procesos que conlleva, como grandes movimientos del terreno, arrastre de sedimentos, alteración de cauces de agua, contaminación por partículas, acumulación de residuos peligrosos...
- No existe metalurgia ni transformaciones del combustible que producen grandes consumos de energía, producen residuos radiactivos, contaminación del aire en el entorno, riesgo de explosiones, presencia de agentes químicos...
- No tienen lugar procesos de combustión ni fisión de combustibles evitando accidentes nucleares, vertidos de productos radiactivos, emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático, contaminantes peligrosos, contaminación térmica...
- Se evita la presencia de escombreras y medios de control para los residuos radiactivos a corto y largo plazo que deberán heredar las generaciones futuras.

Sin embargo, a pesar de todas las ventajas que la energía eólica conlleva, se debe recordar que toda conversión o manipulación energética conlleva un impacto ambiental. Por esta razón la construcción y operación de un parque eólico requiere un continuo control medioambiental llevado a cabo mediante planes de recuperación del entorno y programas de vigilancia ambiental.

La energía eólica, como se ha mencionado anteriormente, se trata de una energía muy madura y extendida por lo que su futuro podría pasar por:

- **Eólica offshore:** Por lo general la velocidad del viento en el mar es superior que en tierra y la rugosidad del terreno es menor. Estos dos factores hacen que el potencial en estas zonas sea abrumador ya que permitiría la instalación de aerogeneradores de potencia superior a los que se implementan en tierra y de dimensiones realmente importantes.

Sin embargo el sistema de fijación de estas máquinas muchas veces hace inviable económicamente su instalación. Por ello se está investigando en nuevas tecnologías basadas en estructuras flotantes.

- **Mini eólica:** Consiste en el aprovechamiento del recurso eólico utilizando maquinas cuya potencia sea inferior a 100 kW y área de barrido inferior a 200 m<sup>2</sup>. Este sistema permitiría suministrar electricidad a lugares aislados de la red eléctrica, generar de forma distribuida evitando pérdidas en transporte, adaptarse al recurso del que se dispone y permitir la existencia de instalaciones híbridas combinándose con la energía fotovoltaica.
- **Repotenciación:** Implicaría un mejor aprovechamiento del espacio ya que los terrenos con mayor potencial eólico están ya ocupados o en trámites de autorización. El objetivo es sustituir las máquinas de estos parques eólicos por otras nuevas con mejores rendimientos.

## 2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA

### 2.1 Situación de la energía eólica a nivel internacional

Según datos del Global Wind Energy Council (GWEC) la potencia eólica instalada en el año 2015 creció un 17% con respecto al año anterior hasta alcanzar una potencia acumulada de 432.419 MW. En este panorama, se mantienen a la cabeza China, Estados Unidos, Alemania, India y España como principales productores mundiales de energía eólica.

En las siguientes imágenes se muestra la evolución de la energía eólica a nivel mundial desde el año 2000.

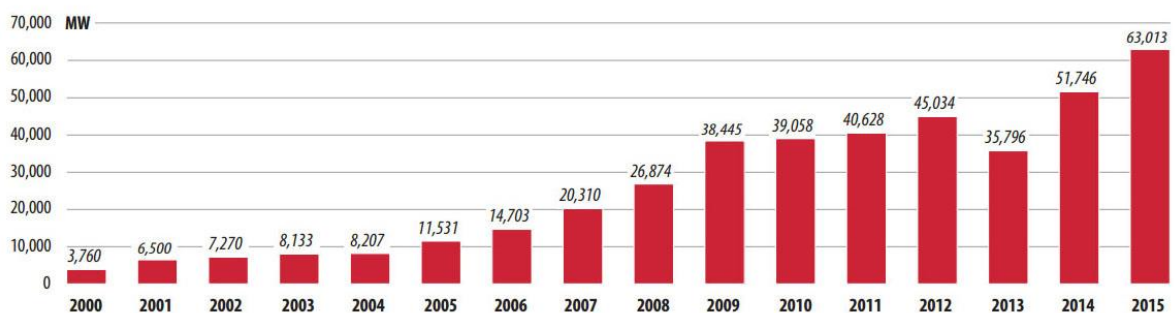


Figura 2.1. Potencia eólica anual instalada en el mundo.

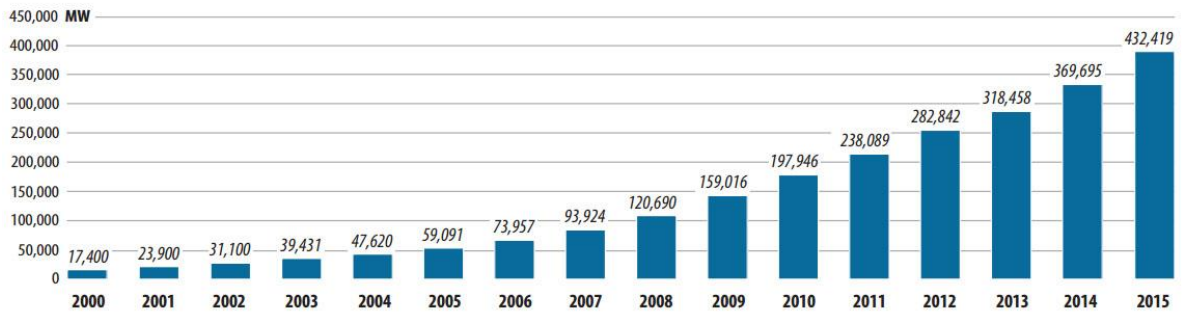


Figura 2.2. Potencia eólica instalada acumulada en el mundo.

Como se puede ver en la anterior imagen la tendencia es notablemente ascendente desde el año 2006.

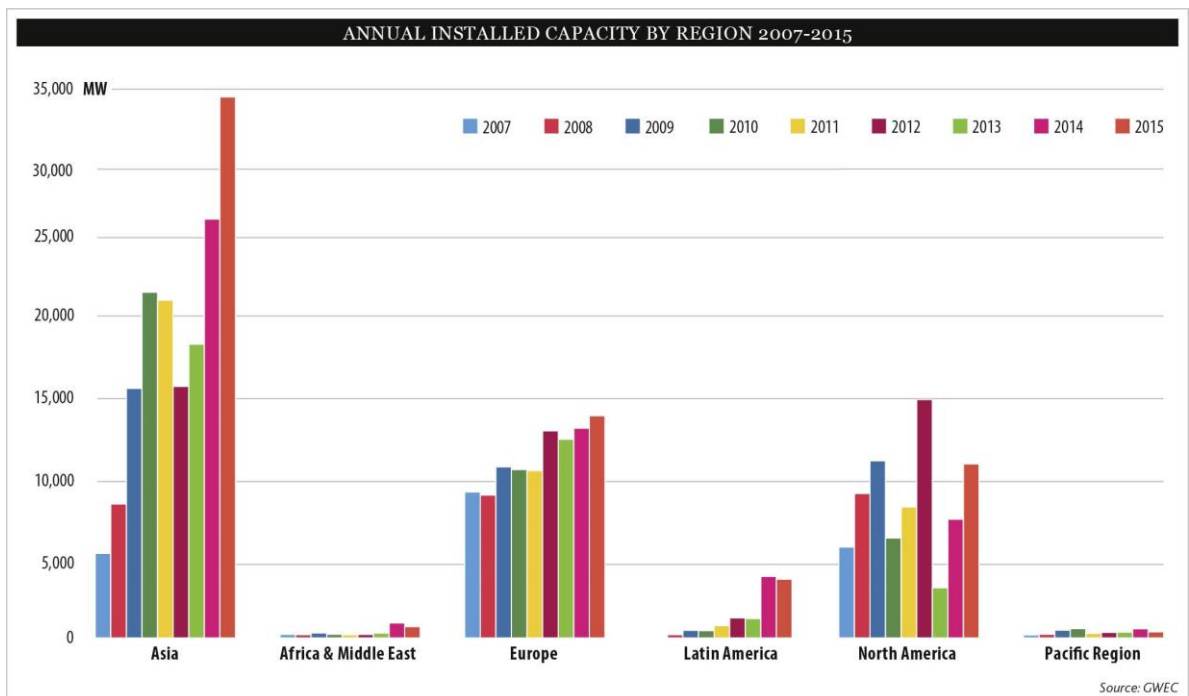


Figura 2.3. Potencia eólica instalada anual por región.

En el ámbito internacional cabe destacar la fuerte presencia de China. En el año 2009 China ocupaba el tercer puesto a nivel mundial, por detrás de Estados Unidos y Alemania, con una potencia instalada de 25.805 MW. Sin embargo, en el año 2015 ocupa la primera posición en el ranking con 145.104 MW superando incluso al conjunto de la unión europea que ocupa la segunda posición. Esto contrasta enormemente con su principal competidor que es Estados Unidos el cual en 2009 tenía una potencia instalada de 35.086 MW pasando en 2015 a tener 74.471 MW.

Mientras que Estado Unidos ha multiplicado por 2 su potencia instalada China casi la ha multiplicado por 6 rompiendo con las previsiones establecidas para dicho país hasta 2020 que eran aumentar su potencia algo más de 60.000 MW.

En este último año 2015, la energía eólica también ha sido protagonista en otras regiones del mundo como por ejemplo India que instaló 2.623 MW quitando a España el cuarto puesto en cuanto a potencia acumulada instalada.

En Europa, Alemania lidera el ritmo de instalación con 6.013 MW seguido por Polonia, Francia, Reino Unido y Turquía.

En Norteamérica, Estado Unidos sigue a la cabeza cerrando el año 2015 con 8.598 MW nuevos frente a los 1.506 MW instalados en Canadá y los 714 MW en México.

En Latinoamérica el panorama lo lidera Brasil añadiendo a su potencia instalada 2.754 MW, mientras que en África y Oriente próximo a la cabeza se sitúa Sudáfrica con un crecimiento algo más modesto de 483 MW y en Jordania se abrió la primera planta eólica comercial.

El Global Wind Energy Council pronostica cual va a ser la evolución de la energía eólica a nivel global por medio de tres visiones distintas del futuro en su documento The Global Wind Energy Outlook de 2014, el último publicado.

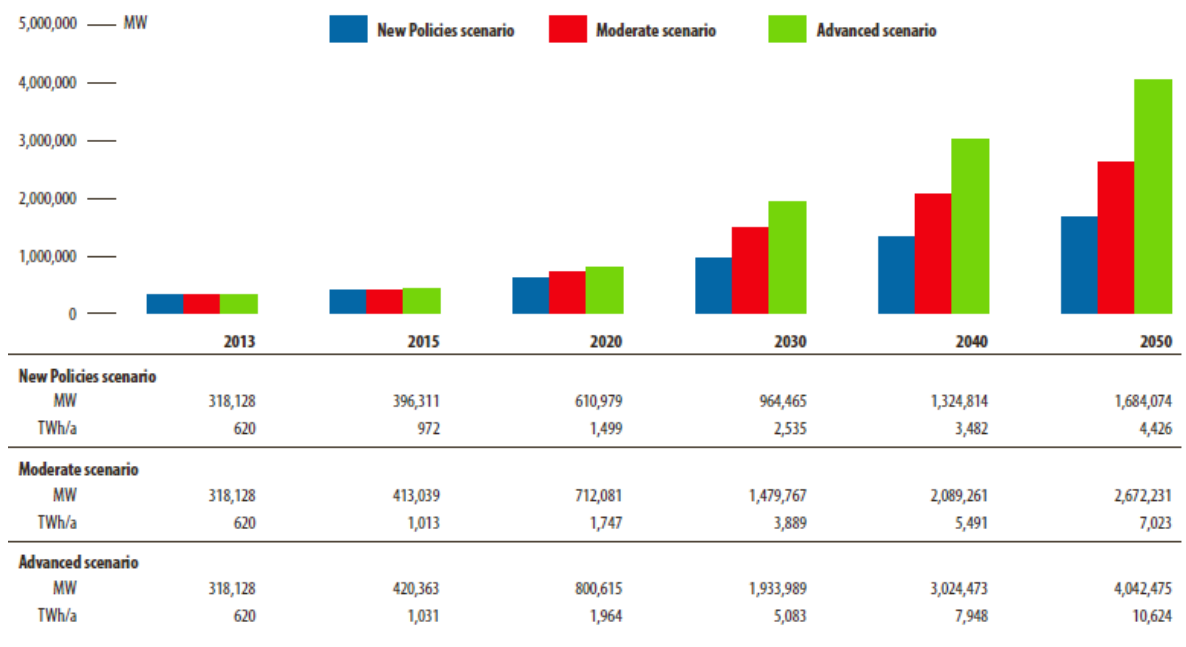


Figura 2.4. Pronóstico de la potencia eólica acumulada en el mundo.

Estas tres visiones son

- **“New Policies”**: Tiene en cuenta las iniciativas e intenciones políticas nacionales e internacionales en cuanto a soluciones climáticas, incluso cuando no son consideradas decisiones formales.
- **“Moderate”**: Tiene prácticamente las mismas características que la anterior pero cuando las intenciones ya son una realidad y se han establecido ya objetivos claros para apoyar las energías renovables. Según el gráfico anterior la energía eólica seguiría el camino de la pasada década, es decir, la energía eólica continuaría ganando terreno a otros sectores. La inestabilidad política en cuanto a energía eólica decrecería aunque todavía sería un factor de peso.

- **“Advanced”**: Sería el más ambicioso y consideraría siempre el mejor caso para la energía eólica teniendo en cuenta la capacidad actual de la industria eólica y lo que podría crecer en el futuro. Según este escenario al final del periodo la energía eólica produciría entre el 25% y el 30% de la demanda eléctrica global.

Aunque últimamente la eólica offshore es un tema muy recurrente en este sector, a día de hoy tan solo representa en torno al 3% de la capacidad instalada a nivel global. Actualmente más del 91% de las instalaciones offshore se encuentran en aguas europeas, en concreto en el Mar del Norte, en el Océano Atlántico, y en el Mar Báltico. Sin embargo, gobiernos no europeos tienen objetivos ambiciosos en cuanto a la eólica offshore y su desarrollo está comenzando en países como China, Japón, Corea del Sur, Taiwán y Estados Unidos.

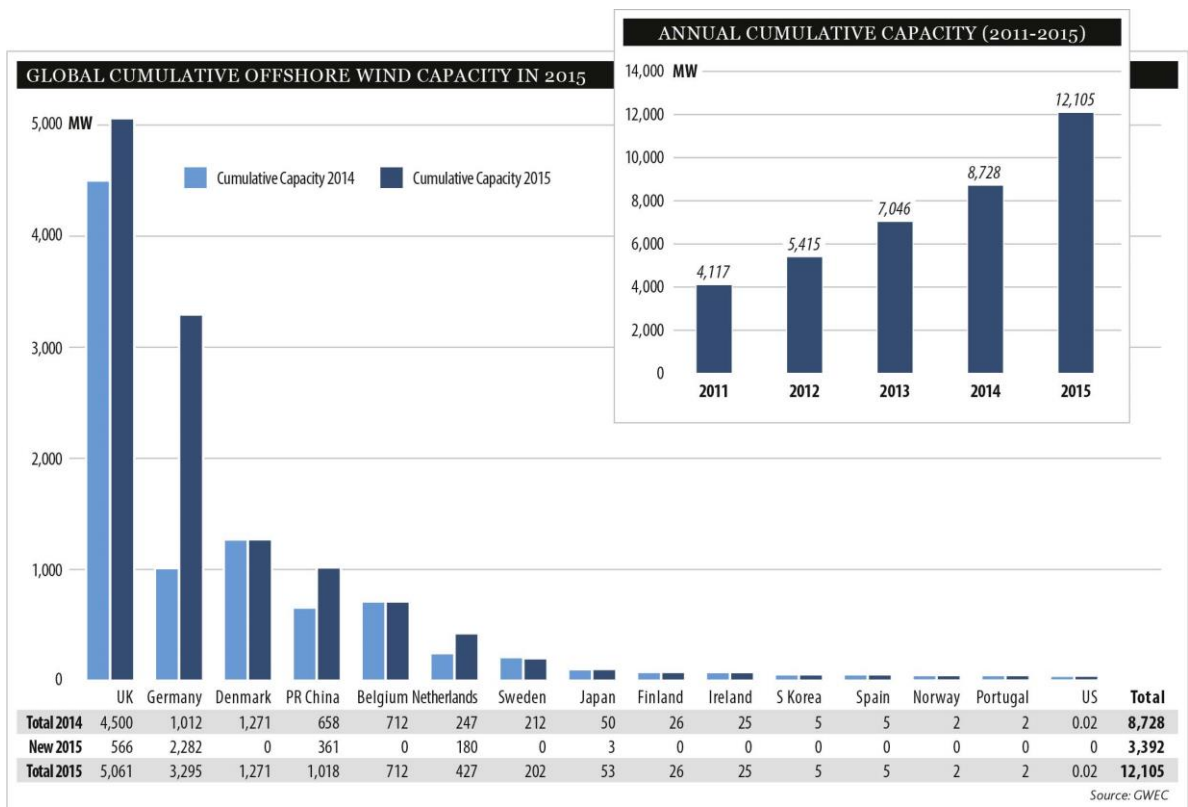


Figura 2.5. Potencia eólica offshore acumulada en el mundo.

## 2.2 Situación de la energía eólica a nivel europeo

En Europa y en concreto en la Unión Europea se han establecido objetivos muy concretos en cuanto a política ambiental y energética incluyendo las obligaciones de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el protocolo de Kyoto manteniendo el suministro de energía. Con todo esto, la energía eólica se sitúa como una muy buena alternativa ya que en esta región se dan zonas con muy buenas condiciones para su implantación especialmente en las regiones próximas al Mar del Norte o el Mar Báltico.

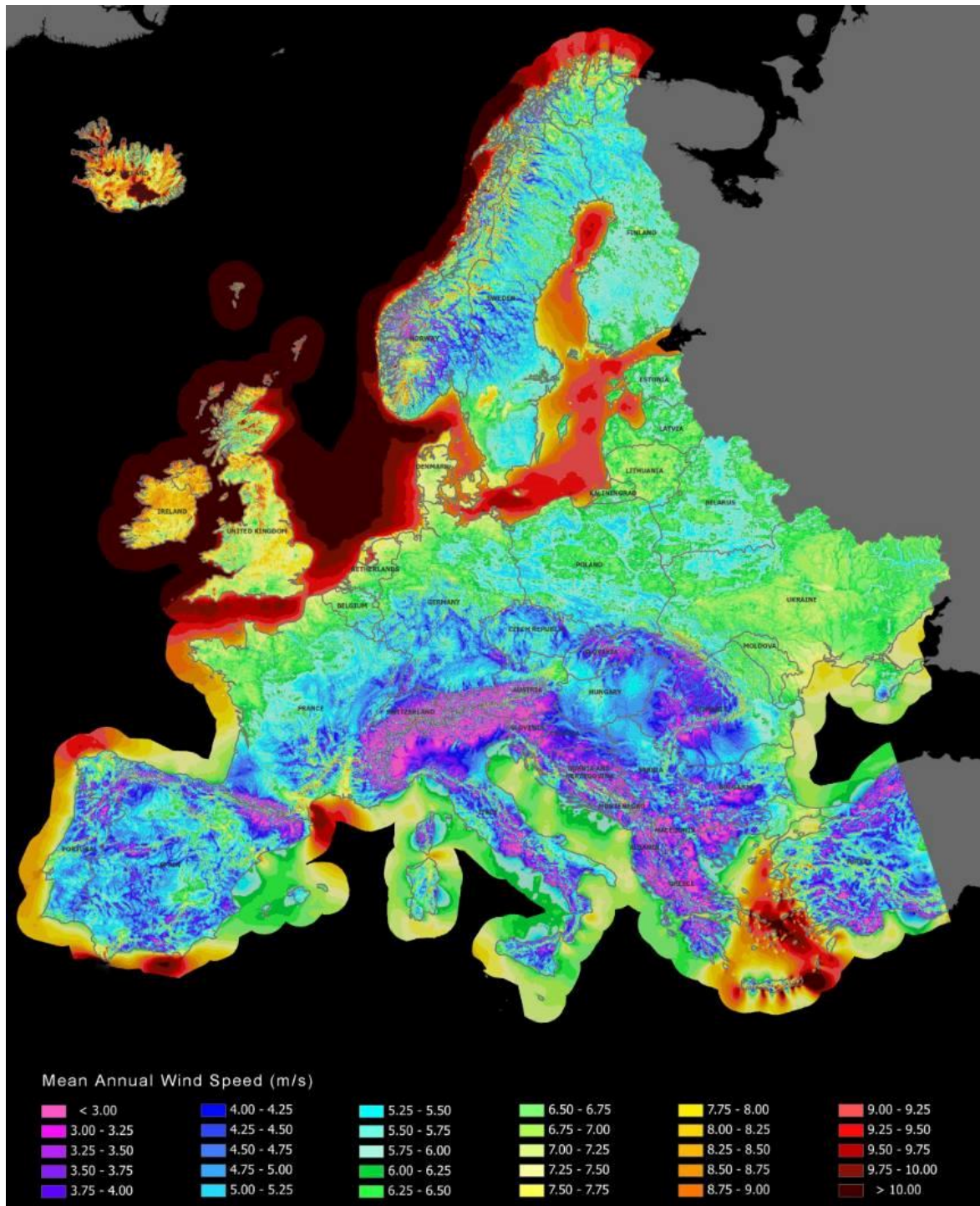


Figura 2.6. Atlas eólico de Europa

Según datos de la European Wind Energy Association (EWEA) Durante el año 2015 en el continente Europeo se instalaron 13.805,2 MW, un 5,4% más que el año anterior. De esta potencia 12.800,2 MW fueron instalados dentro de la Unión Europea.

De la potencia instalada en la Unión Europea, 9.765,7 MW fue onshore mientras que 3.034,5 MW fue offshore. En 2015 el mercado en onshore descendió en torno al 7,8% y por el contrario las instalaciones offshore se multiplicaron por 2 con respecto al año 2014. De todas formas la instalación conjunta de onshore y offshore incrementaron la potencia instalada en la Unión Europea un 6,3% en comparación con la instalada en el año 2014.



Alemania fue el mayor impulsor en este mercado en el año 2015 instalando 6.013,4 MW de nueva capacidad eólica de los cuales 2.282,4 MW fueron offshore. La potencia instalada offshore ya representa el 38% de la potencia instalada en Alemania. Dentro de la capacidad instalada onshore en el año 2015, un porcentaje corresponde a repowering o repotenciación instalándose 484 MW y desmantelando 195 MW, una cantidad mucho más reducida que en el año anterior ya que se instalaron 1.147 MW y se desmantelaron 364 MW.

Polonia ocupa la segunda posición instalando 1.266,4 MW más del doble de la capacidad instalada en el año 2014 y un cuarto de su potencia nacional acumulada al final del año 2015. A Polonia le siguen Francia con 1.073,1 MW y Reino Unido con 975,1 MW de los cuales el 59% corresponden a instalaciones offshore.

Casi la mitad de la capacidad instalada en el año 2015 corresponde al conjunto formado por los mercados pioneros de Alemania y Dinamarca. Esto se debe principalmente a la estabilidad de los marcos regulatorios en estos países, los cuales dan a los inversores visibilidad sobre la rentabilidad de proyectos futuros favoreciendo así las inversiones en energía eólica.

En el año 2015 las instalaciones offshore representaron el 24% de toda la potencia instalada nueva en la Unión Europea, el doble que la que se añadió en el año 2014. Esto confirma que la energía offshore está cogiendo relevancia en la industria y el desarrollo de la energía eólica en Europa.

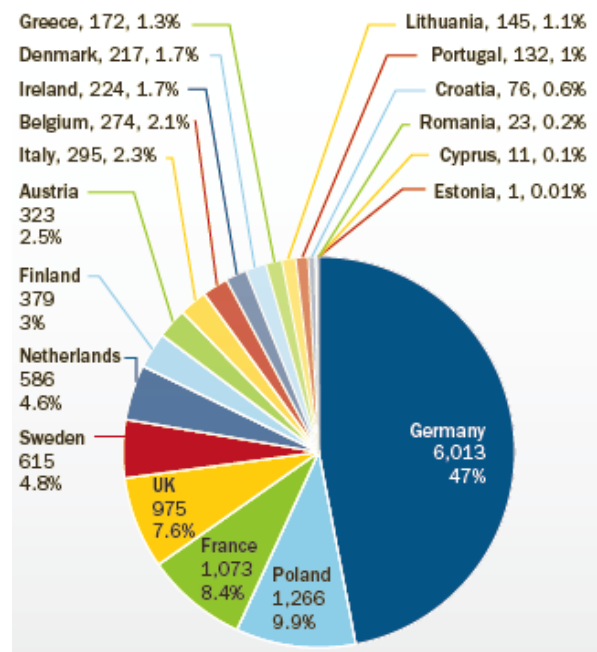


Figura 2.7. Potencia instalada en Europa por país

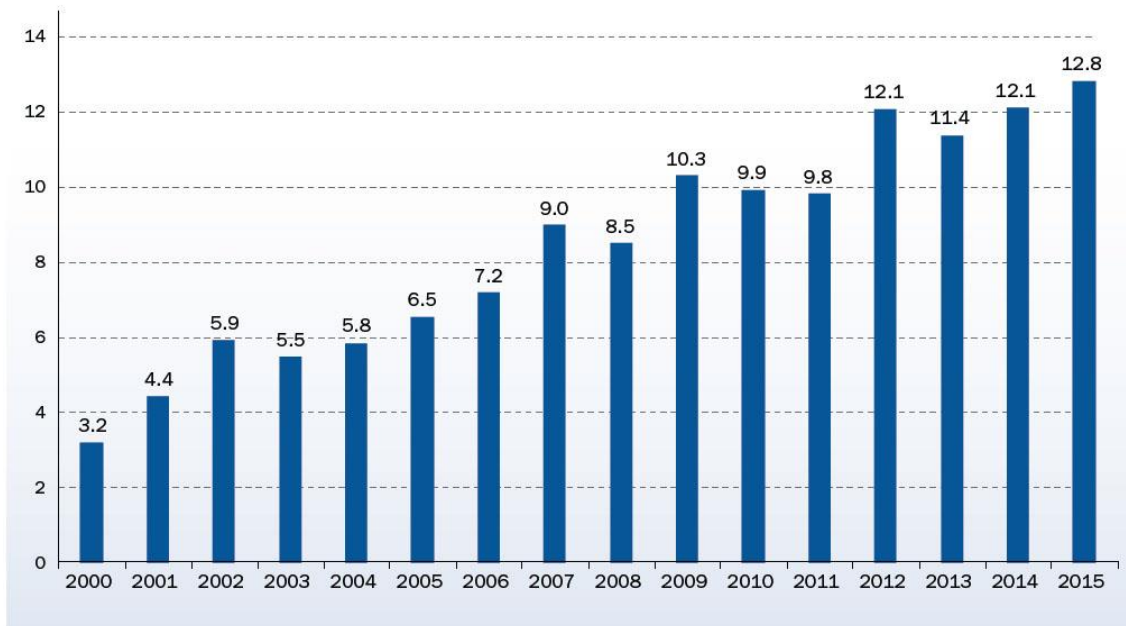


Figura 2.8. Evolución de la potencia anual instalada en Europa

Según la European Wind Energy Association (EWEA), en Europa en el año 2014 se estableció el objetivo de conseguir que en el año 2030 al menos el 27% del consumo de energía final sea de origen renovable. En este contexto la EWEA ha elaborado tres escenarios posibles sobre la situación en 2030:

- **“Low scenario”**: En el año 2030 la estructura de gobierno no es tan eficiente como se esperaba y el objetivo del 27% de energía renovable no se cumple. En este escenario la potencia eólica instalada sería 251 GW de los cuales 206 GW corresponden a capacidad onshore y 45 GW a capacidad offshore. El aumento con respecto a la situación en el año 2014 sería del 95%.
- **“Central scenario”**: En el año 2030 existe una estructura de gobierno clara y eficiente, y se establecen mecanismos de cooperación regionales eficaces. Se fortalecen las infraestructuras de interconexión en la Unión Europea, cuyo objetivo es un 15% de interconexión, y surge un mercado de la energía que permite la correcta penetración de la energía eólica. Como resultado de todo ello se cumple el objetivo del 27% de energía renovable. En este escenario la potencia eólica instalada sería de 320 GW de los cuales 254 GW corresponden a capacidad onshore y 66 GW a capacidad offshore. El aumento con respecto al año 2014 sería de un 146%.
- **“High scenario”**: El eficiente sistema de gobierno del año 2030 ha conseguido que los estados miembros cumplan con los objetivos y se consigue superar el 27% de consumo procedente de energías renovables. También se superaría el objetivo de desarrollo de la red del 15% de interconexión. En este escenario la potencia eólica instalada sería 392 GW de los cuales 294 GW corresponden a capacidad onshore y 98 GW a capacidad offshore. El aumento con respecto al año 2014 sería de un 204%.

### 2.3 Situación de la energía eólica a nivel nacional

La velocidad y la dirección del viento dependen de diversos factores como son la temperatura, el relieve o el clima. En España las zonas afectadas por vientos de elevada velocidad están distribuidas de forma muy anárquica y dependen de la disposición de la línea de costa y de la situación de los relieves próximos. Las mejores zonas en las que se dan las condiciones para un aprovechamiento óptimo del viento son de forma general:

- Litoral cantábrico en concreto la región que comprende la costa gallega desde la Ría de Arousa hasta la Estaca de Bares y en Asturias en torno al Cabo de Peñas.
- Valle del Ebro, destacando el área próxima a Zaragoza como la región del valle donde se alcanzan las mayores velocidades.
- Castilla y León, en una franja extendida entre el suroeste de Burgos y noreste de Salamanca salvo algunas excepciones.
- Castilla la Mancha, en concreto la provincia de Albacete.
- Litoral mediterráneo con zonas bien definidas como son las regiones colindantes a Tortosa y la franja litoral de la sierra del Cabo de Gata
- El cuadrante suroccidental del país, en la región comprendida entre Cádiz y Algeciras.



Figura 2.9. Atlas Eólico de España

Desde mediados de los años 90 la energía eólica en España ha evolucionado de forma espectacular hasta situarse en el quinto lugar a nivel mundial en potencia instalada y producción energética de origen eólico. Este crecimiento ha sido incentivado por una legislación que promovía la investigación y el desarrollo de este sector.

La potencia instalada a 31 de Diciembre del año 2015 en España era de 22.988 MW, siendo la tercera tecnología en el sistema eléctrico con una producción de 47.704 GWh permitiendo una cobertura de la demanda eléctrica del 19,4%. A pesar de todo esto en el año 2015 el aumento de potencia fue nulo, manteniéndose el año 2007 como el año en el que más potencia se instaló (3500 MW). Este freno en la instalación ha hecho que España haya ido perdiendo posiciones en los últimos años, en concreto el año pasado India le arrebató el cuarto puesto a nivel mundial.

Por comunidades autónomas Castilla y León se sitúa a la cabeza con 5.561 MW y contando con 241 parques eólicos. Le siguen en el ranking Castilla la Mancha, Andalucía y Galicia y a la cola se sitúan Cantabria y Baleares.

En cuanto al reparto de la potencia instalada por promotores Iberdrola encabeza la lista con una cuota de mercado del 24,3% seguido muy de cerca por Acciona Energía con un 18,6%. El resto de la lista es muy diversa como ocurre con la de la potencia instalada por fabricantes, la cual lidera sin duda alguna Gamesa con una cuota de mercado del 52,2%.

Según el recurso eólico del que dispone España y las condiciones técnico-económicas, el Plan de Energía Renovables 2011-2020 ha establecido los siguientes objetivos en cuanto a potencial eólica acumulada para el año 2020:

- **Energía eólica en tierra:** 35.000 MW de los cuales 34.700 MW corresponderían a media y gran potencia incluyendo la repotenciación de los parques eólicos que se vayan quedando obsoletos, y 300 MW que corresponderían a pequeña potencia conectada a red.

El desarrollo de nuevos parques así como el de la repotenciación en España dependerá de múltiples factores entre los que destacan la eficacia para desarrollar un tratamiento administrativo ágil para la repotenciación de parques eólicos y lo atractivo que resulte el nuevo sistema retributivo.

- **Energía eólica en el mar:** Se espera que en el año 2020 se alcance una potencia instalada de 750 MW. Existen diferentes iniciativas para la implantación de instalaciones eólicas experimentales, incluso en aguas profundas. Para que el desarrollo del sector sea el previsto será necesario el impulso y apoyo de los proyectos experimentales actuales para que su éxito haga que el sector industrial nacional alcance niveles de competitividad internacionales, e incluso haga a España líder en la tecnología para parques eólicos en aguas profundas.

### 3 REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS

Se conoce por repotenciación de parques eólicos a la sustitución de máquinas antiguas con menor potencia y eficiencia por máquinas nuevas que cuentan con una mayor capacidad y rendimiento, permitiendo aprovechar el recurso eólico del que se dispone de forma más adecuada. La repotenciación de parques eólicos trae consigo una serie de ventajas:

- Mejora la eficiencia y eficacia de la generación al introducir los últimos avances que se producen en el sector eólico. Los nuevos aerogeneradores son mucho más avanzados y eficientes que aquellos a los que sustituyen y, además presentan mayor altura del buje lo que se traduce en acceso a mayores velocidades de viento.
- En caso de que se produzcan huecos de tensión no se producirá pérdida de potencia, pues los aerogeneradores de primera generación (anteriores al año 2000) ante estas situaciones se desconectan de la red por seguridad.
- La adaptabilidad de los sistemas de control del parque en los sistemas del Operador del Sistema es mejor.
- Al repotenciar un parque, se puede conseguir un mejor aprovechamiento del recurso, ya que en la zona en cuestión se conoce el comportamiento del viento con fiabilidad permitiendo de este modo una mayor optimización del recurso cuando se implementan los nuevos aerogeneradores.
- Se aumentan en gran medida la producción de electricidad por superficie ocupada, es decir se incrementa la densidad energética de los emplazamientos. De este modo aumenta la disponibilidad para la instalación de nueva potencia.
- En número de aerogeneradores necesarios para obtener la misma potencia e igualar o superar la energía generada se reduce. Así, se mitigan los efectos medioambientales y el impacto visual que los parques eólicos ocasionan.

Las localizaciones que presentan las mejores condiciones y las mayores velocidades de viento han sido las primeras en ser ocupadas, por lo que cuentan con tecnología ya obsoleta o que lo va a estar en los años próximos. Se estima que los parques eólicos construidos antes de 1998 cuentan con una media de 25 a 30% más de viento que los parques eólicos más modernos y sus aerogeneradores aprovechan con menos eficacia la localización privilegiada en la que se encuentran.

Ante esta situación, los parques eólicos que presentan las condiciones y resultaría interesante repotenciarlos son aquellos con una antigüedad superior a 15 años, siendo estos los que experimentarían un cambio más acentuado. Los aerogeneradores de estos parques eólicos suelen estar ya amortizados y podrían ser reutilizados como aerogeneradores de segunda mano o reacondicionados (su vida útil está entre 20 y 25 años) en países subdesarrollados para que puedan acceder a este tipo de tecnología con un coste menor.

Los parques eólicos que tengan menos de 10 años o que cuenten con aerogeneradores con una potencia superior a 750 kW no son adecuados a día de hoy para ser sometidos a una repotenciación. Será necesario esperar un mínimo de 5 años para que el desarrollo tecnológico sea mayor y se abaraten los costes para que no haya que cargar los costes de amortización en la repotenciación reduciendo de este modo la rentabilidad económica.

La repotenciación está más extendida en el extranjero que en España a pesar de que cuenta con un enorme potencial con la existencia de números parques antiguos con máquinas obsoletas. La repotenciación ha sido más bien puntual en instalaciones eólicas de Cádiz o en las Islas Canarias como el parque eólico “Los Valles” que data del año 1991.



Figura 3.1. Parque eólico Los Valles antes y después

De acuerdo con el Plan de Energías Renovables 2011-2020 a finales del año 2009 solamente 400 MW correspondían a máquinas con una potencia inferior a 500 kW colocados en parques eólicos que se han puesto en marcha antes del año 1998. De forma general, se espera que estos parques se repotencien en los próximos años debido a la aparición de problemas técnicos y a las perspectivas de mayor generación de electricidad e ingresos que puedan ocasionar una instalación localizada en el mismo lugar. En el periodo 2016-2020 se espera que la repotenciación de los parques eólicos puestos en marcha a partir de 1998 suponga un aumento progresivo de la cuota del mercado en cuanto a potencia anual

instalada pudiendo llegar a superar la implantación de nuevos parques eólicos a partir del año 2019.

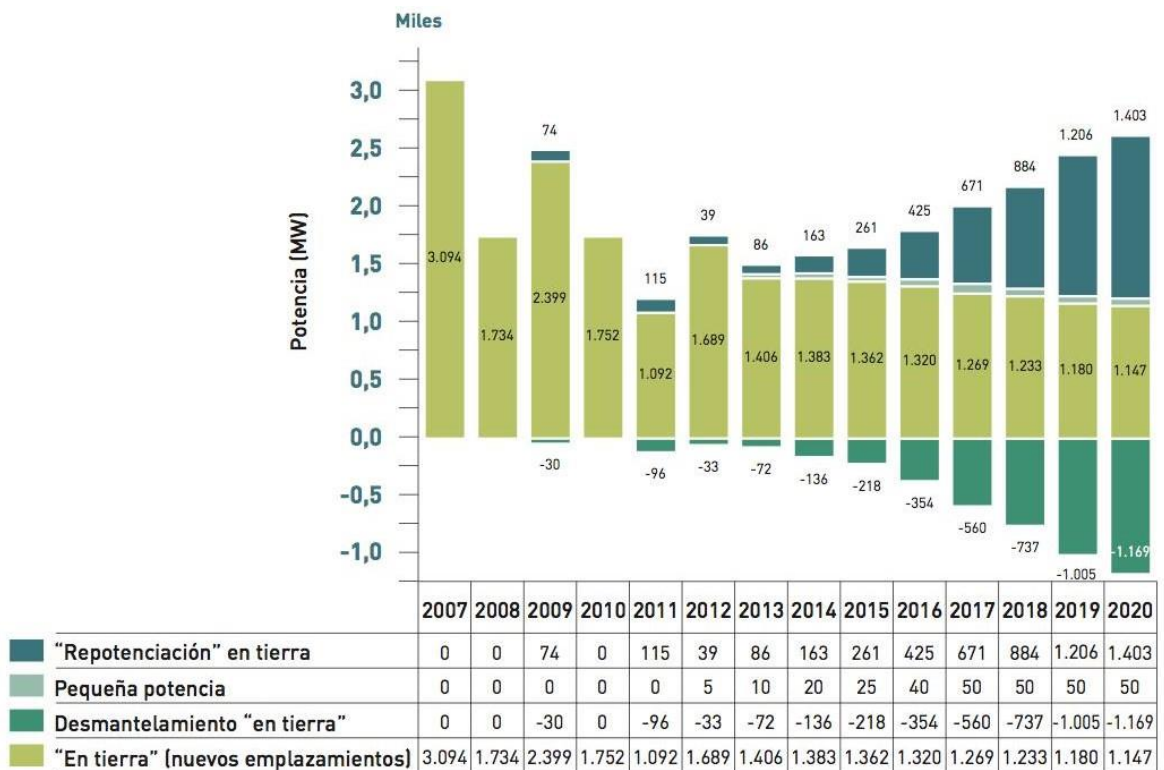


Figura 3.2. Previsiones de potencia eólica terrestre anual en España, horizonte 2020

El principal problema que surge en cuanto a la repotenciación, además de las dificultades administrativas, es la posible limitación de la evacuación o vertido de la energía que producen estos parques a la red. Por esta razón, en algunas ocasiones la repotenciación no va ligada a un aumento de la potencia instalada en el parque llevando a cabo una simple sustitución de las máquinas obsoletas. A pesar de ello siempre estaría la opción de instalar más aerogeneradores, lo que se denomina sobreinstalación, aprovechando de este modo de forma más eficaz las redes cuando la velocidad del viento no sea muy elevada.

Afianzar la repotenciación abriría la puerta a la entrada de un mercado nuevo en el sector eólico en España, el cual no solo abarcaría llevar a cabo proyectos de sustitución de aerogeneradores sino también la compra y venta de aerogeneradores usados, reciclaje de materiales de estos aerogeneradores etc. A pesar de ello habrá que esperar a una legislación efectiva que incentive la realización de esta clase de proyectos, los cuales a día de hoy en España se encuentran con muchas trabas.

## 4 NORMATIVA APLICABLE

### 4.1 Normativa nacional

A nivel nacional la normativa que se aplica a la repotenciación de parques eólicos es escasa, por no decir casi inexistente. Por esta razón en el Plan de Energía Renovables se propone para el sector eólico un tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos que permita agilizar e impulsar más este tipo de proyectos.

- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**

En dicho Real Decreto solo se hace referencia una vez en la disposición transitoria séptima, Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001. Es el único documento normativo a nivel nacional que hace una referencia clara y directa a la repotenciación de parques eólicos. Dicha disposición establece:

1. Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.
2. Se establece un objetivo límite de potencia, a los efectos del régimen económico establecido en el presente real decreto de 2000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2.
3. Para estas instalaciones, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, específica para cada instalación, máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017.
4. Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones.
5. Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.**

En este Real Decreto se regula, entre otras cosas, el otorgamiento y determinación del régimen retributivo específico para fomentar la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, que podrá ser percibido por las instalaciones adicionalmente a la retribución que les

corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación.

Será aplicado a aquellas instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

- ***Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.***

Este documento no se refiere a cuestiones administrativas sobre repotenciación de parques eólicos. Simplemente comunica que el gobierno saca a concurso 500 MW eólicos entre las compañías eléctricas entre las cuales se pueden incluir proyecto de repotenciación. El interés que suscita este concurso son las primas económicas que otorgará el gobierno, pues desde el 2012 no era posible la instalación de más potencia eólica con subvenciones gubernamentales.

Según este Real Decreto actualmente se encuentra en curso el proceso de planificación de los sectores de la electricidad y gas para el horizonte 2020. En los trabajos de elaboración se ha puesto de manifiesto que será necesario un incremento de la potencia instalada de tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Así, se ha considerado oportuno la renovación de potencia eólica existente o la incorporación de nueva potencia, dado que existe un contingente importante de instalaciones que se encuentran en zonas con elevado recurso eólico cuya renovación podría suponer un incremento significativo de la energía producida.

Por todo ello el presente Real Decreto será de aplicación a las siguientes instalaciones de producción de energía eléctrica, de acuerdo con las clasificaciones establecidas en los artículos 2 y 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos:

- Nuevas instalaciones de biomasa de los grupos b.6, b.8 o híbridas tipo 1, siempre que en este último caso no utilicen como combustible licores negros del grupo c.2, situadas en el sistema eléctrico peninsular.
- Instalaciones del subgrupo b.2.1 nuevas o modificaciones de instalaciones existentes. Este subgrupo se corresponde con instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Asimismo, se entenderá que se realiza una modificación de una instalación eólica existente cuando se modifique una instalación que hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, siempre que la modificación suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos y sin uso previo y que dicha modificación no hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el citado registro a la fecha en que surta efectos este real decreto. La modificación podrá afectar a la totalidad de la instalación o a una parte de esta.



El cupo de potencia para instalaciones eólicas ubicadas en tierra será un máximo de 500 MW de potencia.

## 4.2 Normativa autonómica. Comunidad autónoma de Galicia

A nivel autonómico, en la comunidad de Galicia, la referencia normativa en cuanto a repotenciación es más concreta y más clara, disponiendo de un documento que incluye un tratamiento administrativo diferenciado para este tipo de proyectos.

- ***Decreto 138/2010, de 5 de agosto, por el que se establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma de Galicia.***

En este documento se establecen las pautas a seguir para llevar a cabo la repotenciación de un parque eólico. De acuerdo con el presente Decreto, tendrá la consideración de repotenciación aquella autorización administrativa de modificación de un parque eólico preexistente en explotación que, modificando o manteniendo la potencia instalada en él, suponga la sustitución total o parcial de los aerogeneradores en funcionamiento por otros de mayor potencia unitaria y que den lugar a una reducción del número de aerogeneradores del parque, con el fin de optimizar las áreas territorialmente aptas para admitir parques eólicos y adaptar las tecnologías instaladas a los requisitos técnicos del operador del sistema.

Incluye el procedimiento para la autorización administrativa de modificación de parques eólicos preexistentes para su repotenciación y procedimiento para la aprobación del proyecto de ejecución de repotenciación.

- ***Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.***

La energía eólica, en su consideración de renovable, es decir, en su condición de energía procedente de una fuente inagotable, y en atención a su carácter de limpia, al no producir efectos contaminantes a la atmósfera, es un activo que debe ser impulsado/estimulado desde los poderes públicos. Que esto sea así no implica que su implantación sea totalmente inocua. En efecto, la instalación de aerogeneradores supone servidumbres, cargas inevitables para el entorno, el medio natural, el paisaje y el hábitat en el que se localizan, que en parte deviene transformado no sólo como consecuencia del impacto visual producido por la existencia de los aerogeneradores, sino también como resultado de las infraestructuras que esos elementos requieren, como son los caminos de acceso y las líneas de evacuación.

Esta alteración ambiental de los perfiles de los horizontes, esta deseconomía, debe ser reparada mediante el establecimiento de una compensación en favor de las concretas áreas territoriales que soportan y sostienen la implantación de parques eólicos, resarcimiento que básicamente debe nutrirse de los ingresos generados por la institución de un tributo medioambiental denominado canon eólico, prestación patrimonial pública de naturaleza finalista y extrafiscal concebida como instrumento adecuado destinado a internalizar los costes sociales y ambientales mencionados y dirigido a estimular y promover la incorporación de las nuevas tecnologías en los aerogeneradores, de tal modo que la mayor potencia unitaria de

estas repotenciones dé lugar a la reducción de su número, en definitiva, a proteger el medio ambiente, artículo 45.2 de la Constitución.

## 5 ELECCIÓN Y REPOTENCIACION DE UN PARQUE EÓLICO EN GALICIA

### 5.1 Situación de la energía eólica en Galicia

La comunidad autónoma de Galicia cuenta con un recurso eólico muy interesante, siendo una de las regiones de España, sino la que más, con mayor potencial en cuanto al aprovechamiento de la energía del viento. (Si se compara con el resto de la península ibérica).

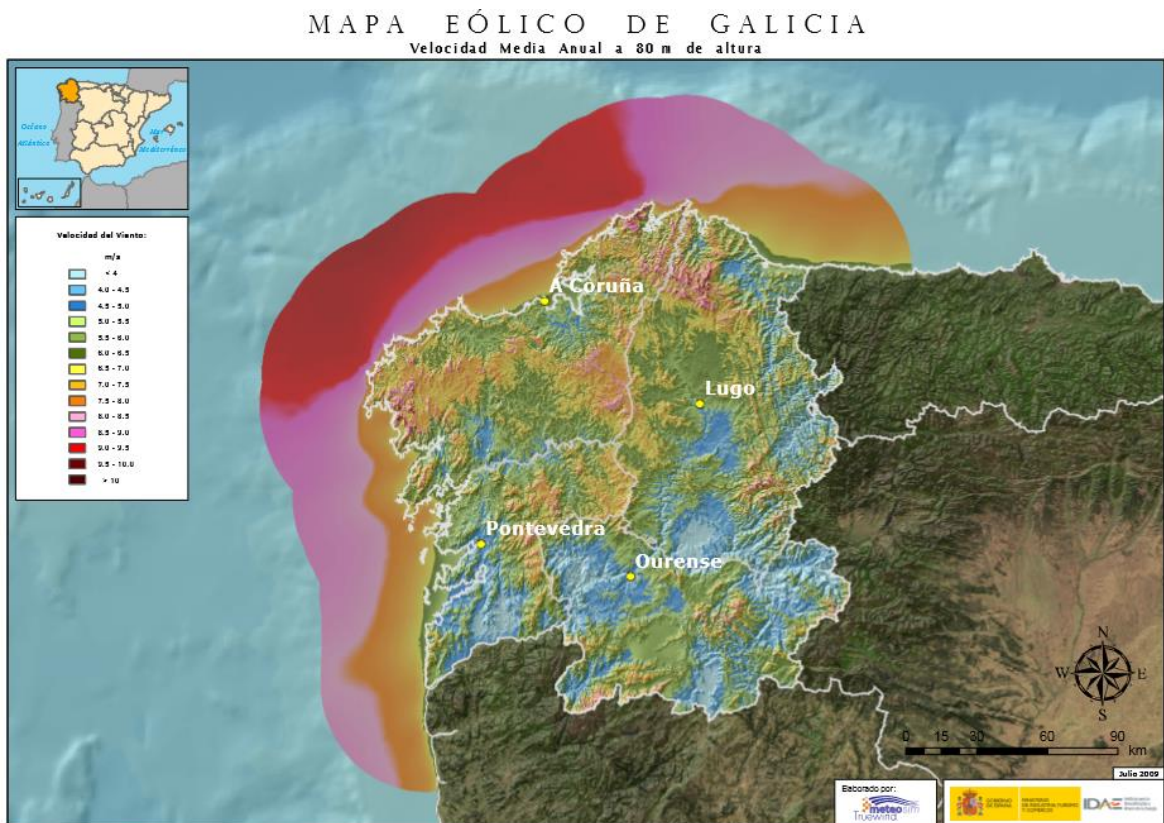


Figura 5.1. Atlas eólico de Galicia

La utilización de la energía eólica en Galicia para la generación de electricidad comenzó en la década de 1980 en la cual se instalaron una serie de aerogeneradores de potencia reducida en regiones de la costa y en áreas ventosas del interior. Los comienzos del aprovechamiento eólico tuvieron lugar en el año 1987 cuando entró en servicio el parque eólico de Estaca de Bares conformado por 12 aerogeneradores de 30 kW de potencia unitaria y a finales de 1989 cuando se desarrolló una explotación de cierta entidad en Cabo Vilano que contaba con máquinas de entre 100 y 200 kW.

Hoy en día, al final del año 2015, Galicia contaba con una potencia eólica acumulada de 3.328 MW distribuidos en 161 parques. Esto convierte a Galicia en la cuarta comunidad autónoma en cuanto a potencia instalada ligeramente superada por Andalucía. Como se

puede apreciar en la imagen los parques eólicos se concentran en las regiones con más potencial eólico que se observan en el Atlas eólico de Galicia.



Figura 5.2. Distribución de los parques eólicos en Galicia

El recurso eólico en Galicia, como se ha dicho anteriormente, es muy abundante y debido a ello alberga algunas de las instalaciones eólicas más antiguas de España. Esto hace a Galicia el emplazamiento perfecto para llevar a cabo el proceso de repotenciación. Se busca un parque eólico que tenga más de 15 años y que sus aerogeneradores tengan una potencia unitaria inferior a 750 kW. En la siguiente tabla se incluyen los posibles candidatos para la repotenciación pues se trata de parques eólicos que llevan en funcionamiento desde finales de 1999.

Tabla 5.1. Parques eólicos en funcionamiento antes de 1999

PARQUE EÓLICO	NÚMERO DE AEROGENERADORES	POTENCIA UNITARIA (kW)
Coriscada	40	600
Serra do Cando	37	660
Muras I	37	660
Muras II	37	660
Bustelo	76	330
San Xoán	48	330
Carba	30	660
Vilalba	38	660

<b>Cabo Vilano II</b>	20	150
<b>Zas</b>	80	300
<b>Nordés</b>	27	750
<b>Malpica</b>	67	225
<b>Os Corvos</b>	17	600
<b>Carballeira</b>	37	660
<b>Coucepenido</b>	38	600

En este caso el parque eólico elegido será el parque San Xoán. Dicha instalación pertenece a Acciona energía, se localiza en las provincias de A Coruña y Lugo y cumple con las dos condiciones de potencia y tiempo de vida para poder aplicarle una repotenciación.

## 5.2 Descripción del parque eólico a repotenciar

### 5.2.1 Características generales y emplazamiento

Como se ha dicho, el parque eólico del presente estudio de viabilidad es el parque eólico San Xoán. Se encuentra situado entre las provincias de Lugo y A Coruña, en los términos municipales de As Pontes de García Rodríguez y Muras. La situación del terreno se muestra en la siguiente imagen:

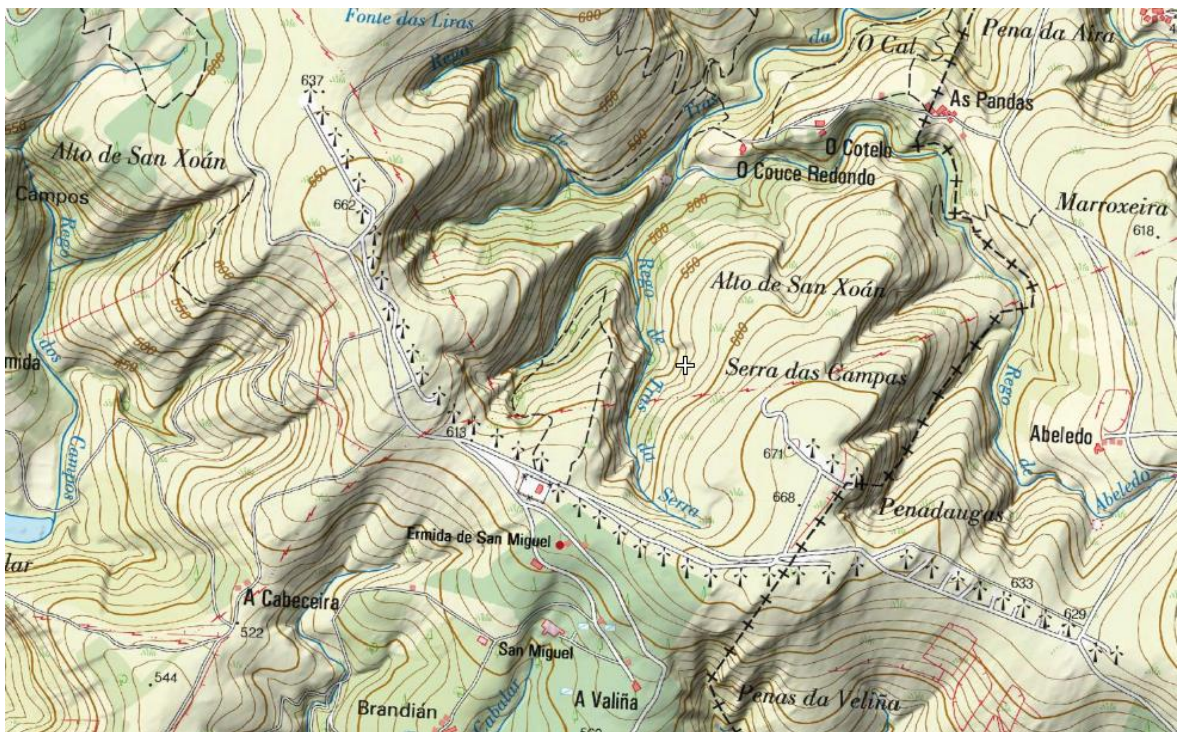


Figura 5.3. Topografía del emplazamiento

Las características generales del parque eólico son:

- Aerogeneradores: 48 turbinas eólicas MADE AE-32 de 330 kW.
- Potencia nominal total: 15.840 kW.
- Desarrollador, operador y propietario: Acciona Energía
- Las coordenadas UTM (ED50 Huso 29) de la poligonal son:
  - Vértice X: 598.300, 598.300, 601.000, 601.000, 599.300
  - Vértice Y: 4.816.600, 4.817.900, 4.816.300, 4.816.000, 4.816.200

A continuación se muestra la distribución de los aerogeneradores, la subestación y los centros de transformación en el parque eólico.

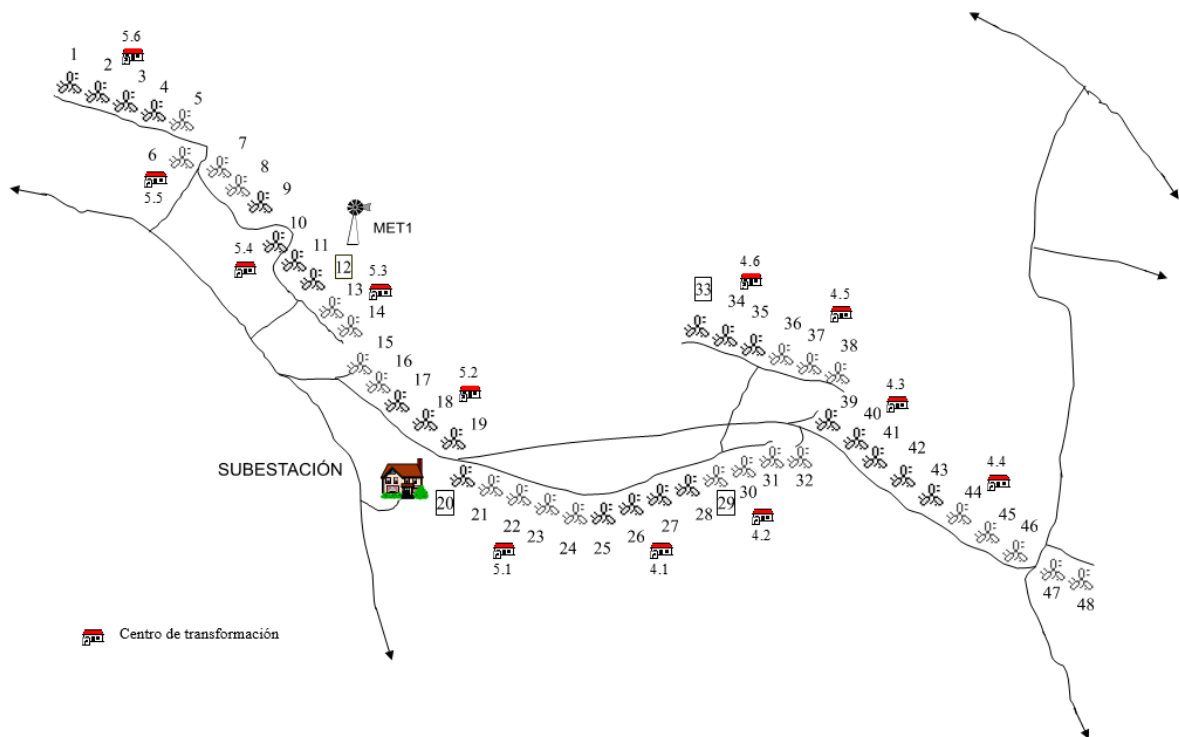


Figura 5.4. Esquema del parque eólico San Xoán

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de los aerogeneradores se recogen en la siguiente tabla. También se incluye la cota de la base del fuste.

Tabla 5.2. Coordenadas de los aerogeneradores

AEROGENERADOR	X	Y	Z <sub>BASE FUSTE</sub>
1	598281,55	4817340,26	638,00
2	598321,8	4817276,99	643,00
3	598362,18	4817213,59	648,00
4	598402,72	4817149,86	653,00

<b>5</b>	598442,76	4817086,09	660,00
<b>6</b>	598483,98	4817021,17	663,00
<b>7</b>	598486,96	4816945,47	655,00
<b>8</b>	598489,3	4816872,33	651,00
<b>9</b>	598525,29	4816806,6	644,00
<b>10</b>	598567,75	4816744,17	641,00
<b>11</b>	598594,39	4816672,84	642,00
<b>12</b>	598628,22	4816606,45	643,00
<b>13</b>	598663,5	4816539,35	640,00
<b>14</b>	598718,13	4816484,36	632,00
<b>15</b>	598773,25	4816433,54	618,00
<b>16</b>	598839,94	4816397,95	608,00
<b>17</b>	598906,93	4816362,42	613,00
<b>18</b>	598973,17	4816327,13	619,00
<b>19</b>	599041,83	4816295,37	621,00
<b>20</b>	599101,81	4816250,28	623,00
<b>21</b>	599168,24	4816214,92	621,00
<b>22</b>	599232,39	4816175,86	623,00
<b>23</b>	599296,32	4816136,92	625,00
<b>24</b>	599360,98	4816096,66	636,00
<b>25</b>	599430,84	4816076,45	646,00
<b>26</b>	599502,24	4816053	651,00
<b>27</b>	599573,25	4816030,58	657,00
<b>28</b>	599664,57	4816038,43	662,00
<b>29</b>	599753,1	4816048,18	670,00
<b>30</b>	599844,05	4816058,37	668,00
<b>31</b>	599932,21	4816068,26	666,00
<b>32</b>	600021,36	4816078,04	655,00
<b>33</b>	599700,1	4816550,04	643,00
<b>34</b>	599748,71	4816494,62	659,00
<b>35</b>	599800,63	4816442,58	665,00
<b>36</b>	599854	4816389,73	669,00
<b>37</b>	599920,13	4816352,69	666,00
<b>38</b>	599985,6	4816315,99	663,00
<b>39</b>	600161,36	4816137,28	657,00
<b>40</b>	600230,12	4816107,61	651,00

<b>41</b>	600298,5	4816077,96	641,00
<b>42</b>	600368,79	4816048,34	635,00
<b>43</b>	600436,98	4816018,33	625,00
<b>44</b>	600505,56	4815988,82	626,00
<b>45</b>	600574,48	4815959,09	625,00
<b>46</b>	600643,06	4815929,52	627,00
<b>47</b>	600709,98	4815899,23	626,00
<b>48</b>	600780,14	4815869,11	630,00

### 5.2.2 Características de los aerogeneradores

Como se ha dicho el modelo de los aerogeneradores es MADE AE-32, El fabricante de dichos aerogeneradores es MADE que actualmente forma parte de Gamesa Corporación tecnológica S.A. Las características de este modelo son:

- Potencia : 330 kW
- Diámetro : 32 m
- Área de barrido del rotor : 805 m<sup>2</sup>
- Densidad de potencia : 2,44 m<sup>2</sup>/kW
- Número de palas : 3
- Altura del Hub: 30 m
- Tipo de generador: asíncrono
- Velocidad de arranque: 4,5 m/s
- Velocidad nominal: 14 m/s
- Velocidad máxima: 25 m/s

La curva del aerogenerador se muestra a continuación:

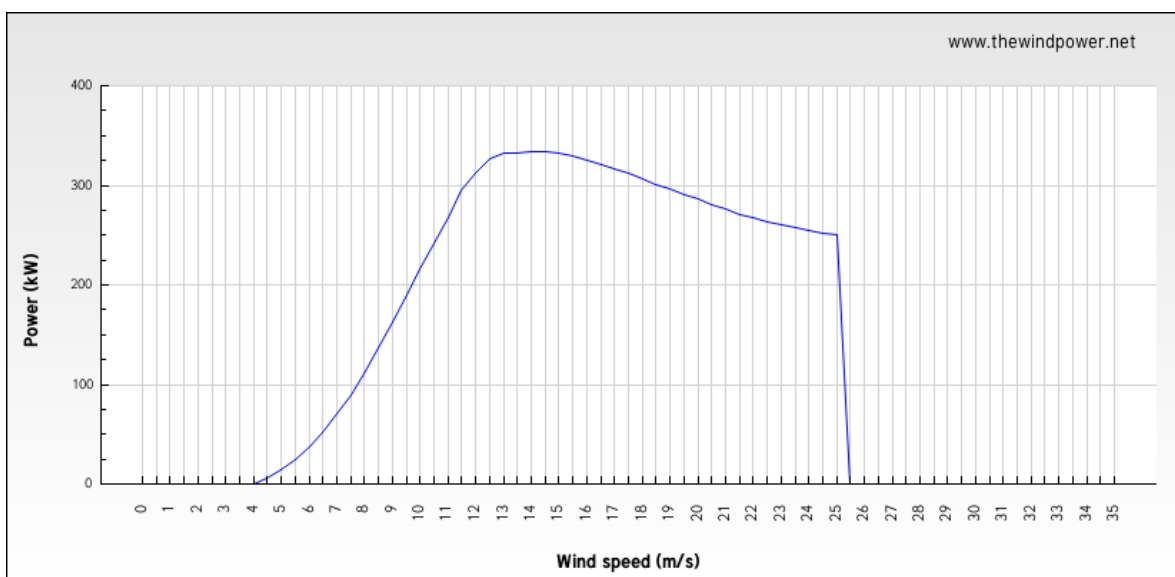


Figura 5.5. Curva de potencia del aerogenerador MADE AE-32

### 5.2.3 Situación orográfica de la zona y rugosidad

La orografía del emplazamiento resulta un factor de gran importancia pues influye de forma muy directa en la distribución de la velocidad del viento. Por ello el software WASP 11 exige la entrada de un mapa topográfico digitalizado de la zona.

Las coordenadas de la cuadrícula elegida serán:

X	Y
603367	4819100
603367	4814019
596000	4814019
596000	4819100

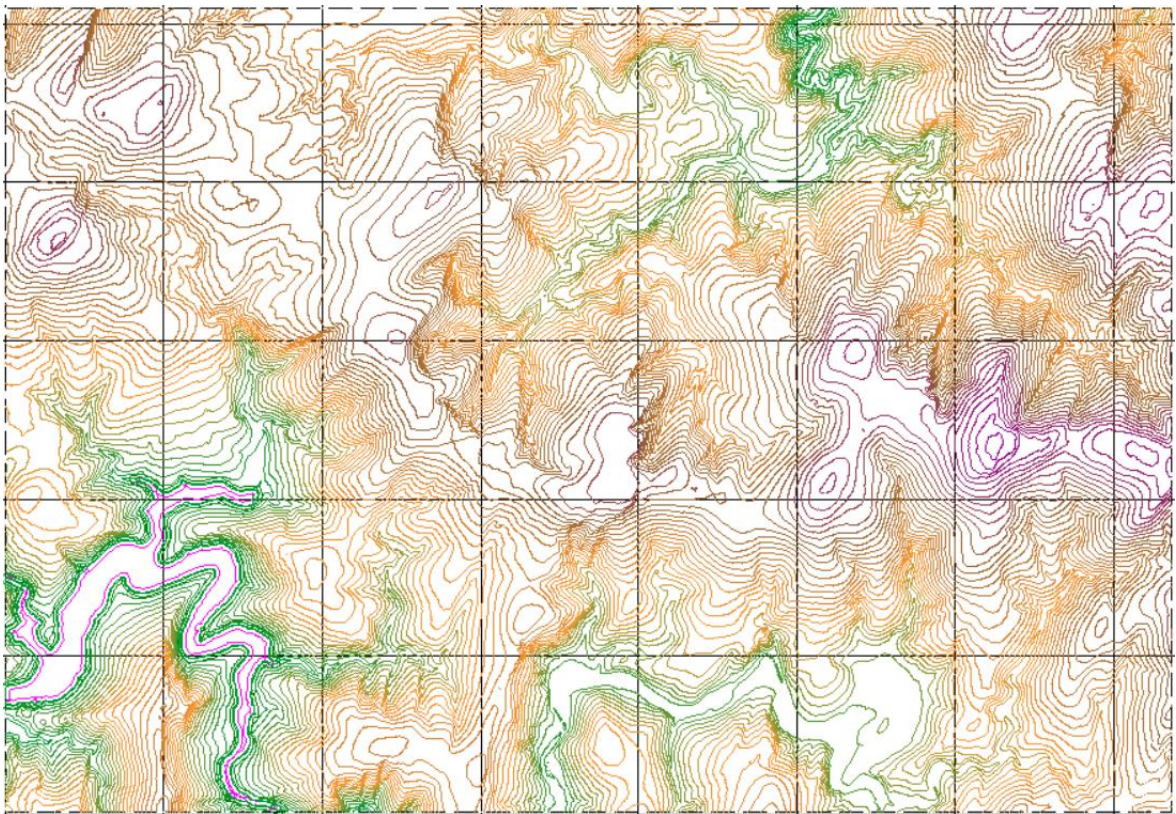


Figura 5.6. Mapa topográfico digital

La cota máxima es 750 m mientras que la cota mínima mostrada en el mapa es de 400 m, además la separación entre las curvas de nivel tiene un valor de 10 m de cota.

En cuanto a la rugosidad del terreno se trata de una zona que destaca por la presencia de regiones con árboles frondosos y arbustos por lo que de acuerdo con la guía que presenta el software a la región le corresponde una rugosidad de 0,2 m. Además se añadirá una segunda zona de rugosidad 0,0002, valor de la rugosidad para el agua, debido a la cercanía con el Embalse de la Ribeira. Este embalse se localiza al suroeste del parque como se aprecia en la imagen anterior.



#### 5.2.4 Datos del recurso eólico

Los datos del viento han sido obtenidos a través del Atlas eólico del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). El correspondiente mapa muestra el potencial eólico de cada zona de acuerdo a una escala de colores y en función de la altura. En un caso real se debería colocar un anemómetro y una veleta durante al menos un año que realice mediciones de velocidad y dirección del viento cada 10 minutos.

A 80 m la distribución del recurso eólico que presenta la zona en la que se sitúa el parque eólico de San Xoan es la siguiente:

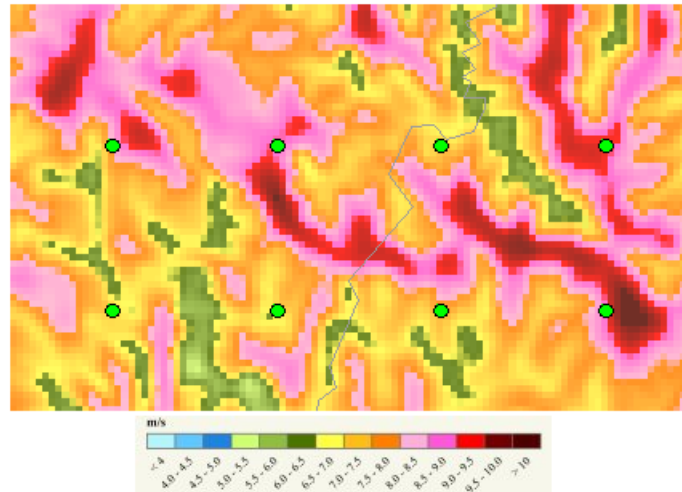


Figura 5.7. Velocidad del viento a 80 m de altura

Como se puede comprobar en la imagen, la zona de estudio se corresponde con una zona con elevadas velocidades de viento superiores a 9 m/s pudiendo en algunas zonas llegar a superar los 10 m/s. El Atlas ha sido desarrollado por la empresa Meteosim Truewind con el objetivo de proporcionar una herramienta que permita identificar y realizar una evaluación del recurso eólico en cualquier región del ámbito nacional.

Los puntos verdes del Atlas representan una rosa de los vientos de referencia en el lugar en el que están situados. Los datos que proporciona se corresponden con la frecuencia, velocidad y potencia para cada una de las secciones que conforman la rosa de los vientos, así como los parámetros de la distribución de Weibull para cada uno de dichos sectores. Estos datos serán la base para que el programa WAsP genere una rosa de vientos en la zona de estudio.

Las coordenadas UTM (ETRS89 Huso 29) del punto que proporcionará los datos del viento son las siguientes:

- X: 598378,5
- Y: 4817660,42

La rosa de vientos asociada a este punto se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.3. Rosa de viento a 80 m de altura

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4,24	5,819	1,14	6,948	2,464
NNE	5,12	6,412	1,71	7,538	2,569
NE	6,93	7,283	2,93	8,231	2,712
ENE	11,92	9,169	9,78	10,33	2,81
E	9,83	10,318	11,4	11,529	2,728
ESE	2,97	8,648	2,41	9,792	2,243
SE	1,68	7,902	1,23	9,275	2,099
SSE	2,47	8,917	2,32	9,937	2,012
S	6,01	11,288	10,91	12,863	2,275
SSW	9,44	11,854	19,81	13,825	2,506
SW	12,41	10,749	17,83	12,284	2,606
WSW	8,98	9,6	10,35	11,209	2,395
W	6,7	8,1	4,98	9,637	2,348
WNW	4,33	6,528	1,68	7,734	2,315
NW	3,42	5,029	0,68	6,183	2,305
NNW	3,54	5,469	0,84	6,587	2,36

Con esta tabla se va a obtener una lista de datos con velocidades y direcciones para conseguir un atlas de viento lo más parecido al del IDAE. Para ello los parámetros fundamentales son la frecuencia y los parámetros de Weibull K y C. Con las frecuencias de la tabla, para cada dirección, se puede conseguir el número de veces en un año con mediciones cada 10 minutos que se ha registrado vientos en dicha dirección.

Tras realizar estos cálculos se debe utilizar la Distribución de Weibull para conocer las frecuencias con las que se presentan las distintas velocidades.

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Con ello se genera la lista de datos que será introducida en el programa adjunto a WASP *Observed Wind Climate*.

En la siguiente imagen se puede observar como el programa ha interpretado los datos y ha generado una rosa de vientos y un histograma de las velocidades de viento. En la rosa se puede comprobar que los vientos predominantes proceden de las direcciones suroeste y noreste y lo hacen con unas velocidades medias de 10,9 m/s y 9,2 m/s respectivamente.

A la derecha de la rosa de vientos, se encuentra una gráfica que recoge el histograma de las frecuencias de la velocidad del viento y la representación de Weibull que resulta aproximadamente coincidente con el histograma.

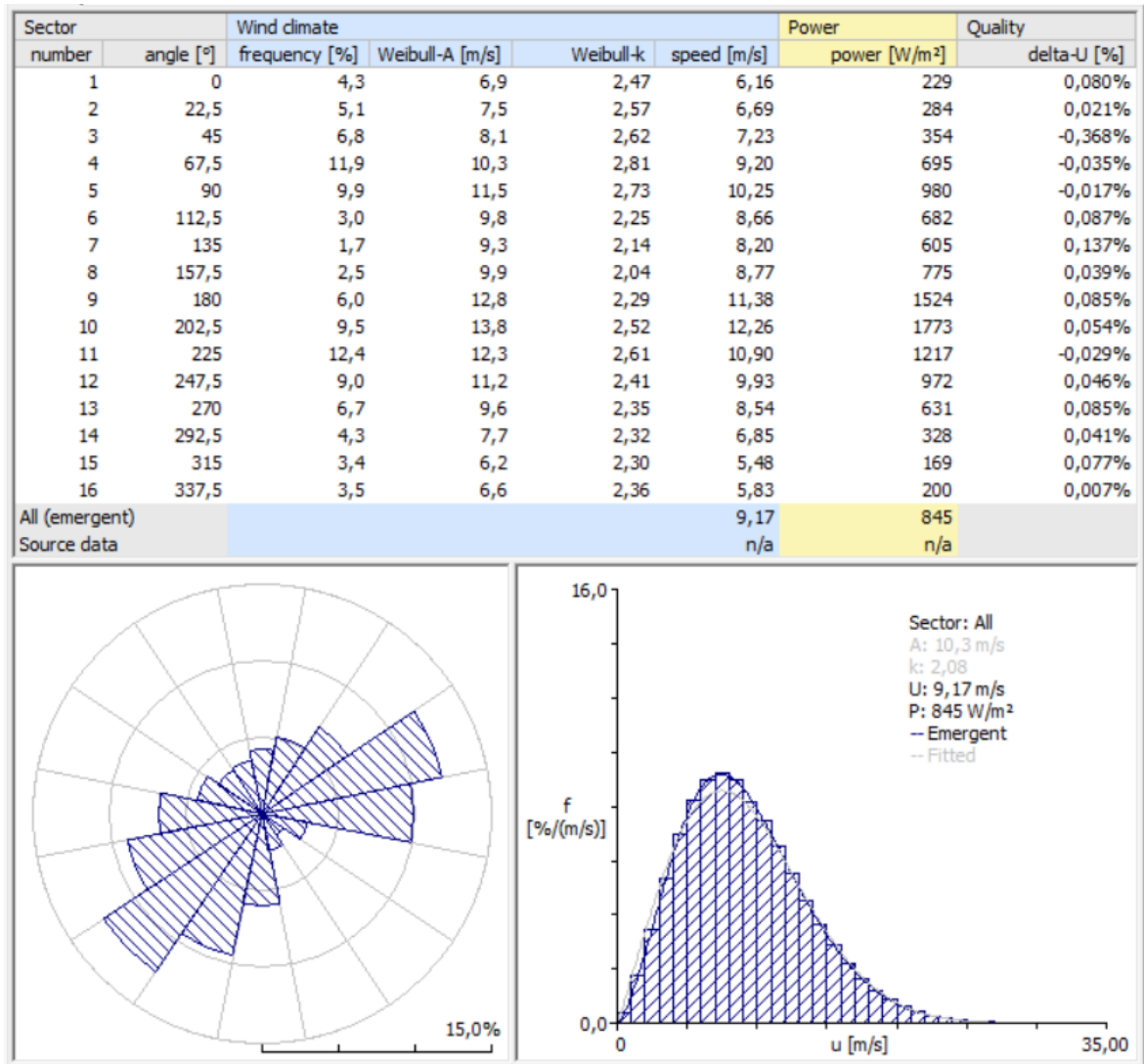


Figura 5.8. Representación de los datos de viento en WASP

### 5.2.5 Estimación de la producción del parque eólico San Xoan

Para llevar a cabo la estimación de la producción del parque eólico de estudio, se va a emplear el software WASP 11. Conocidos los datos climáticos y la orografía de la zona, se debe incluir la localización y el modelo de los aerogeneradores que conformarán dicho parque.

Debido a que el modelo MADE AE-32 es una máquina antigua, WASP 11 no lo incluye en el fichero con posibles modelos de aerogeneradores. Para conseguir implementar el aerogenerador, este se creará mediante el uso de la herramienta *Turbine Editor* que incluye el programa que permite introducir la curva de potencia y de coeficientes de empuje del aerogenerador en cuestión.

Con todo ello los resultados obtenidos para el parque San Xoán son:

Tabla 5.4. Estadísticas del parque San Xoan por aerogenerador

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	694	8,28	636,3163	30	1,171	1,25
Turbine site 002	782	8,59	641,5984	30	1,224	1,59
Turbine site 003	856	8,83	645,4991	30	1,265	1,6
Turbine site 004	927	9,08	651,7393	30	1,307	1,76
Turbine site 005	1031	9,43	657,8227	30	1,360	2,0
Turbine site 006	1154	9,78	660	30	1,391	3,33
Turbine site 007	1354	10,16	655,0591	30	1,426	2,33
Turbine site 008	1498	10,41	650,9217	30	1,453	1,23
Turbine site 009	1486	10,34	644,4313	30	1,444	0,77
Turbine site 010	1339	10,02	641,4817	30	1,412	1,14
Turbine site 011	1191	9,73	642,2399	30	1,385	1,51
Turbine site 012	1125	9,60	641,6912	30	1,375	1,63
Turbine site 013	1126	9,62	640,4311	30	1,380	1,58
Turbine site 014	1114	9,52	632,361	30	1,359	1,4
Turbine site 015	1056	9,19	617,1969	30	1,290	1,05
Turbine site 016	1006	8,91	606,6105	30	1,230	0,88
Turbine site 017	972	8,81	611,4188	30	1,196	1,36
Turbine site 018	913	8,70	616,6959	30	1,174	2,13
Turbine site 019	845	8,60	621,0555	30	1,164	2,86
Turbine site 020	819	8,53	621,4882	30	1,155	3,03
Turbine site 021	812	8,46	620,5353	30	1,133	3,05
Turbine site 022	802	8,36	621,8151	30	1,100	3,26
Turbine site 023	804	8,34	625,7478	30	1,082	3,68
Turbine site 024	829	8,45	633,7722	30	1,082	5,39
Turbine site 025	835	8,55	643,1422	30	1,093	6,91
Turbine site 026	828	8,57	649,9988	30	1,091	7,88
Turbine site 027	802	8,50	653,242	30	1,060	9,6
Turbine site 028	802	8,53	658,4922	30	1,061	10,37
Turbine site 029	796	8,56	660	30	1,069	10,81

<b>Turbine site 030</b>	806	8,57	660	30	1,071	10,64
<b>Turbine site 031</b>	858	8,69	660	30	1,095	9,35
<b>Turbine site 032</b>	947	8,67	655,0781	30	1,072	6,8
<b>Turbine site 033</b>	689	8,30	641,9308	30	1,126	4,38
<b>Turbine site 034</b>	770	8,63	656,588	30	1,177	5,58
<b>Turbine site 035</b>	763	8,60	660	30	1,167	6,02
<b>Turbine site 036</b>	759	8,57	660	30	1,156	6,58
<b>Turbine site 037</b>	805	8,74	660	30	1,189	6,28
<b>Turbine site 038</b>	863	8,94	660	30	1,236	5,42
<b>Turbine site 039</b>	937	8,62	651,5005	30	1,080	5,11
<b>Turbine site 040</b>	972	8,76	647,986	30	1,125	3,85
<b>Turbine site 041</b>	979	8,69	639,9855	30	1,121	2,54
<b>Turbine site 042</b>	1004	8,74	638,5227	30	1,128	2,2
<b>Turbine site 043</b>	900	8,42	630,6232	30	1,078	2,06
<b>Turbine site 044</b>	826	8,28	630	30	1,064	2,47
<b>Turbine site 045</b>	744	8,02	626,8245	30	1,017	2,77
<b>Turbine site 046</b>	658	7,67	623,8385	30	0,936	3,36
<b>Turbine site 047</b>	623	7,50	624,9746	30	0,892	3,67
<b>Turbine site 048</b>	606	7,40	626,6942	30	0,883	1,96

Tabla 5.5. Estadísticas totales del parque San Xoan

<b>Parameter</b>	<b>Total</b>	<b>Average</b>	<b>Minimum</b>	<b>Maximum</b>
<b>Net AEP [GWh]</b>	56,547	1,178	0,883	1,453
<b>Gross AEP [GWh]</b>	58,786	1,225	0,900	1,471
<b>Wake loss [%]</b>	3,81	-	0,77	10,81
<b>Mean speed [m/s]</b>		8,80	7,40	10,41

La producción de energía anual bruta (Gross AEP) corresponde con la energía generada por el parque asumiendo que no se producen pérdidas de ningún tipo. El software WAsP simula las pérdidas que producen unos aerogeneradores en otros debido a las turbulencias que generan cuando el viento pasa a su través, es decir, pérdidas debidas al efecto estela (Wake loss). Si estas pérdidas se descuentan a la producción de energía anual bruta se obtiene la energía anual neta (Net AEP) que es la que se tendrá en cuenta para llevar a cabo el estudio de viabilidad.

Deberían tenerse en cuenta otros factores de corrección para conocer la producción neta como son disponibilidad del parque, pérdidas eléctricas, paradas de mantenimiento o

protección a la avifauna entre otros. Para llevar a cabo la comparativa solo se tendrá en cuenta las pérdidas ocasionadas por el efecto estela, es decir, la energía producida a nivel de generador sin tener en cuenta paradas por mantenimiento o reparación de averías.

En la siguiente imagen se puede observar el parque con la malla de AEP (Producción de energía anual). Se puede comprobar en cuales de las zonas del parque se produce la mayor cantidad de energía, algo que se tendrá muy en cuenta a la hora de situar los nuevos aerogeneradores.

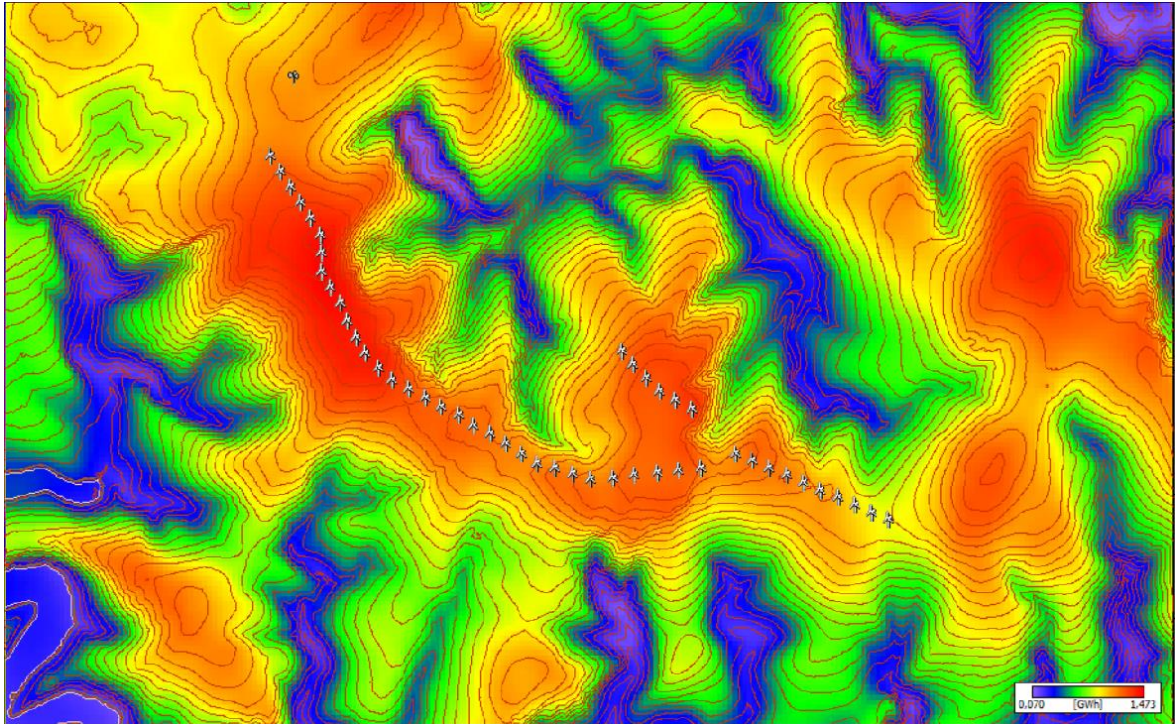


Figura 5.9. Malla AEP del parque eólico San Xoan

Conocida la producción energética neta y la potencia instalada del parque se podrá conocer el número de horas equivalente que el parque estará en funcionamiento. Este será uno de los parámetros determinantes que se tendrá en cuenta para elegir que opciones sería las más adecuadas desde un punto de vista técnico.

En este caso el número de horas equivalente será de 3569,88 horas, sin descontar como ya se ha dicho anteriormente pérdidas ocasionadas por mantenimiento, averías u otras causas.

Tabla 5.6. Resumen de resultados del parque San Xoan

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
48	MADE AE-32 330 kW	56,547	3,81	3569,88

### 5.3 Procedimiento a seguir en el estudio de repotenciación

Como ya se ha dicho, llevar a cabo una repotenciación de un parque eólico consiste en cambiar los aerogeneradores antiguos, localizados en zonas con gran potencial eólico, por máquinas nuevas de mayor potencia y mejores rendimientos. Sin embargo el alcance de la repotenciación estaría limitado en caso de estar vigente el Real Decreto 661/2007, el único documento a nivel nacional que hace una referencia clara a la repotenciación de parques eólicos.

Según dicho Real Decreto siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 % y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda.

Debido a la lentitud de los trámites y para evitar problemas en ese aspecto el procedimiento a la hora de llevar a cabo el estudio se desarrollara en dos tipos de situaciones:

- **Mantener la potencia instalada:** Se instalaran aerogeneradores hasta que se alcance la potencia del parque actual, es decir, 15,84 MW.
- **Incrementar la potencia instalada:** Se instalarán aerogeneradores superando la potencia instalada actual pero manteniendo el límite de potencia en 22,176 MW (Un 40% más que la potencia actual).

En ambos casos se implantaran aerogeneradores de diferentes fabricantes y potencias, y su distribución será lo más óptima posible minimizando las pérdidas ocasionadas por el efecto estela.

Finalmente se comparara todos los casos y se elegirán los más interesantes desde el punto de vista técnico para conocer su viabilidad.

Los aerogeneradores que se van utilizar son los siguientes:

Tabla 5.7. Aerogeneradores para la repotenciación

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA UNITARIA [MW]
Nordex	N60	1,3
Siemens	SWT-93	2,3
Vestas	V90	2
Vestas	V100	2
Vestas	V112	3

Entre los dos modelos de Vestas de 2 MW se hará una comparativa para comprobar cómo influye el diámetro del rotor y la clase de aerogenerador en la producción y en la distribución de los aerogeneradores.

## 5.4 Ejecución del estudio de repotenciación

### 5.4.1 Aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW

#### 5.4.1.1 Características del aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW

Las curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador se muestran a continuación. En el anexo ficha técnica de los aerogeneradores se encuentra información más detallada.

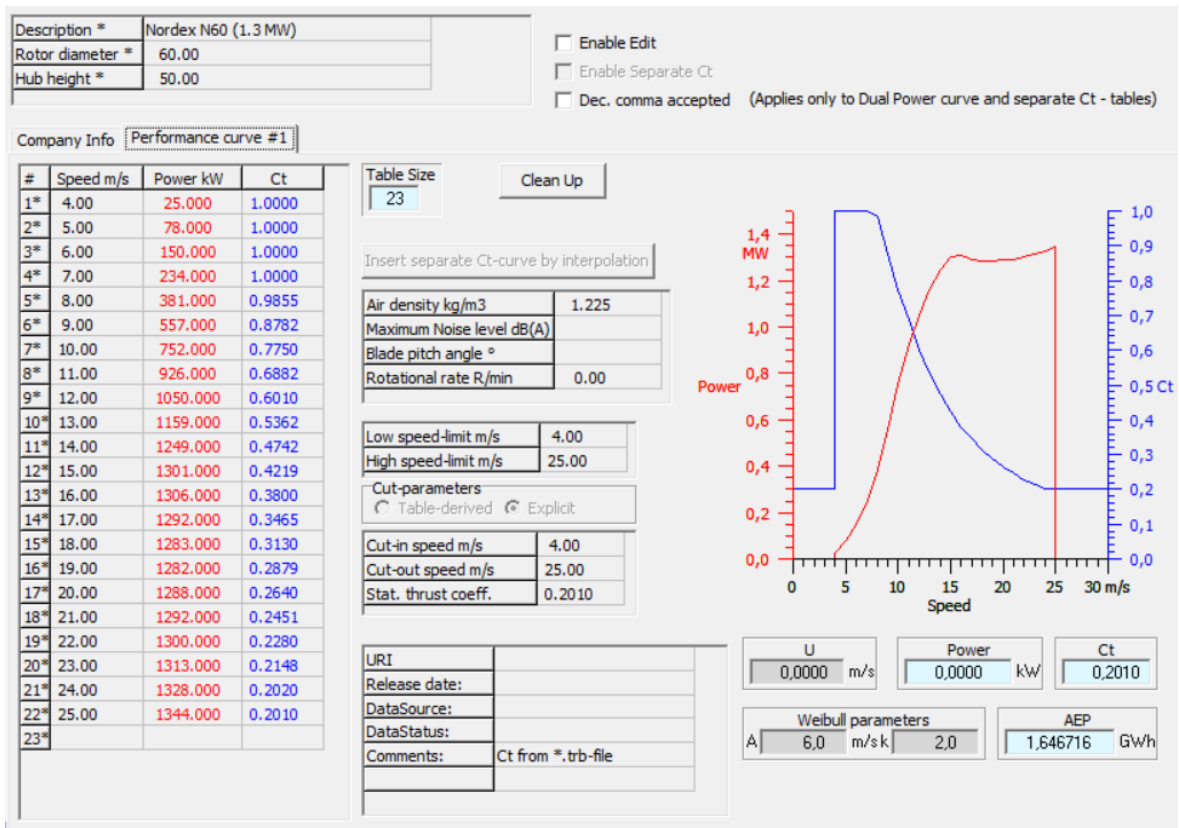


Figura 5.10. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW

Cabe destacar que este modelo de aerogenerador es antiguo y presenta una regulación de potencia tipo Stall como el modelo MADE AE-32. El objetivo es comprobar si habría sido mejor opción instalar aerogeneradores de mayor potencia en lugar de los de 330 kW a pesar de que algunas características como la regulación de potencia sean iguales.

#### 5.4.1.2 Localización y producción manteniendo la potencia inicial

En la primera situación en la que se busca mantener la potencia del parque inicial, 15,84 MW, se requerirá la presencia de 12 aerogeneradores de este tipo consiguiendo una potencia instalada de 15,6 MW, aproximadamente la de la situación inicial.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de estos aerogeneradores se muestran a continuación:



Tabla 5.8. Coordenadas UTM Nordex N60 de 1.3 MW (potencia inicial)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598402,7	4817150,0
2	598484,0	4817021,0
3	598489,3	4816873,0
4	598567,8	4816744,0
5	598628,2	4816607,0
6	598718,1	4816485,0
7	598839,9	4816398,0
8	598973,2	4816327,0
9	599095,2	4816259,0
10	599932,2	4816069,0
11	599800,6	4816453,0
12	599960,1	4816343,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 15,6 MW y la distribución anterior han sido los siguientes:

Tabla 5.9. Estadísticas por aerogenerador Nordex N60 DE 1,3 MW (potencia inicial)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	1024	9,51	651,7393	50	5,200	1,54
Turbine site 002	1206	10,05	660	50	5,441	3,49
Turbine site 003	1452	10,49	650,9217	50	5,663	1,73
Turbine site 004	1342	10,22	641,4817	50	5,525	1,61
Turbine site 005	1195	9,94	641,6912	50	5,413	1,96
Turbine site 006	1152	9,78	632,361	50	5,291	1,94
Turbine site 007	1046	9,27	606,6105	50	4,869	1,61
Turbine site 008	970	9,09	616,6959	50	4,681	2,7
Turbine site 009	906	8,99	621,5451	50	4,661	2,63
Turbine site 010	940	9,13	660	50	4,719	2,82
Turbine site 011	870	9,09	660	50	4,828	2,98
Turbine site 012	921	9,24	660	50	4,917	3,25

Tabla 5.10. Estadísticas totales Nordex N60 de 1,3 MW (potencia inicial)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	61,208	5,101	4,661	5,663
Gross AEP [GWh]	62,676	5,223	4,787	5,763
Wake loss [%]	2,34	-	1,54	3,49
Mean speed [m/s]	-	9,57	8,99	10,49

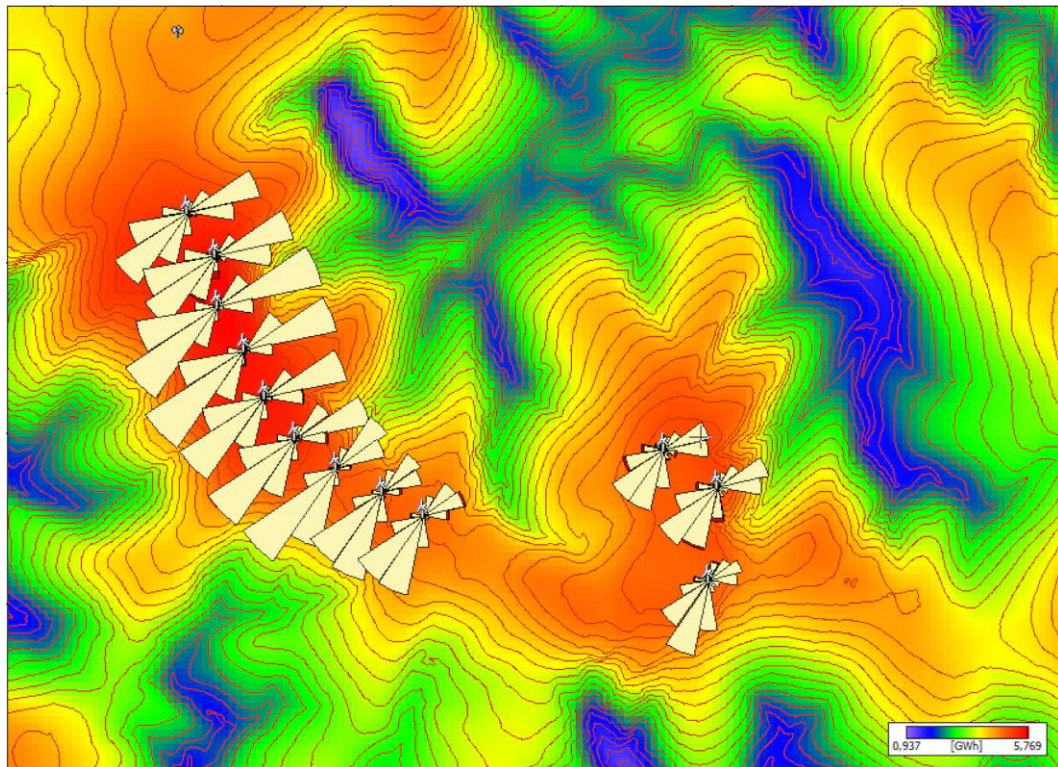


Figura 5.11. Malla AEP Nordex N60 de 1,3 MW (potencia inicial)

Tabla 5.11. Resumen de resultados Nordex N60 de 1,3 MW (potencia inicial)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
12	Nordex N60 1,3 MW	61,208	2,34	3923,6

Manteniendo la potencia instalada se consigue incrementar la producción anual del parque hasta los 61,208 GWh así como el número de horas de funcionamiento. También se reducen las pérdidas ocasionadas por el efecto estela, que en este caso representan un 2,34 % de pérdidas.

### 5.4.1.3 Localización y producción incrementando la potencia un 40 %

En este caso se incrementara la potencia del parque un 40 % como máximo por lo que la potencia instalada no deberá ser superior a 22,176 MW. Para conseguirlo se deberán implantar 17 aerogeneradores Nordex N60 de 1,3 MW.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de dichos aerogeneradores se muestran a continuación:

Tabla 5.12. Coordenadas UTM Nordex N60 de 1.3 MW (repotenciar 40 %)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598321,8	4817277,0
2	598402,7	4817150,0
3	598484,0	4817021,0
4	598489,3	4816873,0
5	598567,8	4816744,0
6	598628,2	4816607,0
7	598718,1	4816485,0
8	598805,1	4816364,0
9	598932,4	4816284,0
10	599051,9	4816217,0
11	599778,6	4816556,0
12	599883,1	4816437,0
13	599990,0	4816338,0
14	600193,1	4816193,0
15	600303,9	4816116,0
16	600409,8	4816051,0
17	600526,1	4815980,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 22,1 MW y la distribución anterior han sido los siguientes:

Tabla 5.13. Estadísticas por aerogenerador Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	869	9,02	640,5877	50	4,878	1,38
Turbine site 002	1024	9,51	651,7393	50	5,130	2,87
Turbine site 003	1222	10,08	660	50	5,474	2,87
Turbine site 004	1452	10,49	650,9217	50	5,674	1,54
Turbine site 005	1342	10,22	641,4817	50	5,524	1,63
Turbine site 006	1195	9,94	641,6912	50	5,404	2,12
Turbine site 007	1152	9,78	632,361	50	5,283	2,09
Turbine site 008	1041	9,30	610,7979	50	4,886	2,01
Turbine site 009	975	9,13	614,7498	50	4,700	3,24
Turbine site 010	911	9,01	620,0942	50	4,652	3,35
Turbine site 011	862	9,07	653,5976	50	4,798	3,38
Turbine site 012	885	9,15	660	50	4,811	4,34
Turbine site 013	917	9,21	660	50	4,878	3,43
Turbine site 014	915	8,91	650	50	4,430	3,86
Turbine site 015	997	9,05	641,2439	50	4,517	3,12
Turbine site 016	966	8,88	634,6327	50	4,396	2,45
Turbine site 017	859	8,65	630	50	4,336	1,41

Tabla 5.14. Estadísticas totales Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	83,770	4,928	4,336	5,674
Gross AEP [GWh]	86,036	5,061	4,398	5,763
Wake loss [%]	2,63	-	1,38	4,34
Mean speed [m/s]	-	9,38	8,65	10,49

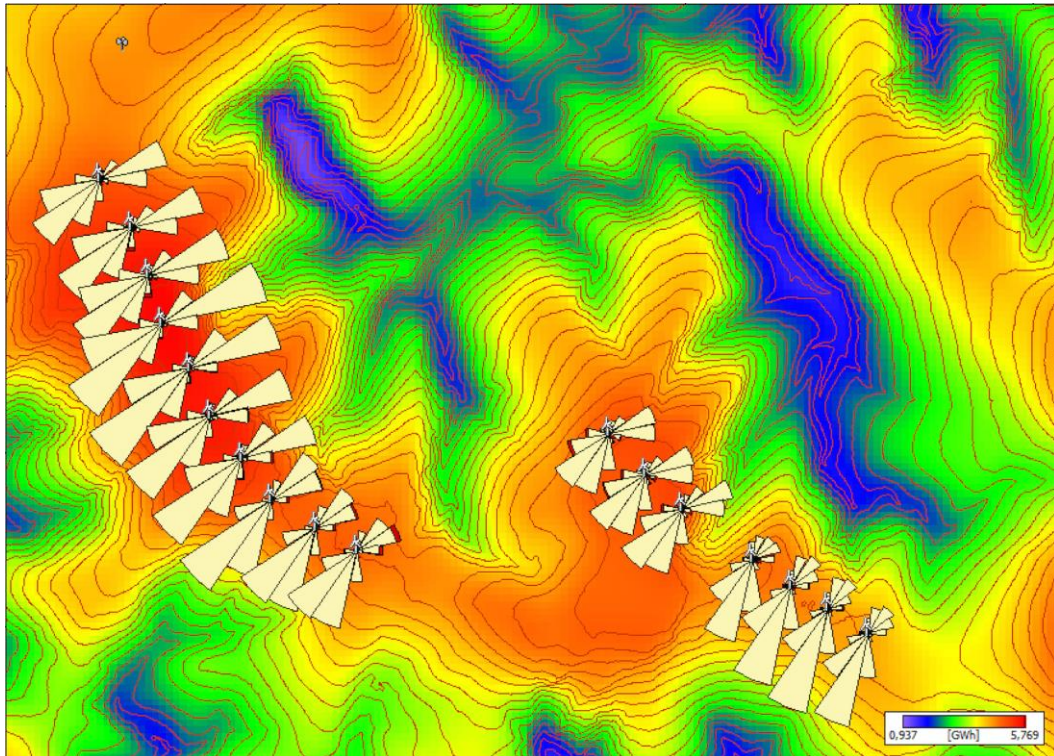


Figura 5.12. Malla AEP Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %)

Tabla 5.15. Resumen de resultados Nordex N60 de 1,3 MW (repotenciar 40 %)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
17	Nordex N60 1,3 MW	83,770	2,63	3790,5

Incrementando un 40% la potencia instalada se consigue incrementar la producción anual del parque hasta los 83,770GWh. También se reducen las pérdidas ocasionadas por el efecto estela, que en este caso representan un 2,63 % de pérdidas.

#### 5.4.1.4 Conclusiones de los resultados

El objetivo de este cambio era verificar que la zona de estudio disponía de un gran potencial eólico y este estaba siendo desaprovechado. Por ello se decidió realizar el estudio con el modelo de turbina Nordex N60, un aerogenerador relativamente antiguo que comparte con el modelo MADE AE-32 el mismo tipo de sistema de regulación de potencia, tipo Stall. Este sistema de regulación ocasiona que a velocidades de viento medianamente altas se cree una turbulencia en la parte trasera de la pala produciendo variaciones en la potencia generada. Este fenómeno no ocurre en sistemas más modernos como el Pitch control o el Active Stall control que permiten mantener a velocidades elevadas la potencia nominal de los aerogeneradores.

De esto se deduce que las velocidades de viento de la zona estarían mejor aprovechadas por los aerogeneradores Nordex N60 pues se consigue incrementar la producción anual un

8,2 % con respecto al caso inicial a pesar de ser un modelo antiguo. Si se aumenta la potencia instalada un 40% se consigue que la producción sea un 48,14% superior.

Además, utilizar estos aerogeneradores de mayor potencia ocasiona que se reduzca el número de aerogeneradores del parque, lo cual no solo minimiza el impacto visual y medioambiental, sino que también permite que la distancia entre aerogeneradores sea mayor disminuyéndose así las pérdidas ocasionadas por el efecto estela. En el caso de mantener la potencia inicial se reducen un 1,47%, si se opta por aumentar la potencia hasta un máximo del 40 % habrá más aerogeneradores reduciéndose las perdidas por efecto estela un 1,18 %.

### 5.4.2 Aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW

#### 5.4.2.1 Características del aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW

Las curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador se muestran a continuación. En el anexo ficha técnica de los aerogeneradores se encuentra información más detallada.

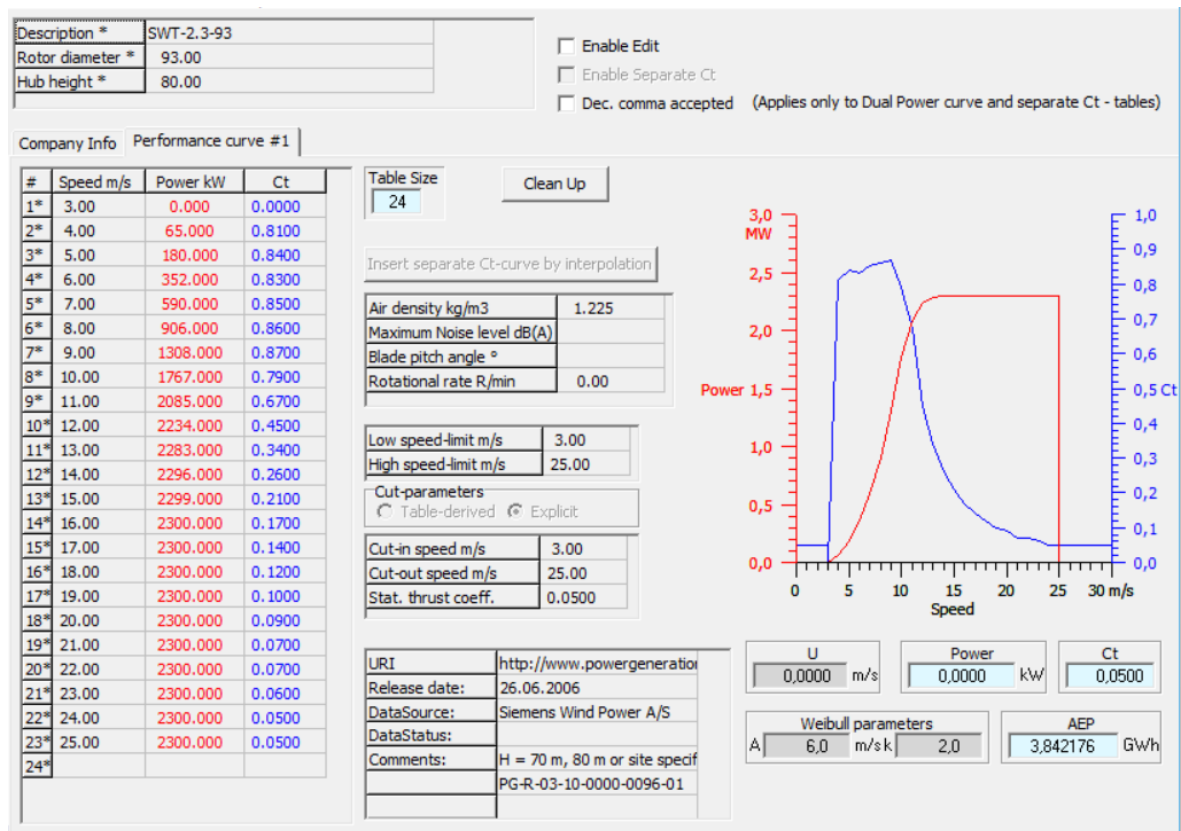


Figura 5.13. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW

En este caso se ha optado por un aerogenerador más moderno que los anteriores, con mayor potencia unitaria y con regulación de potencia tipo Pitch. A la hora de colocar los aerogeneradores se deberá tener especial cuidado pues el diámetro del rotor es de 93m. A causa de ello la distancia entre aerogeneradores deberán ser mayores para minimizar las pérdidas por efecto estela.

### 5.4.2.2 Localización y producción manteniendo la potencia inicial

En la primera situación en la que se busca mantener la potencia del parque inicial, 15,84 MW, se requerirá la presencia de 7 aerogeneradores de este tipo consiguiendo una potencia instalada de 16,1 MW, aproximadamente la de la situación inicial.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de estos aerogeneradores se muestran a continuación:

Tabla 5.16. Coordenadas UTM Siemens SWT-93 de 2.3 MW (potencia inicial)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598319,7	4817308,0
2	598462,8	4817070,0
3	598539,6	4816800,0
4	598658,4	4816549,0
5	598837,1	4816331,0
6	599829,1	4816555,0
7	599940,2	4816302,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible (El diámetro de 93 m hace que sea más difícil que con el aerogenerador Nordex N60). Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 16,1 MW y la distribución anterior han sido los siguientes:

Tabla 5.17. Estadísticas por aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	975	9,56	639,5266	80	10,981	1,06
Turbine site 002	1205	10,26	659,9475	80	11,662	1,95
Turbine site 003	1394	10,58	642,6903	80	11,782	1,45
Turbine site 004	1231	10,27	640,7075	80	11,617	1,72
Turbine site 005	1075	9,66	610,1141	80	10,754	1,57
Turbine site 006	984	9,65	657,9985	80	11,035	1,99
Turbine site 007	989	9,63	660	80	10,977	1,84

Tabla 5.18. Estadísticas totales Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	78,808	11,258	10,754	11,782
Gross AEP [GWh]	80,138	11,448	10,926	11,955
Wake loss [%]	1,66	-	1,06	1,99
Mean speed [m/s]	-	9,94	9,56	10,58

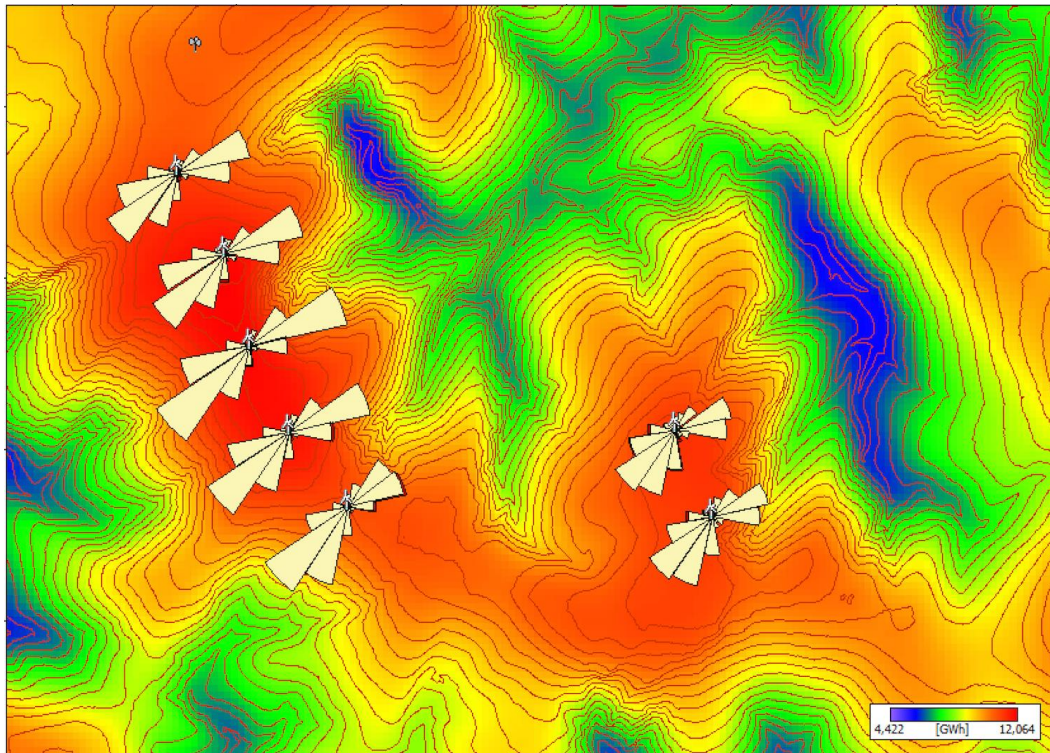


Figura 5.14. Malla AEP Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial)

Tabla 5.19. Resumen de resultados Siemens SWT-93 de 2,3 MW (potencia inicial)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
7	Siemens SWT-93 de 2,3 MW	78,808	1,66	4894,04

Si se mantiene aproximadamente la potencia inicial del parque con estos aerogeneradores se vuelve a corroborar que se puede sacar mucho más rendimiento a la zona del que se estaba sacando. Se consigue casi igualar la energía producida por los aerogeneradores Nordex N60 cuando se repotencia el parque un 40%, pues la producción es de 78,808 GWh. Además, el aprovechamiento del espacio es más eficiente que con el modelo Nordex N60 ya que las pérdidas por efecto estela son menores.



### 5.4.2.3 Localización y producción incrementando la potencia un 40 %

En este caso se incrementara la potencia del parque un 40 % como máximo por lo que la potencia instalada no deberá ser superior a 22,176 MW. Para conseguirlo se deberán implantar 9 aerogeneradores Siemens SWT-93 de 2,3 MW.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de dichos aerogeneradores se muestran a continuación:

Tabla 5.20. Coordenadas UTM Siemens SWT-93 de 2.3 MW (repotenciar 40 %)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598319,7	4817308,0
2	598462,8	4817070,0
3	598539,6	4816800,0
4	598658,4	4816549,0
5	598837,1	4816331,0
6	599044,6	4816172,0
7	599837,4	4816557,0
8	599943,1	4816314,0
9	600236,1	4816148,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 20,7 MW y la distribución anterior han sido los siguientes:

Tabla 5.21. Estadísticas por aerogenerador Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	975	9,56	639,5266	80	10,976	1,11
Turbine site 002	1205	10,26	659,9475	80	11,654	2,02
Turbine site 003	1394	10,58	642,6903	80	11,774	1,51
Turbine site 004	1231	10,27	640,7075	80	11,601	1,86
Turbine site 005	1075	9,66	610,1141	80	10,678	2,27
Turbine site 006	961	9,43	615,7863	80	10,463	2,98
Turbine site 007	985	9,65	658,0372	80	10,954	2,76
Turbine site 008	994	9,64	660	80	10,858	3,08
Turbine site 009	1041	9,52	650,1714	80	10,504	1,52

Tabla 5.22. Estadísticas totales Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	99,462	11,051	10,463	11,774
Gross AEP [GWh]	101,613	11,290	10,666	11,955
Wake loss [%]	2,12	-	1,11	3,08
Mean speed [m/s]	-	9,84	9,43	10,58

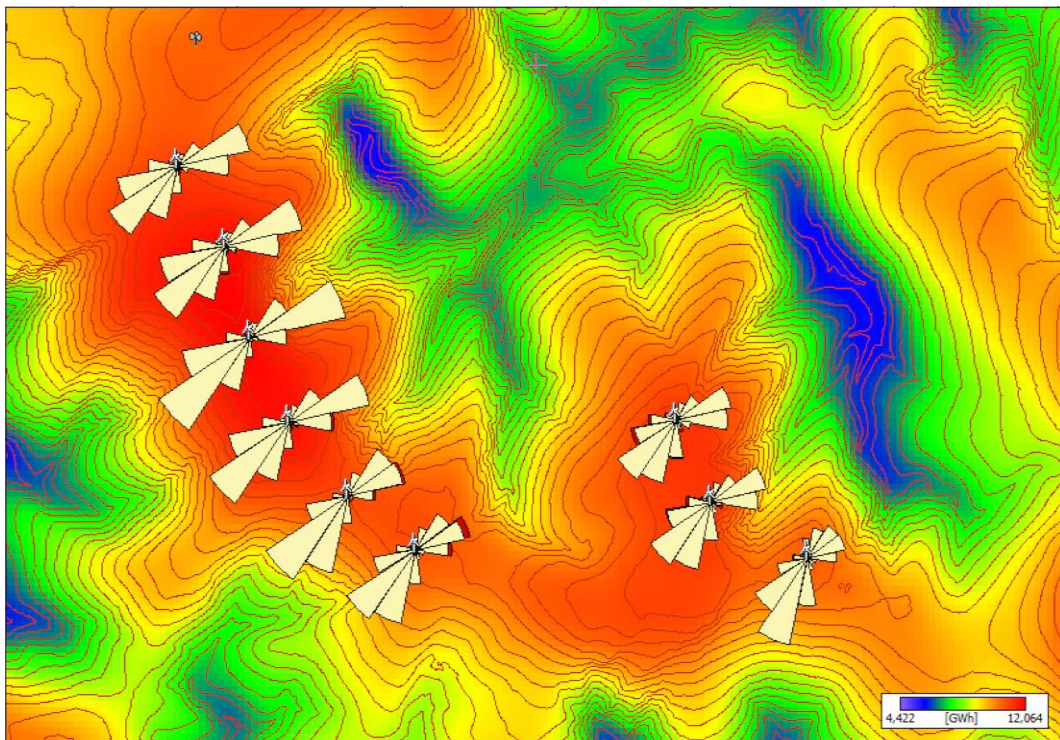


Figura 5.15. Malla AEP Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %)

Tabla 5.23. Resumen de resultados Siemens SWT-93 de 2,3 MW (repotenciar 40 %)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
9	Siemens SWT-93 de 2,3 MW	99,462	2,12	4804,92

Como se puede comprobar con una potencia instalada menor que en el caso de utilizar aerogeneradores Nordex N60 se consigue una producción neta anual de 99,462 GWh, muy superior a la obtenida con dichos aerogeneradores.

Sin embargo con respecto a mantener la potencia inicial del parque se produce una disminución del número de horas equivalentes, probablemente debido a que algunos

aerogeneradores tuvieron que situarse en zonas con velocidad de viento inferior a los otros y estos aerogeneradores alcanzan su potencia nominal a 16 m/s (la máquina está siendo desaprovechada).

### 5.4.3 Aerogeneradores Vestas V90 y V100 de 2 MW

El objetivo en este caso es comprobar la influencia del diámetro del rotor en la producción del parque comparando dos tipos de aerogeneradores con la misma potencia unitaria y la misma altura del hub, pero diferente diámetro del rotor y clase.

#### 5.4.3.1 Características de los aerogeneradores Vestas V90 y V100 de 2MW

Las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los aerogeneradores se muestran a continuación. En el anexo ficha técnica de los aerogeneradores se encuentra información más detallada. El modelo de V90 es de clase IEC IIIA mientras que el modelo V100 es de clase IEC IIB.

A simple vista se puede comprobar comparando las curvas de los dos aerogeneradores que el aerogenerador V90 arranca con una velocidad mayor que la del aerogenerador V100 y alcanza la potencia nominal con una velocidad de viento también superior al modelo V100. De ello, en un primer momento se puede deducir que se obtendrá una producción energética inferior a la misma altura del buje. Para determinar en qué grado afecta el diámetro del rotor a la potencia y a la energía producida se procederá de la misma forma que en los apartados anteriores.

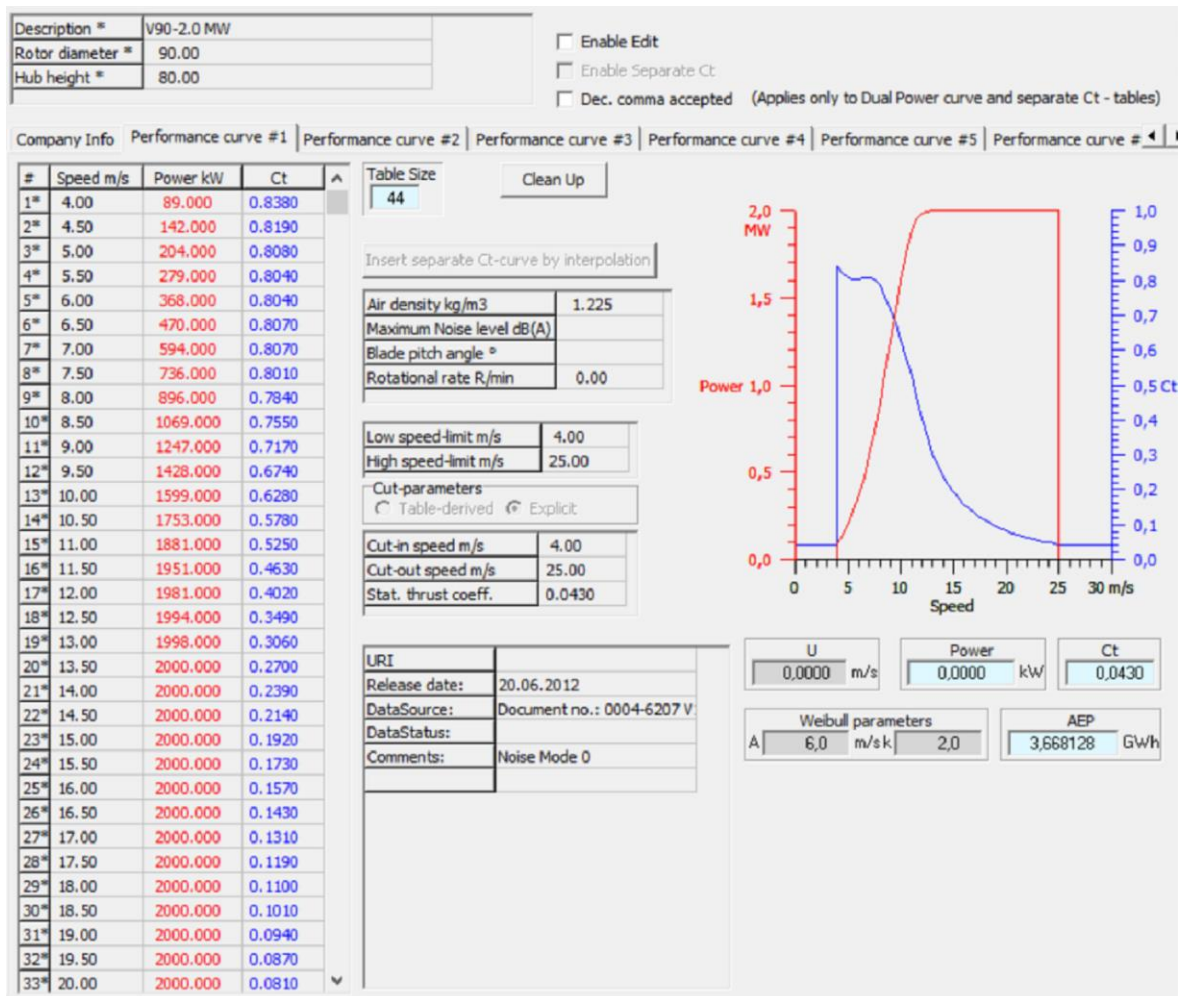


Figura 5.16. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Vestas V90 de 2MW

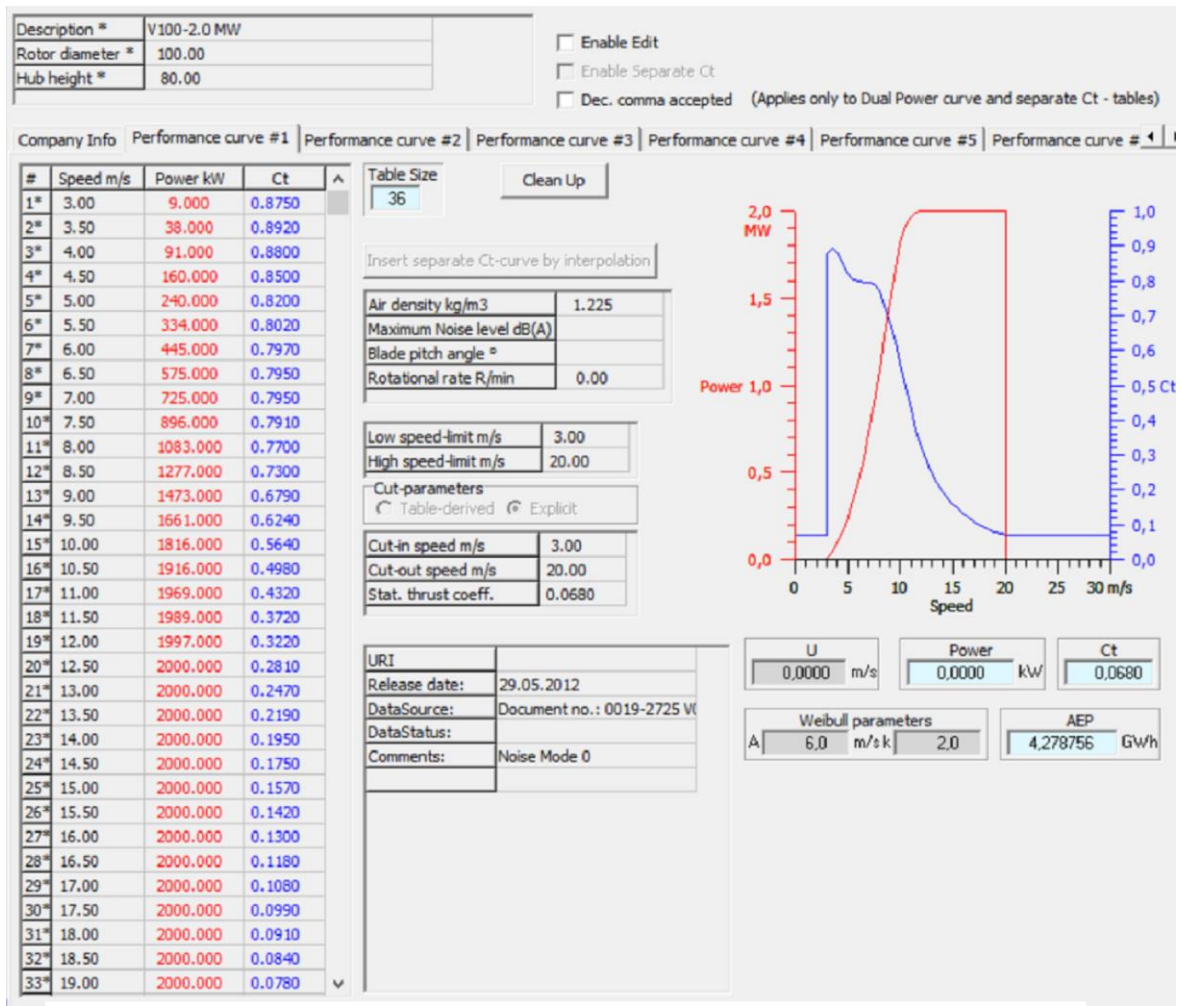


Figura 5.17. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Vestas V100 de 2MW

En este caso ambos aerogeneradores han sido muy utilizados en los últimos años y presentan regulación de potencia tipo Pitch. Se llevara a cabo la comparativa con la misma distribución de aerogeneradores en el parque para los dos modelos.

**5.4.3.2 Localización y producción manteniendo la potencia inicial**

En la primera situación en la que se busca mantener la potencia del parque inicial, 15,84 MW, se requerirá la presencia de 8 aerogeneradores consiguiendo una potencia instalada de 16 MW, aproximadamente la de la situación inicial.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de los aerogeneradores, tanto para el modelo V90 como para el modelo V100, se muestran a continuación:

Tabla 5.24. Coordenadas UTM Vestas V90 v V100 (potencia inicial)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598281,6	4817341,0
2	598442,8	4817086,0
3	598525,3	4816807,0

4	598663,5	4816540,0
5	598906,9	4816363,0
6	599748,7	4816515,0
7	599985,6	4816336,0
8	600230,1	4816158,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 16 MW y la distribución anterior para los aerogeneradores V90 han sido los siguientes:

Tabla 5.25. Estadísticas por aerogenerador Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	941	9,45	636,3163	80	9,844	0,8
Turbine site 002	1195	10,22	657,8227	80	10,509	1,49
Turbine site 003	1402	10,61	644,4313	80	10,650	1,12
Turbine site 004	1226	10,26	640,4311	80	10,487	1,4
Turbine site 005	1070	9,62	611,4188	80	9,658	1,48
Turbine site 006	957	9,55	654,7833	80	9,905	1,72
Turbine site 007	978	9,58	660	80	9,871	1,82
Turbine site 008	1032	9,51	650,5132	80	9,568	1,22

Tabla 5.26. Estadísticas totales Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	80,493	10,062	9,568	10,650
Gross AEP [GWh]	81,620	10,203	9,686	10,771
Wake loss [%]	1,38	-	0,8	1,82
Mean speed [m/s]	-	9,85	9,45	10,61

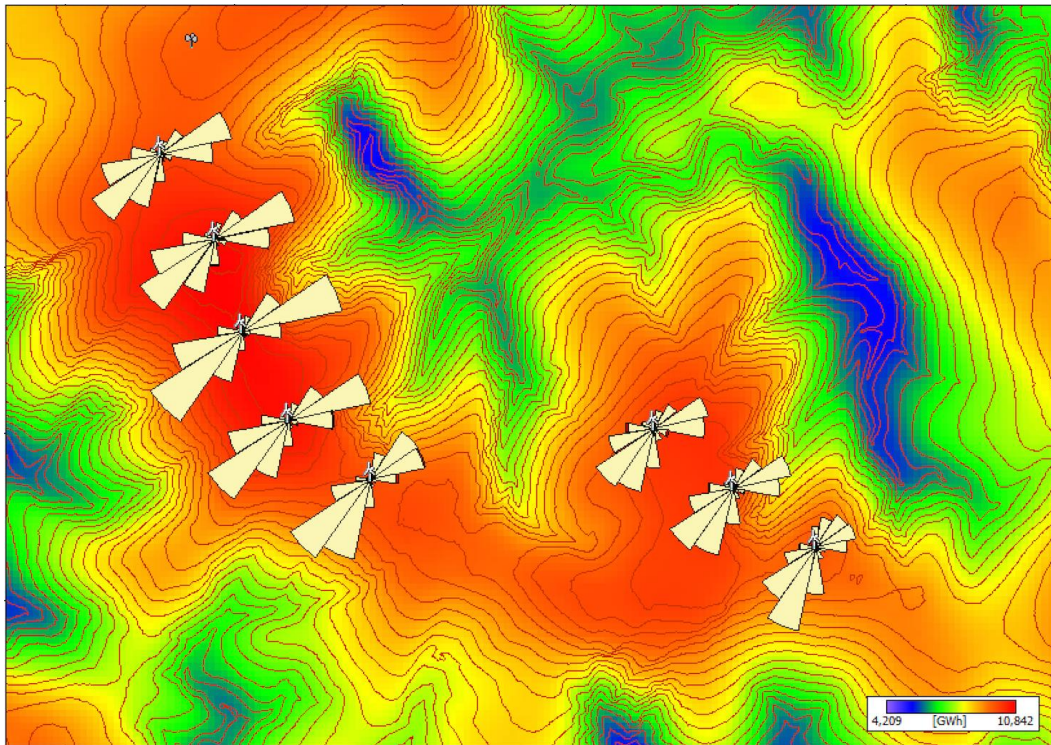


Figura 5.18. Malla AEP Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial)

Tabla 5.27. Resumen de resultados Vestas V90 de 2 MW (potencia inicial)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
8	Vestas V90 de 2 MW	80,493	1,38	5030,08

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 16 MW y la distribución anterior para los aerogeneradores V100 han sido los siguientes:

Tabla 5.28. Estadísticas por aerogenerador Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	941	9,45	636,3163	80	10,155	0,92
Turbine site 002	1195	10,22	657,8227	80	10,497	1,77
Turbine site 003	1402	10,61	644,4313	80	10,361	1,39
Turbine site 004	1226	10,26	640,4311	80	10,422	1,77

<b>Turbine site 005</b>	1070	9,62	611,4188	80	9,766	1,74
<b>Turbine site 006</b>	957	9,55	654,7833	80	10,219	1,93
<b>Turbine site 007</b>	978	9,58	660	80	10,141	2,09
<b>Turbine site 008</b>	1032	9,51	650,5132	80	9,765	1,48

Tabla 5.29. Estadísticas totales Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
<b>Net AEP [GWh]</b>	81,326	10,166	9,765	10,497
<b>Gross AEP [GWh]</b>	82,680	10,335	9,911	10,687
<b>Wake loss [%]</b>	1,64	-	0,92	2,09
<b>Mean speed [m/s]</b>	-	9,85	9,45	10,61

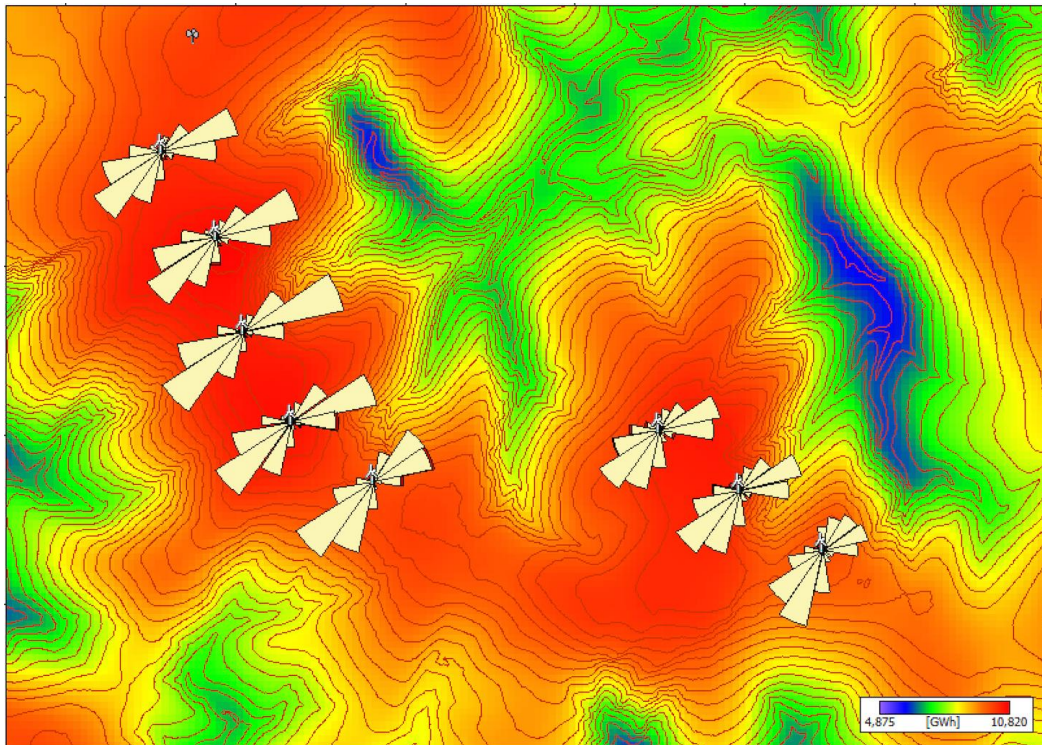


Figura 5.19. Malla AEP Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial)

Tabla 5.30. Resumen de resultados Vestas V100 de 2 MW (potencia inicial)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
8	Vestas V100 de 2 MW	81,326	1,64	5082,875

Como se puede observar en las tablas de resultados, con el aerogenerador modelo V90 se producen 80,493 GWh mientras que con el modelo V100 se producen 81,326 GWh, es decir, el mayor diámetro de rotor permite aprovechar mejor el recurso eólico de la zona a pesar de que ocasione más pérdidas aerodinámicas debidas al efecto estela.

#### 5.4.3.3 Localización y producción incrementando la potencia un 40 %

En este caso se incrementara la potencia del parque un 40 % como máximo por lo que la potencia instalada no deberá ser superior a 22,176 MW. Para conseguirlo se deberán implantar 11 aerogeneradores tanto del modelo V90 como del modelo V100.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de los aerogeneradores de los dos modelos se muestran a continuación:

Tabla 5.31. Coordenadas UTM Vestas V90 v V100 (repotenciar 40 %)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598281,6	4817341,0
2	598442,8	4817086,0
3	598525,3	4816807,0
4	598663,5	4816540,0
5	598906,9	4816363,0
6	599169,3	4816194,0
7	599550,4	4815986,0
8	599748,7	4816515,0
9	599985,6	4816336,0
10	600230,1	4816158,0
11	600487,0	4816023,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 22 MW y la distribución anterior para los aerogeneradores V90 han sido los siguientes:

Tabla 5.32. Estadísticas por aerogenerador Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	941	9,45	636,3163	80	9,841	0,84
Turbine site 002	1195	10,22	657,8227	80	10,504	1,53
Turbine site 003	1402	10,61	644,4313	80	10,642	1,2



<b>Turbine site 004</b>	1226	10,26	640,4311	80	10,468	1,59
<b>Turbine site 005</b>	1070	9,62	611,4188	80	9,595	2,13
<b>Turbine site 006</b>	970	9,40	620,9199	80	9,387	3,13
<b>Turbine site 007</b>	968	9,49	651,1356	80	9,532	3,7
<b>Turbine site 008</b>	942	9,51	649,4088	80	9,742	2,98
<b>Turbine site 009</b>	986	9,61	660	80	9,758	3,45
<b>Turbine site 010</b>	1001	9,44	650	80	9,402	2,56
<b>Turbine site 011</b>	949	9,17	630,4733	80	9,090	1,35

Tabla 5.33. Estadísticas totales Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
<b>Net AEP [GWh]</b>	107,960	9,815	9,090	10,642
<b>Gross AEP [GWh]</b>	110,404	10,037	9,215	10,771
<b>Wake loss [%]</b>	2,21	-	0,84	3,7
<b>Mean speed [m/s]</b>	-	9,71	9,17	10,61

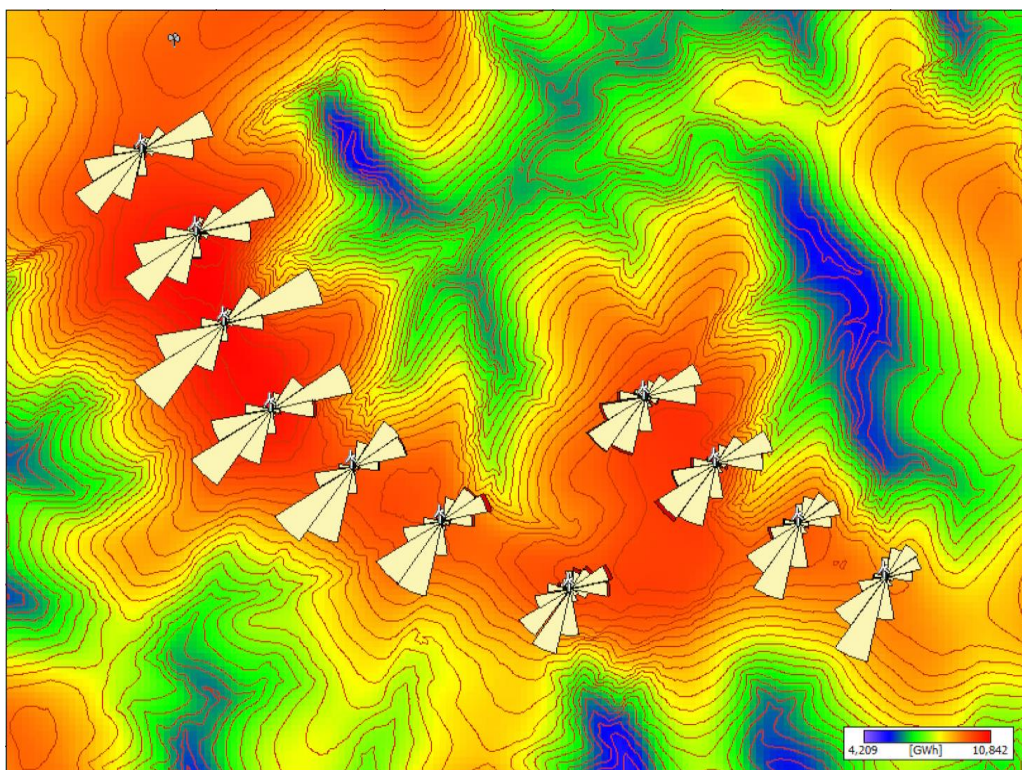


Figura 5.20. Malla AEP Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)

Tabla 5.34. Resumen de resultados Vestas V90 de 2 MW (repotenciar 40 %)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
11	Vestas V90 de 2 MW	107,960	2,21	4907,27

Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 22 MW y la distribución anterior para los aerogeneradores V100 han sido los siguientes:

Tabla 5.35. Estadísticas por aerogenerador Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	941	9,45	636,3163	80	10,150	0,96
Turbine site 002	1195	10,22	657,8227	80	10,490	1,84
Turbine site 003	1402	10,61	644,4313	80	10,351	1,49
Turbine site 004	1226	10,26	640,4311	80	10,398	2,0
Turbine site 005	1070	9,62	611,4188	80	9,694	2,47
Turbine site 006	970	9,40	620,9199	80	9,607	3,59
Turbine site 007	968	9,49	651,1356	80	9,786	4,29
Turbine site 008	942	9,51	649,4088	80	10,068	3,17
Turbine site 009	986	9,61	660	80	10,009	3,81
Turbine site 010	1001	9,44	650	80	9,610	3,0
Turbine site 011	949	9,17	630,4733	80	9,336	1,63

Tabla 5.36. Estadísticas totales Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	109,498	9,954	9,336	10,490
Gross AEP [GWh]	112,383	10,217	9,491	10,687
Wake loss [%]	2,57	-	0,96	4,29
Mean speed [m/s]	-	9,71	9,17	10,61

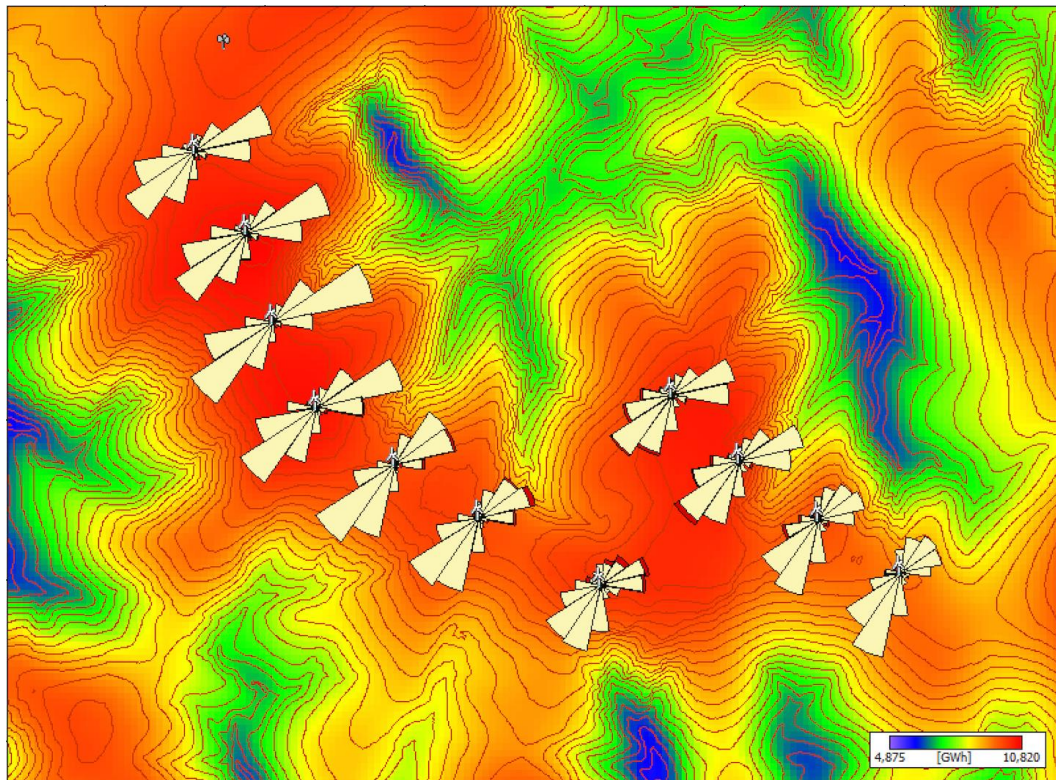


Figura 5.21. Malla AEP Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)

Tabla 5.37. Resumen de resultados Vestas V100 de 2 MW (repotenciar 40 %)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
11	Vestas V100 de 2 MW	109,498	2,57	4977,18

Como se puede observar en las tablas de resultados, con el aerogenerador modelo V90 se producen 107,960GWh mientras que con el modelo V100 se producen 109,498GWh, es decir, el mayor diámetro de rotor permite aprovechar mejor las velocidades de viento del emplazamiento a pesar de que ocasione más pérdidas aerodinámicas debidas al efecto estela.

#### 5.4.3.4 Conclusiones de los resultados

Como se ha podido comprobar gracias a las características del modelo de mayor diámetro, se consigue un mayor aprovechamiento del recurso eólico de la zona permitiendo una producción energética anual mayor (un 1,03% y un 1,4% más para cada caso de estudio), así como un mayor número de horas de funcionamiento del parque, para la misma distribución de aerogeneradores.

También cabe destacar que debido a que las pérdidas por efecto estela ocasionadas en el caso de utilizar el modelo V90 son menores (un 0,26% y un 0,36% menores para cada caso de estudio), podría ajustarse la distribución de los aerogeneradores para que se sitúen en zonas con mayor velocidad del viento pudiendo incrementar su producción anual de energía acercándose más a la del modelo V100.

De todo ello se puede concluir que el análisis exhaustivo de las características de los aerogeneradores (curvas de potencia y empuje) es fundamental para poder sacar el máximo rendimiento al parque eólico que se desee poner en marcha.

### 5.4.4 Aerogenerador Vestas V112 de 3MW

Se trata de uno de los últimos aerogeneradores del fabricante Vestas sacados al mercado, permite aprovechar el viento en zonas de bajas y medias velocidades lo que le convierte en una opción muy interesante debido a su elevada potencia unitaria.

#### 5.4.4.1 Características del aerogenerador V112 de 3MW

Las curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador se muestran a continuación. El modelo elegido para el estudio es una variante del V112 de 3 MW que alcanza una potencia nominal de 3,075 MW. En el anexo ficha técnica de los aerogeneradores se encuentra información más detallada.

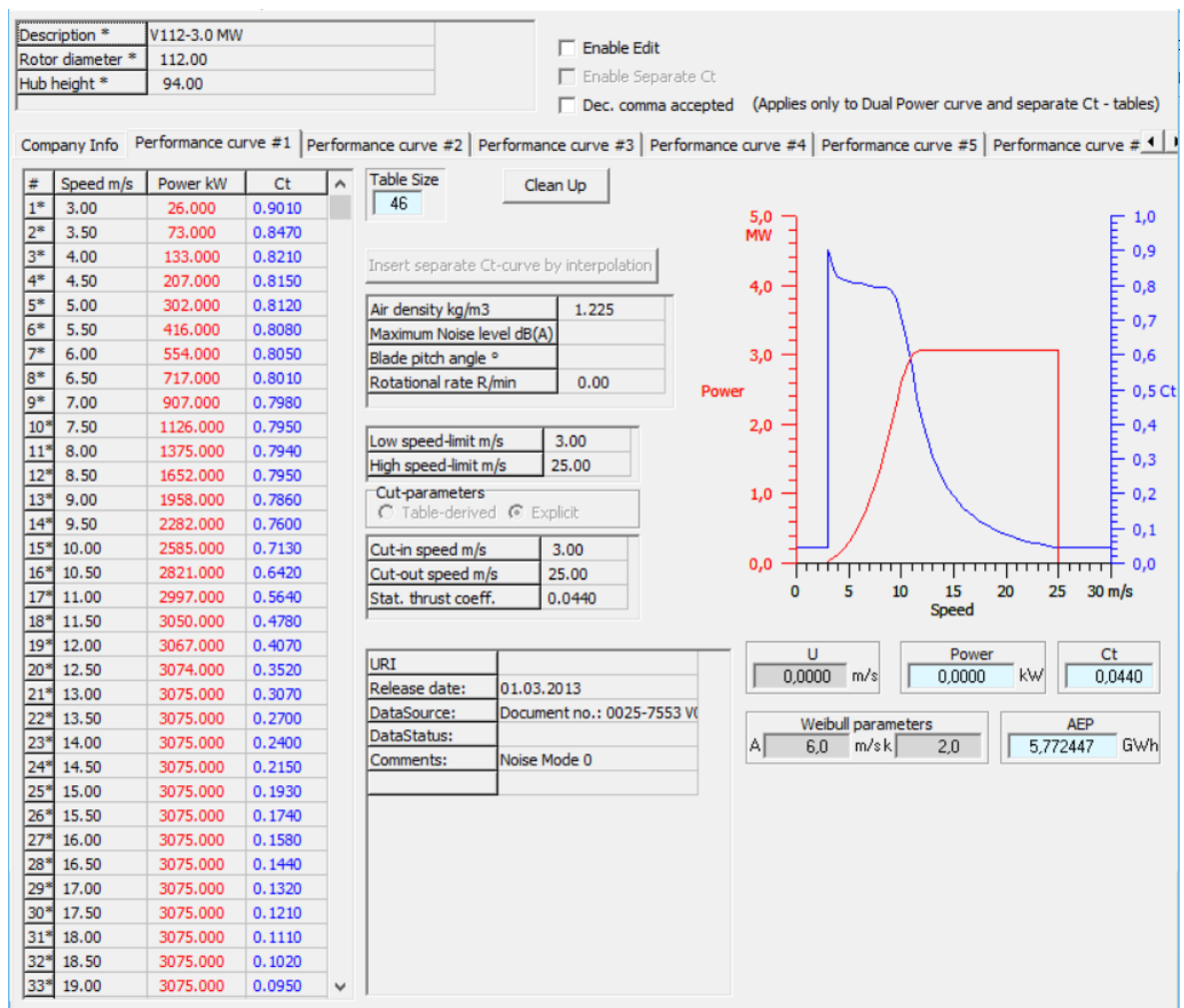


Figura 5.22. Curvas de potencia y empuje del aerogenerador Vestas V112 de 3MW

Como se puede observar en la imagen este modelo alcanza su potencia nominal a 13 m/s mientras que el modelo V90 alcanzaba los 2 MW a una velocidad de viento de 13,5 m/s. esto hace a esta máquina una muy buena opción para poder aprovechar al máximo el potencial eólico de la zona de estudio.

#### 5.4.4.2 Localización y producción manteniendo la potencia inicial

En la primera situación en la que se busca mantener la potencia del parque inicial, 15,84 MW, se requerirá la presencia de 5 aerogeneradores consiguiendo una potencia instalada de 15 MW, aproximadamente la de la situación inicial.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de los aerogeneradores se muestran a continuación:

Tabla 5.38. Coordenadas UTM Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598350,8	4817239,0
2	598499,4	4816934,0
3	598607,5	4816618,0
4	599811,2	4816567,0
5	599931,8	4816107,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 15 MW y la distribución anterior han sido los siguientes:

Tabla 5.39. Estadísticas por aerogenerador Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	1070	9,91	643,7001	94	16,132	0,94
Turbine site 002	1333	10,58	653,3071	94	16,796	1,32
Turbine site 003	1271	10,44	641,6042	94	16,694	1,25
Turbine site 004	1006	9,77	655,0675	94	15,987	1,16
Turbine site 005	1068	9,83	660	94	15,838	1,19

Tabla 5.40. Estadísticas totales Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	81,447	16,289	15,838	16,796
Gross AEP [GWh]	82,417	16,483	16,030	17,022
Wake loss [%]	1,18	-	0,94	1,32
Mean speed [m/s]	-	10,11	9,77	10,58

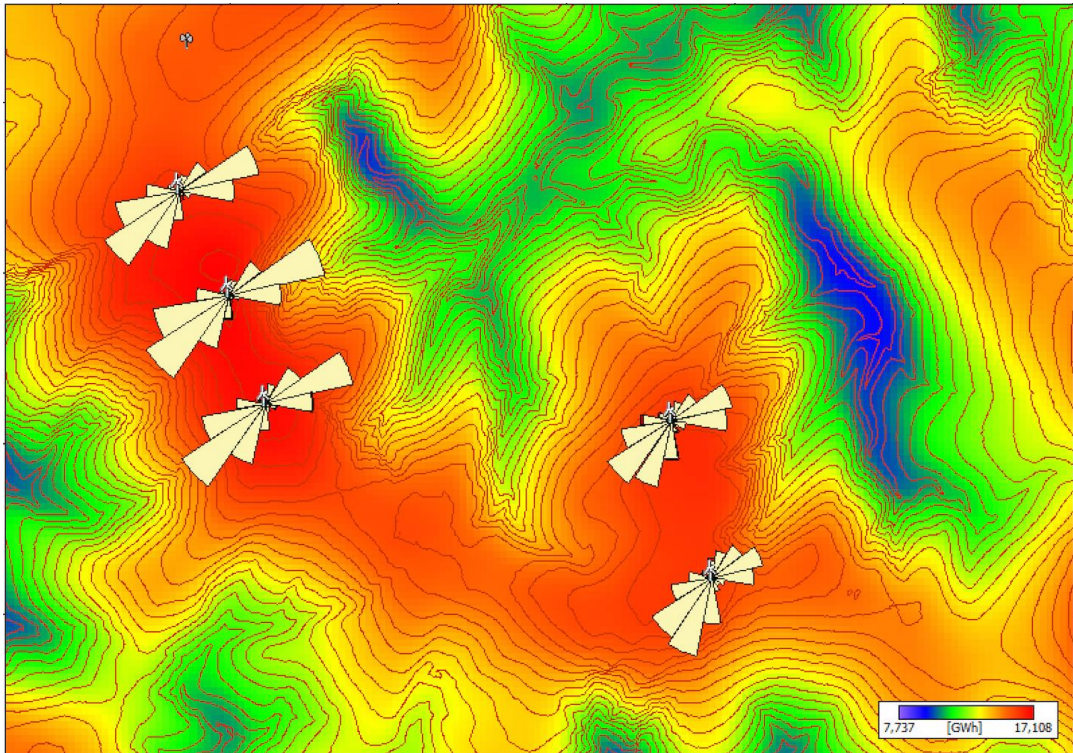


Figura 5.23. Malla AEP Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)

Tabla 5.41. Resumen de resultados Vestas V112 de 3MW (potencia inicial)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
5	Vestas V112 de 3 MW	81,447	1,18	5429,8

Con este modelo de turbina se consigue con el menor número de aerogeneradores y con menor potencia instalada que para el caso de los modelos V90 y V100 de 2 MW 81,447 GWh de energía anual producida, aproximadamente la conseguida con los otros dos modelos del fabricante Vestas y más que la obtenida por el moldeo del fabricante Siemens. Al reducirse en gran medida el número de aerogeneradores las pérdidas ocasionadas por el efecto estela son reducidas.

#### 5.4.4.3 Localización y producción incrementando la potencia un 40 %

En este caso se incrementara la potencia del parque un 40 % como máximo por lo que la potencia instalada no deberá ser superior a 22,176 MW. Para conseguirlo se deberán implantar 7 aerogeneradores V112 de 3 MW.

Las coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29) de los aerogeneradores se muestran a continuación:

Tabla 5.42. Coordenadas UTM Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)

AEROGENERADOR	X	Y
1	598350,8	4817239,0
2	598499,4	4816934,0
3	598607,5	4816618,0
4	598820,4	4816365,0
5	599764,8	4816585,0
6	599979,1	4816358,0
7	600252,2	4816154,0

El objetivo ha sido colocar los aerogeneradores en las zonas que mayor producción anual de energía proporcionan, intentando que el efecto estela producido entre ellos sea el menor posible. Los resultados obtenidos con la potencia instalada de 21 MW y la distribución anterior han sido los siguientes:

Tabla 5.43. Estadísticas por aerogenerador Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)

Site	E [W/m <sup>2</sup> ]	U [m/s]	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	1070	9,91	643,7001	94	16,118	1,02
Turbine site 002	1333	10,58	653,3071	94	16,774	1,45
Turbine site 003	1271	10,44	641,6042	94	16,602	1,8
Turbine site 004	1107	9,85	610,3635	94	15,539	1,91
Turbine site 005	971	9,65	646,9397	94	15,646	2,03
Turbine site 006	1015	9,75	660	94	15,690	2,32
Turbine site 007	1052	9,64	648,7076	94	15,225	1,41

Tabla 5.44. Estadísticas totales Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)

Parameter	Total	Average	Minimum	Maximum
Net AEP [GWh]	111,594	15,942	15,225	16,774
Gross AEP [GWh]	113,530	16,219	15,443	17,022
Wake loss [%]	1,71	-	1,02	2,32
Mean speed [m/s]	-	9,98	9,64	10,58

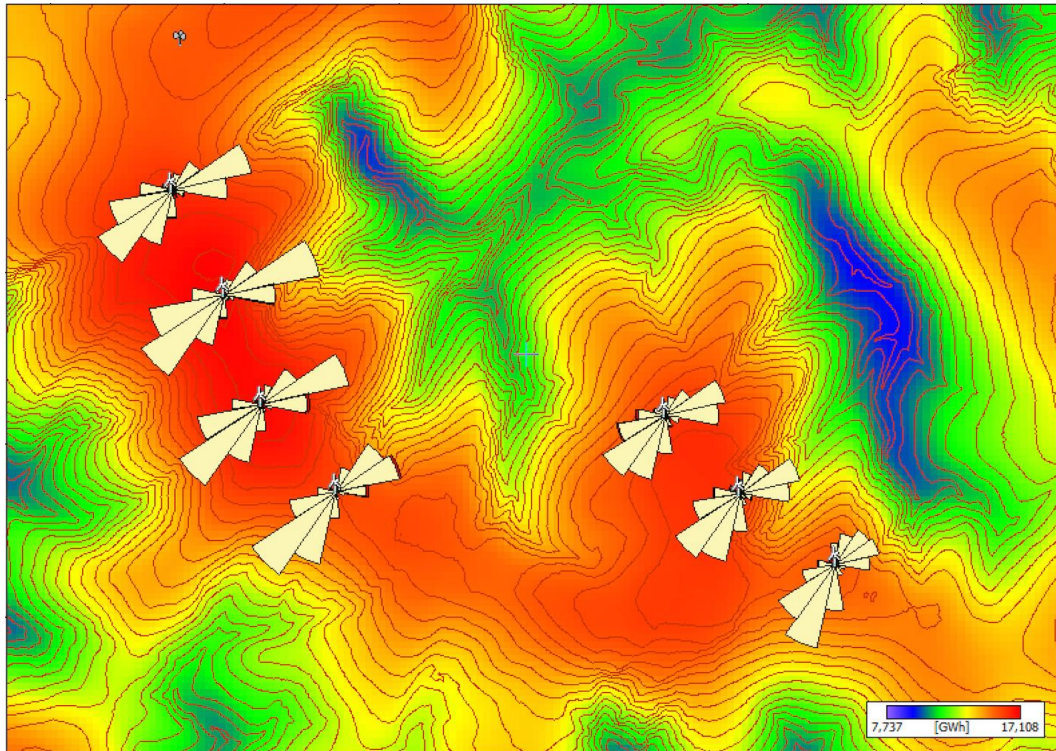


Figura 5.24. Malla AEP Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)

Tabla 5.45. Resumen de resultados Vestas V112 de 3MW (repotenciar 40 %)

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	HORAS EQUIVALENTES
7	Vestas V112 de 3 MW	111,594	1,71	5314

Como se puede observar en las tablas de resultados con este modelo de aerogenerador se consigue la repotenciación más eficaz del parque produciendo una energía anual de 111,594 GWh. Esta energía, además de ser la mayor producción de todas las opciones, se obtiene con el menor número de aerogeneradores y las menores pérdidas por efecto estela de todos los intentos de incrementar la potencia instalada del parque.

## 5.5 Análisis global de los resultados y elección del aerogenerador

Como se ha podido comprobar en los resultados individuales, la producción energética del parque eólico situado en este emplazamiento varía en gran medida en función de la tecnología utilizada y el modelo de turbina.

Según cual sea el diámetro de los aerogeneradores para una producción similar de energía se deberán implantar un mayor o menor número de turbinas, aunque siempre menos que en el caso inicial del parque. Este factor es uno de los muchos que hacen la repotenciación de los parques eólicos una opción a tener en cuenta en el desarrollo futuro del sector energético.

A modo de resumen los resultados obtenidos en todos los casos de estudio, manteniendo la potencia o repotenciando un máximo del 40%, se recopilan en las siguientes tablas:



Tabla 5.46. Resultados globales manteniendo la potencia inicial

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	POTENCIA INSTALADA	HORAS EQUIVALENTES
12	Nordex N60 de 1,3 MW	61,208	2,34	15,6	3923,6
7	SWT-93 de 2,3 MW	78,808	1,66	16,1	4894,04
8	Vestas V90 de 2 MW	80,493	1,38	16	5030,08
8	Vestas V100 de 2 MW	81,326	1,64	16	5082,87
5	Vestas V112 de 3 MW	81,447	1,18	15	5429,8

Tabla 5.47. Resultados globales repotenciando un máximo del 40%

NUMERO DE TURBINAS	MODELO DE TURBINA	PRODUCCION NETA ANUAL [GWh]	PERDIDAS POR EFECTO ESTELA [%]	POTENCIA INSTALADA	HORAS EQUIVALENTES
17	Nordex N60 de 1,3 MW	83,770	2,63	22,1	3790,5
9	SWT-93 de 2,3 MW	99,462	2,12	20,7	4804,92
11	Vestas V90 de 2 MW	107,960	2,21	22	4907,27
11	Vestas V100 de 2 MW	109,498	2,57	22	4977,18
7	Vestas V112 de 3 MW	111,594	1,71	21	5314

A partir de las tablas anteriores se obtienen las siguientes conclusiones:

- **Manteniendo la potencia inicial:** En este caso la producción más baja se obtiene utilizando al antiguo modelo Nordex N60 de 1,3 MW, la cual tiene un valor de 61,208 GWh, algo obvio pues además de ser un modelo antiguo es el que menor potencia unitaria tiene. Por otro lado la producción energética más elevada se obtiene utilizando el modelo Vestas V112 que permite la generación anual de 81,447GWh, un 44,03 % superior a la producción del parque actual.
- **Repotenciar un máximo de un 40 %:** En este caso, como era de esperar, el modelo Nordex N60 de 1,3 MW presenta también la menor producción, con 83,770 GWh anual. La generación energética más elevada también corresponde en este caso al modelo Vestas V112 de 3 MW con un valor de 111,594 GWh, un 97,34 % superior que la del parque original.

La elección del tipo de aerogenerador a utilizar dependerá de una serie de factores que se exponen a continuación. A la hora de elegir el aerogenerador se descartará la elección del modelo Nordex N60 de 1,3 MW ya que solo se ha tenido en cuenta para demostrar que con el uso de máquinas antiguas, pero de mayor potencia unitaria, se podía sacar mayor partido al emplazamiento.

- **Logística y accesos:** Debido a que el acceso a las zonas con recurso eólico destacable suele ser difícil, el transporte de aerogeneradores que presenten un diámetro de rotor menor resultan siempre ser la opción más económica. Sin embargo, debido a que el diámetro de las máquinas antiguas es considerablemente menor que cualquiera de las actuales se va a tener que modificar los accesos igualmente, pues se trata de carreteras comarcales considerablemente estrechas. Este hecho hace que dicho factor no tenga gran peso e en la elección del aerogenerador.
- **Condiciones medioambientales:** Generalmente el diámetro del rotor es directamente proporcional a la producción de energía. Sin embargo, un diámetro inferior tendrá menor influencia en la avifauna de la región. Por ello, se debe comprobar si el emplazamiento se encuentra situado en un área protegida ZEPA (Zona de especial protección para las aves). Galicia cuenta con una superficie de 101469,41 ha de este tipo de áreas. El emplazamiento del parque eólico no se encuentra dentro de dicha superficie como se puede comprobar en la siguiente imagen. De todas formas, de acuerdo con la Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, el proyecto estaría sometido a evaluación de impacto ambiental, ya que a pesar de no superar los 30 MW de potencia del parque ni tener más de 50 aerogeneradores si cuenta con la presencia de otro parque eólico a menos de 2 km.

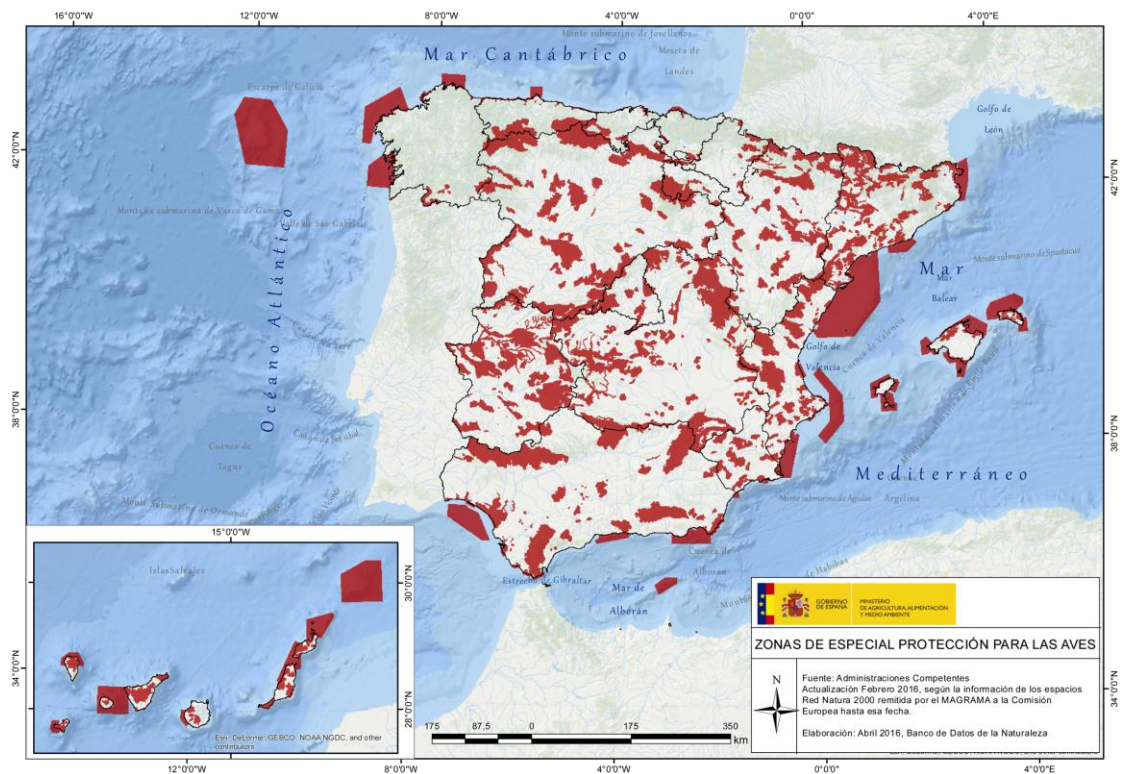


Figura 5.25. Zonas protegidas ZEPA en la península ibérica

- **Condiciones de viento:** Se trata de la situación eólica del emplazamiento, es decir, se deben tener en cuenta cuestiones como la velocidad media del viento o la dirección. Este factor ya se ha estudiado en apartados anteriores. Debido a que la velocidad media del emplazamiento es de 9,17 m/s el aerogenerador que mejor aprovechamiento presenta es el modelo Vestas V112 de 3 MW.
- **Condiciones económicas:** Este factor englobaría el precio de los aerogeneradores, coste del acondicionamiento de los accesos y el terreno, es decir, obra civil, coste de las instalaciones eléctricas, subvenciones públicas etc. A la hora de llevar cabo el estudio se trata de uno de los factores más importantes, sino el que más, pues a pesar de que una opción cumpla los factores anteriores si no es positivo desde el punto de vista económico podría ser desechado. Este factor se va a estudiar a continuación.

El coste de la inversión necesaria en los aerogeneradores depende fundamentalmente del fabricante, el tipo de tecnología o de la altura de la torre. Se tomará como referencia los siguientes precios que incluyen el suministro, el montaje y la instalación de cada aerogenerador:

Tabla 5.48. Coste unitario de los aerogeneradores

MODELO DE AEROGENERADOR	PRECIO POR MW (€/MW)	PRECIO UNITARIO(€)
SWT-93 de 2,3 MW	1050000	2415000
Vestas V90 de 2 MW	1100000	2200000
Vestas V100 de 2 MW	1100000	2200000
Vestas V112 de 3 MW	1100000	3300000

En la tabla anterior se puede comprobar que el aerogenerador Vestas V112 de 3 MW es la opción más cara sin embargo, en este momento cobra importancia la necesidad de un mayor o menor número de aerogeneradores. De este modo los costes relacionados con los aerogeneradores en los dos casos de estudio se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 5.49. Coste total de los aerogeneradores (potencia inicial)

MODELO DE AEROGENERADOR	NUMERO DE TURBINAS	PRECIO TOTAL (€)
SWT-93 de 2,3 MW	7	16905000
Vestas V90 de 2 MW	8	17600000
Vestas V100 de 2 MW	8	17600000
Vestas V112 de 3 MW	5	16500000

Tabla 5.50. Coste total de los aerogeneradores (repotenciar 40 %)

MODELO DE AEROGENERADOR	NUMERO DE TURBINAS	PRECIO TOTAL (€)
SWT-93 de 2,3 MW	9	21735000
Vestas V90 de 2 MW	11	24200000
Vestas V100 de 2 MW	11	24200000
Vestas V112 de 3 MW	7	23100000

Debido a que en la inversión total de la construcción de un parque eólico entre el 64% y el 84% del coste, según la fuente y el caso concreto, es representado por los aerogeneradores, el precio será un factor determinante a la hora de escoger un modelo. Como se puede comprobar en las tablas, en el primer caso de estudio la opción más barata sería emplear el modelo Vestas V112 mientras que en el segundo caso lo es el modelo de Siemens SWT-93. A pesar de ello, el modelo Vestas V112 en el caso de repotenciar un 40% sería la segunda opción más barata. Por consiguiente, y debido a que la producción energética anual es un 12,19 % superior con el modelo de Vestas que con el modelo de Siemens, el aerogenerador escogido para llevar a cabo el estudio de viabilidad del proyecto será V112 de 3 MW.

## 6 MODIFICACIONES DEL PARQUE Y OBRA CIVIL

Como consecuencia del mayor tamaño de los nuevos aerogeneradores será necesaria la actuación en las infraestructuras existentes, pues las cimentaciones serán mayores que las que tenían las antiguas máquinas y los accesos son demasiado estrechos para el transporte de los materiales.

### 6.1 Desmantelamiento

El proceso de desmantelamiento de un parque eólico pasa por las siguientes fases:

1. Desconexión de la red eléctrica.
2. Extracción del cableado de las torres, los sistemas de control y de potencia, las máquinas eléctricas como transformadores etc. (En el caso de estudio las torres no cuentan con transformadores, sino que el parque dispone de 12 centros de transformación).
3. Desmontaje del buje del rotor incluyendo el desmontaje de las palas en el suelo.
4. Desmontaje de la nacelle incluyendo la extracción del generador con ayuda de una grúa.
5. Desmantelamiento de la torre. En caso de torres metálicas se aflojan los tornillos de las bridas para desmontar la torre por partes. Si dichas partes no sufren daños pueden llegar a ser usadas de nuevo.
6. Desmontaje de la cimentación. Puede ser mediante el uso de explosivos o con la ayuda de herramientas hidráulicas.

7. Restauración del terreno. En este caso la restauración será parcial pues parte de los viales internos del parque se seguirán utilizando tras el montaje de las nuevas máquinas.

Generalmente se estima que los costes de desmantelamiento de un parque eólico abarcan entre 3,5 % y 4 % de la inversión inicial del parque.

Una vez desmontado el parque existen dos opciones muy interesantes a la hora de planear que hacer con los aerogeneradores antiguos.

Por un lado, siempre que no haya llegado el fin de su vida útil, estaría la opción de reutilizar los aerogeneradores mediante su venta como máquinas de segunda mano. Para países que se encuentran en vías de desarrollo suponen una oportunidad para adquirir experiencia en el sector eólico además de contribuir a un desarrollo sostenible con reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Por otro lado, existiría la opción de reciclaje de los materiales que conforman las palas de los aerogeneradores u otros elementos que forman parte del aerogenerador. El reciclaje de las palas resulta muy complicado, sin embargo, la investigación en este ámbito no cesa como es el caso del proyecto R3FIBER. Se trata de un proyecto de reciclaje basado en un tratamiento térmico (pirolisis) que permita recuperar la fibra de vidrio y la fibra de carbono, materiales que forman parte de las palas. Dichos materiales pueden reutilizarse en aviación, automoción e incluso en la fabricación de nuevos aerogeneradores. Se trata de una idea bastante interesante pues como residuo del proceso se obtienen subproductos líquidos susceptibles de ser utilizados como combustibles.

## 6.2 Obra civil

### 6.2.1 Viales de acceso

Como ya se ha mencionado anteriormente las dimensiones de las diferentes partes que conforman los aerogeneradores nuevos son bastante superiores a las de los antiguos. Dichas dimensiones quedan recogidas en los anexos.

Las condiciones que deberán cumplir los viales son tener de 6 a 10 m de anchura, tramos rectos y un grado de curvatura determinado para el aerogenerador.



Figura 6.1. Acceso al parque eólico

La vía de acceso señalada en la imagen es la carretera LU-P-3403. En el caso concreto de estudio se deberán ensanchar las vías de acceso un mínimo de 1 m pues la anchura media de los viales actuales es de 5 m. Además será necesario realizar una serie de explanaciones pues en algunos puntos la curvatura de los accesos supera el mínimo permitido. Para un aerogenerador de estas dimensiones de pala se tomará como radio de curvatura mínimos 35 m.

En los laterales de los viales de acceso se construirán drenajes lo suficientemente profundos para evitar la inundación de las vías y asegurar su correcta conservación. Las operaciones que se llevan a cabo son:

1. Desbroce del terreno
2. Desmonte
3. Terraplén
4. Subbase suelo seleccionado
5. Firme de zahorra
6. Formación de cunetas y drenajes

### 6.2.2 Plataforma

Se trata del área preparada para la manipulación de cargas que alberga grúas y transportes en cada uno de los puntos donde va a ser instalado el aerogenerador. Sus dimensiones vienen dadas por las necesidades de los medios disponibles para su montaje. Para una turbina de este gran tamaño estaría bien utilizar una plataforma mínima de 40 x 30 m. Las operaciones que se llevan a cabo son:

1. Desbroce del terreno
2. Desmonte
3. Terraplén
4. Subbase suelo seleccionado
5. Firme de zahorra



Figura 6.2. Plataforma de montaje

### 6.2.3 Cimentaciones

La cimentación debe soportar adecuadamente el aerogenerador y todas aquellas cargas extremas a las que podría verse sometido. Normalmente es el fabricante del aerogenerador quien define, a partir de los datos de viento, las cargas que debe soportar la cimentación y si se desea que diseñe la cimentación se deben proporcionar los datos geotécnicos del lugar en cuestión.

Generalmente las cimentaciones de los parque eólicos terrestres pueden ser superficiales o superficiales con pilotes que llegan a mayor profundidad. Las cimentaciones superficiales cuentan con diferentes configuraciones pudiendo ser circulares, cuadradas, octogonales etc.

Las fases que acompañan este proceso son:

1. Excavación para la zapata. Puede ser por medios mecánicos o mediante la aplicación de voladuras controladas.
2. Hormigón de limpieza
3. Armado de las zapatas con acero corrugado
4. Hormigonado 1ª fase vibrado durante el proceso y controlando la dosificación.
5. Colocación de la virola
6. Hormigonado 2ª fase
7. Relleno con material de la excavación



Figura 6.3. Cimentación aerogenerador

La virola ira atornillada a la torre mediante pernos de anclaje de forma que los esfuerzos ocasionados durante el funcionamiento sean transmitidos a la zapata. Si se habla de cimentaciones cuadradas para grandes aerogeneradores las dimensiones aproximadas son 15 m de lado y 2,5 m de profundidad en caso de utilizar cimentaciones octogonales las dimensiones son 17 m entre lados opuestos y profundidad de 2,4 m.

### 6.2.4 Zanjas y canalizaciones

Necesarias para la protección y el tendido del circuito interno de media tensión del parque hasta la subestación. Se aprovecharan algunas de las zanjas del parque eólico inicial que se encuentran bajo los viales internos del parque otras será necesaria su construcción.

## 6.3 Infraestructura eléctrica

Se asume que la instalación de baja tensión y el transformador de baja tensión a media tensión forman parte de las instalaciones de cada aerogenerador y por tanto su coste entra dentro del precio de cada uno de ellos.

### 6.3.1 Subestación del parque

La principal función de la subestación será interconectar la red de media tensión del parque con la red de alta tensión para su transporte a largas distancias. En este caso no será necesaria la construcción de una subestación, pues se utilizarán las instalaciones con las que contaba el parque eólico antes de su modificación. Las características de la subestación son las siguientes:

- Tipo: Intemperie
- Coordenadas UTM ETRS89 (Huso 29): X: 599021,44  
Y: 4816247,06
- Relación de transformación: 20 kV/132 kV

### 6.3.2 Red de media tensión

La red de media tensión tiene como misión interconectar eléctricamente los aerogeneradores y la subestación transformadora. Suele ser habitual que dicha red sea subterránea para reducir el impacto ambiental y evitar riesgos durante el mantenimiento de aerogeneradores ya que se podría necesitar la presencia de grúas.

El rango de tensiones habitualmente utilizadas es de 10 kV a 30 kV aunque de forma genérica se ha adoptado la utilización de 20 kV. Tensiones de 30 kV o superiores se emplean en parque eólicos con elevada potencia instalada, en torno a 100 MW, y cuando hay grandes distancias entre los aerogeneradores y la subestación.

Será necesaria la modificación de la red de media tensión debido a que el parque inicial contaba con 12 centros de transformación y los aerogeneradores actuales ya cuentan con transformadores dentro de su propia estructura.

Las líneas eléctricas serán subterráneas e irán entubadas en tubos de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), los cuales se colocarán en las zanjas ya existentes en el parque.



Figura 6.4. Canalización red de media tensión



El conductor seleccionado será el cable unipolar HEPRZ1 de la empresa General Cable, con conductor de aluminio clase 2, con aislamiento de etileno propileno de alto módulo (HEPR), pantalla de corona de hilos de cobre y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos (Z1). Presentará una sección variable en función del caso de estudio y la posición respecto a la subestación, la cual se sitúa aproximadamente en el centro del parque. (Los cálculos eléctricos referentes a la sección del cable se encuentran en el ANEXO DE CALCULOS ELECTRICOS).

Tabla 6.1. Sección de los conductores de la red de Media Tensión

<b>Mantener potencia inicial</b>	Conductor OESTE	Sección 120 mm <sup>2</sup>
	Conductor ESTE	Sección 70 mm <sup>2</sup>
<b>Aumentar potencia 40 %</b>	Conductor OESTE	Sección 240 mm <sup>2</sup>
	Conductor ESTE	Sección 120 mm <sup>2</sup>

### 6.3.3 Red de alta tensión

Su finalidad es interconectar la subestación con el punto de acceso a la red para poder evacuar la energía generada. No será necesaria su modificación, pues al no superar en ninguno de los dos casos un 40 % más de potencia no deberá volver a tramitarse el acceso a la red. También se asumirá que la sección del cable existente puede evacuar la energía generada.

## 7 ESTUDIO ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD

### 7.1 Análisis de costes e inversión

Debido a la naturaleza de este documento, estudio de viabilidad, los datos económicos aportados son estimativos en función de las referencias obtenidas a partir de informes reales de otros proyectos de similares características.

#### 7.1.1 Coste aerogenerador

Como ya se ha mencionado anteriormente el coste de la inversión necesaria en los aerogeneradores depende fundamentalmente del fabricante, el tipo de tecnología o de la altura de la torre. Generalmente se toma como precio para aerogeneradores de 3 MW **3300000 €/unidad**. Dicho precio incluye el aerogenerador, su montaje y sus instalaciones.

Mantener potencia inicial	Unidades: 5	<b>Total: 16500000 €</b>
Aumentar potencia 40 %	Unidades: 7	<b>Total: 23100000 €</b>

#### 7.1.2 Coste obra civil

El coste de la obra civil engloba el precio de las cimentaciones de los aerogeneradores, las plataformas donde se implantan y los procesos modificación de accesos y creación de plataformas.

### 7.1.2.1 Coste cimentaciones

El coste de la cimentación incluye todas las fases que se llevan a cabo en su realización como pueden ser excavación, acero de armadura, hormigonado, colocación de la virola etc. Según la fuente de consulta el precio de las cimentaciones para grandes aerogeneradores oscila entre **106002 €/unidad** y **112573€/unidad**. El coste elegido para llevar a cabo el estudio va a ser este último.

Mantener potencia inicial	Unidades: 5	<b>Total: 562865 €</b>
Aumentar potencia 40 %	Unidades: 7	<b>Total: 788011 €</b>

### 7.1.2.2 Coste modificación de accesos y plataformas

La modificación de los accesos dependerá fundamentalmente de las condiciones iniciales de los mismos y las dimensiones del aerogenerador. Debido a que engloba procesos de explanación y movimiento de tierras se asociará con la creación de las plataformas. Su precio se estima que abarca un 2 % del coste de los aerogeneradores.

Mantener potencia inicial	Unidades: 5	<b>Total: 330000 €</b>
Aumentar potencia 40 %	Unidades: 7	<b>Total: 462000 €</b>

### 7.1.3 Infraestructura eléctrica

En cuanto a la infraestructura eléctrica solo será necesaria la modificación de la red de media tensión, la cual será subterránea. El coste aproximado según el generador de precios de CYPE para cada una de las secciones incluyendo tendido, entubado, señalización, materiales auxiliares etc, son:

Sección 70 mm <sup>2</sup>	<b>37,03 €/m</b>
Sección 120 mm <sup>2</sup>	<b>44,93 €/m</b>
Sección 240 mm <sup>2</sup>	<b>46,43 €/m</b>

Mantener potencia inicial	Conductor OESTE	Sección 120 mm <sup>2</sup> L: 1656,29 m	<b>Costes total: 124910,1 €</b>
	Conductor ESTE	Sección 70 mm <sup>2</sup> L: 1363,57 m	
Aumentar potencia 40 %	Conductor OESTE	Sección 240 mm <sup>2</sup> L: 1693,34 m	<b>Coste total: 179063,68 €</b>
	Conductor ESTE	Sección 120 mm <sup>2</sup> L: 2235,52 m	

### 7.1.4 Ingeniería del parque

Unidad de ingeniería que incluye el estudio de viabilidad, impacto ambiental, estudio geológico y cartográfico e ingeniería de los sistemas que constituyen el parque eólico. También engloba el coste de la dirección facultativa, grupo de profesiones que deberán

dirigir la obra del parque y supervisar la correcta ejecución del proyecto y controlar la calidad de los materiales Su coste estimado será de **100000 €**.

#### 7.1.5 Sistema de control y supervisión SCADA

Integración de sistema de control y supervisión en la subestación. Tendrá un coste de **37500 €**.

#### 7.1.6 Desmantelamiento parque antiguo

Como ya se ha mencionado el coste del desmantelamiento del parque que se encuentra implantado en la actualidad abarca un 3,5 % aproximadamente de la inversión inicial, la cual fue de 2084 millones de pesetas. Su valor en Euros asciende a 12525104.34 €.

Teniendo en cuenta que la inflación acumulada desde el año de implantación del parque (1998) ha sido de 48,2 % el valor de la inversión actualizado sería de 18562204,63 €. Por ello se concluye que la inversión necesaria para el desmantelamiento del parque tendrá un valor de **649677,16 €**.

#### 7.1.7 Inversión total manteniendo la potencia del parque inicial

Tabla 7.1. Inversión para la ejecución del parque manteniendo la potencia inicial

<b>COSTE TOTAL (Potencia inicial)</b>	
<b>Aerogeneradores</b>	16.500.000 €
<b>Cimentaciones</b>	562.865 €
<b>Modificación de accesos y plataformas</b>	330.000 €
<b>Infraestructura eléctrica</b>	124.910,1 €
<b>Ingeniería del parque</b>	100.000 €
<b>Seguridad y salud</b>	25.000 €
<b>Sistema de control y supervisión SCADA</b>	37.500 €
<b>Desmantelamiento parque antiguo</b>	649.677,16 €.
<b>Inversión ejecución material</b>	<b>17.680.275 €</b>
<b>Gastos generales 15 %</b>	2.652.041 €
<b>Beneficio Industrial 6 %</b>	1.060.817 €
<b>Inversión ejecución contrata</b>	<b>21.393.133 €</b>

Los gastos generales serían los gastos de oficinas generales (no de obra), personal administrativo (no en obra), gastos fiscales, gastos financieros, tasas de la administración, etc. De acuerdo con Orden FOM/1824/2013, de 30 de septiembre, el presupuesto de contrata se obtiene incrementando el presupuesto material en los conceptos de gastos generales (17%) y beneficio industrial (6%) del contratista.

El resultado obtenido se ajusta bastante a la realidad pues dentro de la inversión el coste que presenta mayor relevancia es el de los aerogeneradores, ya que habitualmente en la

construcción de los parques eólicos en tierra representa aproximadamente un 74% de la inversión.

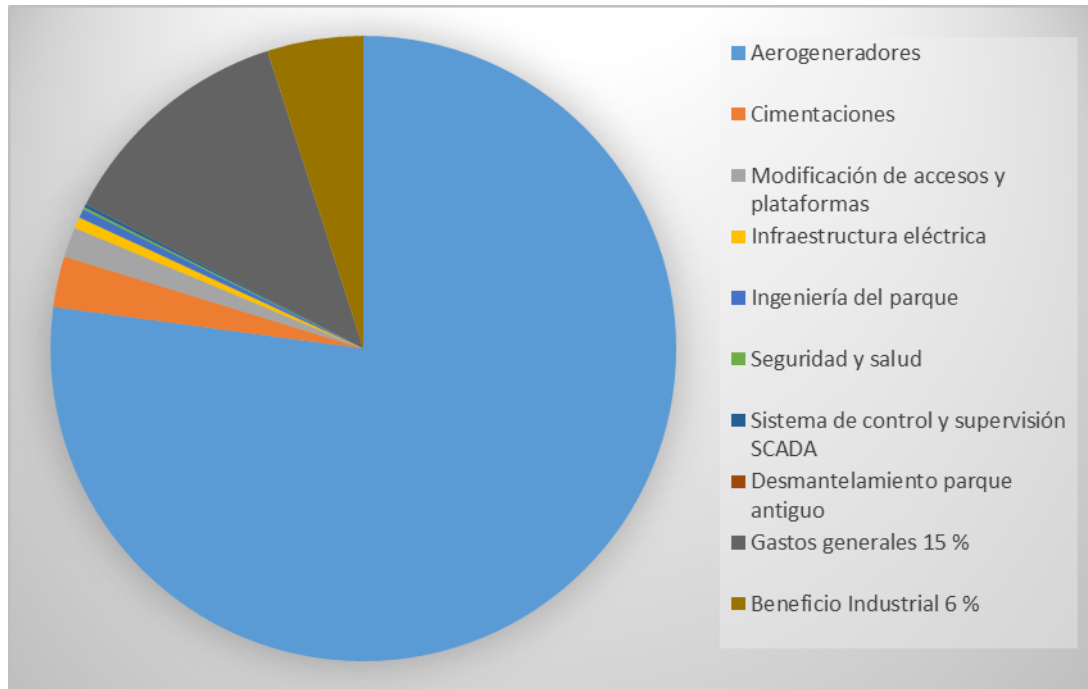


Figura 7.1. Desglose de la inversión del parque manteniendo la potencia inicial

### 7.1.8 Inversión total incrementando la potencia del parque inicial un 40 %

Tabla 7.2. Inversión para la ejecución del parque aumentando la potencia un 40%

COSTE TOTAL	
<b>Aerogeneradores</b>	23.100.000 €
<b>Cimentaciones</b>	788.011 €
<b>Modificación de accesos y plataformas</b>	462.000 €
<b>Infraestructura eléctrica</b>	179.063,68 €
<b>Ingeniería del parque</b>	100.000€
<b>Seguridad y salud</b>	25.000 €
<b>Sistema de control y supervisión SCADA</b>	37.500 €
<b>Desmantelamiento parque antiguo</b>	649.677,16 €.
<b>Inversión ejecución material</b>	<b>24.691.575 €</b>
<b>Gastos generales 15 %</b>	3.703.736 €
<b>Beneficio Industrial 6 %</b>	1.481.494 €
<b>Inversión ejecución contrata</b>	<b>29.876.805 €</b>

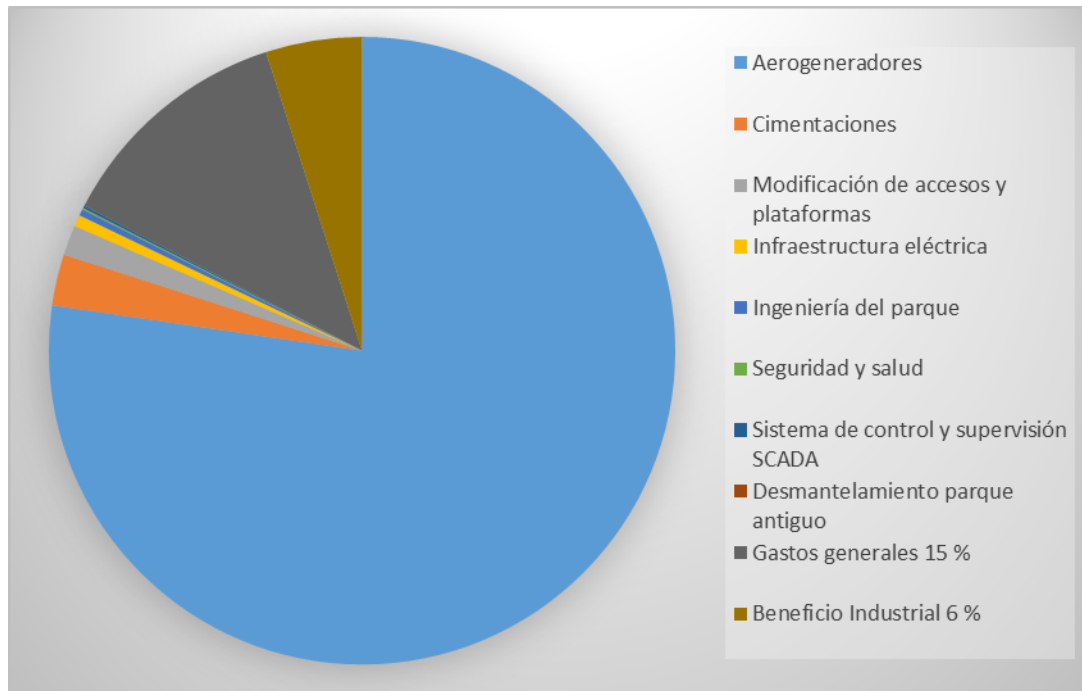


Figura 7.2. Desglose de la inversión del parque aumentando la potencia un 40 %

## 7.2 Gasto de explotación

Engloba aquellos gastos que va a producir el parque durante el tiempo que este en activo, es decir, durante su vida útil. En este caso serán 25 años.

### 7.2.1 Operación y mantenimiento

Los aerogeneradores al igual que cualquier otro tipo de máquinas que tienen como objetivo la producción energética necesitan un mantenimiento orientado a minimizar el número de horas de parada por fallos o averías. Sus componentes están sometidos a acciones que causan su deterioro, y mediante estas labores, se pretende restaurar sus características para reducir el máximo posible la disminución de funcionalidad de los equipos.

Este gastos incluye procesos la revisión de sistemas de seguridad, tornillerías y elementos mecánicos, mantenimiento de la obra civil, protección contra la corrosión etc. realizados por personal cualificado.

A pesar de que generalmente el valor de estos costes se considere un valor fijo, no lo es, pues se incrementará con los años debido al envejecimiento de los aerogeneradores. Para llevar a cabo el estudio se tomara que su coste es proporcional a los ingresos obtenidos teniendo en cuenta su incremento con el tiempo de la siguiente forma:

- 1-2 años: 8 %
- 3-7 años: 9 %
- 8-12 años: 10 %
- 13-18 años: 11 %
- 18-25 años: 12 %

### 7.2.2 Vigilancia ambiental

En la evaluación ambiental llevada a cabo para la realización del proyecto debe incluirse un plan de vigilancia ambiental destinado al control de las medidas correctoras propuestas en el mismo. Su coste estimado puede asumirse que tiene un valor de **1200 €** por aerogenerador.

Mantener potencia inicial	Unidades: 5	<b>Total: 6000 €/año</b>
Aumentar potencia 40 %	Unidades: 7	<b>Total: 8400 €/año</b>

### 7.2.3 Seguros

Las causas de los principales siniestros pueden ser tanto de origen interno (averías mecánicas, eléctricas, electrónicas o hidráulicas) como de origen externo (impacto del rayo, viento, etc.). Generalmente cuanto más potentes son las instalaciones resultan más vulnerables. El precio del seguro depende de múltiples factores como pueden ser: emplazamiento, número de aerogeneradores, potencia y antigüedad, tipo de mantenimiento, protecciones, franquicias, etc. De acuerdo con la información facilitada por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) se puede estimar que tiene un coste de **4800 €/MW**.

Mantener potencia inicial	Unidades: 15 MW	<b>Total: 72000 €/año</b>
Aumentar potencia 40 %	Unidades: 21 MW	<b>Total: 100800 €/año</b>

### 7.2.4 Alquiler de terrenos

En caso de que los terrenos no hayan sido comprados a sus respectivos dueños se pagará un alquiler que ronda a aproximadamente 5000-5500 € por aerogenerador al año. Para la realización del estudio se tomara un valor unitario de **5500 €/año**.

Mantener potencia inicial	Unidades: 5	<b>Total: 27500 €/año</b>
Aumentar potencia 40 %	Unidades: 7	<b>Total: 38500 €/año</b>

## 7.3 Precio de venta de la energía

Según el Real Decreto 661/2007, el cual se encuentra ya derogado, el titular de la explotación contaba con dos opciones para la venta de la producción energética. Por un lado se encontraba la opción tarifa regulada y por otro la opción de mercado.

El primero de acuerdo con el tipo de instalación, en mi caso, b.2.1 (instalaciones eólicas terrestres) se establece un precio durante los primeros 20 años que se modifica una vez terminado dicho periodo.

La segunda opción consistía en vender la electricidad en el mercado de producción. El precio de venta era el precio que resultara en el mercado de referencia complementado por una prima, estableciéndose unos límites superior e inferior para la suma de estos dos valores.

Tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014 el otorgamiento del régimen retributivo específico (primas) para las nuevas instalaciones será mediante subasta presentada por medio de Real Decreto estableciendo las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en la misma. Por ejemplo Real Decreto 947/2015 citado en el apartado de normativa nacional.

En el Real Decreto 413/2014 en las Disposiciones finales se recoge que para instalaciones acogidas al régimen económico del Real Decreto 661/2007 se mantiene el derecho a cobrar la tarifa media regulada, sin embargo, la referencia no es muy clara para el caso concreto de estudio.

Por todo ello, para llevar a cabo el estudio económico de los años restantes de vida útil del parque antiguo se aceptarán como precios de venta de la energía por un lado los establecidos por la tarifa regulada:

- 7,3228 c€/kWh para los primeros 20 años.
- 6,12 c€/kWh a partir de los primeros 20 años.

Y por otro lado, la media aritmética del precio del mercado eléctrico sin ningún tipo de retribución específica. Dicho valor será 5,027 c€/kWh.

Para llevar a cabo el estudio económico de la repotenciación, tanto para mantener la potencia inicial como para aumentar la potencia un 40 % como máximo, se tomará como precio de venta de la energía la media aritmética del último año, disponible en el Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE). El valor correspondiente para dicho periodo es el dicho anteriormente, 5,027 c€/kWh.

Para los estudios económicos se tomará como valor del IPC (inflación) la previsión para el año 2017. Su valor será 1,5 % anual.

## 7.4 Estudio económico para los años restantes del parque eólico San Xoán

El parque eólico al que se le quiere aplicar una repotenciación llegaría al final de su vida útil en el año 2023, es decir todavía le quedarían 7 años hasta su desmantelamiento. Se asume que la inversión inicial del parque ha sido ya amortizada tras 18 años de operación. Se comprobará como en ninguno de los dos siguientes supuestos se superan las ganancias que proporcionará el parque repotenciado durante los próximos 7 años

### 7.4.1 Precio tarifa media regulada

Conforme al apartado anterior, el precio de venta de la energía sería 7,3228 c€/kWh durante dos años y los 5 años restantes la energía se vendería a 6,12 c€/kWh.

Se harán las siguientes suposiciones:

- El parque eólico comienza a percibir los ingresos mediante tarifa regulada a partir de la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007.
- Se tendrá en cuenta la variación del IPC anual desde el año 1998 hasta el año 2016. A partir del año 2016 se tomara un valor del IPC para cada año de 1,5%.
- Los gastos de explotación se tomarán desde la puesta en marcha del parque en el año 1998.

Tabla 7.3. Flujo de caja restante del parque eólico antiguo (Tarifa regulada)

Año	Producción anual (MWh)	Ingresos bruto (€)	Gastos de explotación (€)	Beneficios netos (€)
2016	56547	4.700.319,19 €	1.104.389,31 €	3.595.929,87 €
2017	56547	4.770.823,98 €	1.168.663,39 €	3.602.160,58 €
2018	56547	4.842.386,33 €	1.186.193,34 €	3.656.192,99 €
2019	56547	4.176.171,37 €	1.115.324,15 €	3.060.847,22 €

2020	56547	4.238.813,94 €	1.132.054,01 €	3.106.759,92 €
2021	56547	4.302.396,15 €	1.149.034,83 €	3.153.361,32 €
2022	56547	4.366.932,09 €	1.166.270,35 €	3.200.661,74 €
2023	56547	4.432.436,07 €	1.183.764,40 €	3.248.671,67 €
			<b>Total</b>	<b>26.624.585,32 €</b>

Como se puede comprobar, si el parque eólico se mantiene sin ningún tipo de modificación se podrían obtener unos ingresos al final de su vida útil de 26.624.585,32 €.

#### 7.4.2 Precio mercado eléctrico

De acuerdo con lo dicho anteriormente, se tomará que el precio de venta de la energía será el del mercado, es decir, 5,027 c€/kWh.

Se harán las siguientes suposiciones:

- El parque eólico empieza a cobrar esta cantidad en el momento en el que empieza el estudio, es decir, en el año 2016.
- Se tendrá en cuenta un valor del IPC para cada año de 1,5%.
- Los gastos de explotación se tomarán desde la puesta en marcha del parque en el año 1998.

Tabla 7.4. Flujo de caja restante del parque eólico antiguo (Precio mercado)

Año	Produccion anual (MWh)	Ingresos bruto (€)	Gastos de explotación (€)	Beneficios netos (€)
2016	56547	2.842.617,69 €	900.042,15 €	1.942.575,54 €
2017	56547	2.885.256,96 €	942.395,35 €	1.942.861,60 €
2018	56547	2.928.535,81 €	956.531,28 €	1.972.004,53 €
2019	56547	2.972.463,85 €	970.879,25 €	2.001.584,60 €
2020	56547	3.017.050,80 €	985.442,44 €	2.031.608,37 €
2021	56547	3.062.306,57 €	1.000.224,08 €	2.062.082,49 €
2022	56547	3.108.241,17 €	1.015.227,44 €	2.093.013,73 €
2023	56547	3.154.864,78 €	1.030.455,85 €	2.124.408,93 €
			<b>Total</b>	<b>16.170.139,79 €</b>

Como se puede comprobar, si el parque eólico se mantiene sin ningún tipo de modificación se podrían obtener unos ingresos al final de su vida útil de 16.170.139,79 €.



## 7.5 Estudio económico con repotenciación manteniendo la potencia inicial

Es estudio será más detallado que el del parque a repotenciar. Se incluirá la actualización del dinero, los ingresos brutos, el desglose de gastos de explotación y los flujos de caja durante los 25 años de vida útil del parque repotenciado. El incremento del IPC anual seguirá siendo del 1,5 % y el precio de venta de la energía en el mercado será la estimación llevada a cabo a través de los datos del OMIE, es decir, 50,27 €/MWh.

### 7.5.1 Ingresos brutos

Se trata de los ingresos que se percibirían si no existieran los gastos de explotación del parque.

Tabla 7.5. Ingresos brutos parque repotenciado manteniendo la potencia inicial

Año	Precio capitalizado	Energía producida	Ingresos brutos
2016	50,27 €	81447	4.094.340,69 €
2017	51,02 €	81447	4.155.755,80 €
2018	51,79 €	81447	4.218.092,14 €
2019	52,57 €	81447	4.281.363,52 €
2020	53,35 €	81447	4.345.583,97 €
2021	54,16 €	81447	4.410.767,73 €
2022	54,97 €	81447	4.476.929,25 €
2023	55,79 €	81447	4.544.083,19 €
2024	56,63 €	81447	4.612.244,43 €
2025	57,48 €	81447	4.681.428,10 €
2026	58,34 €	81447	4.751.649,52 €
2027	59,22 €	81447	4.822.924,27 €
2028	60,10 €	81447	4.895.268,13 €
2029	61,01 €	81447	4.968.697,15 €
2030	61,92 €	81447	5.043.227,61 €
2031	62,85 €	81447	5.118.876,02 €
2032	63,79 €	81447	5.195.659,16 €
2033	64,75 €	81447	5.273.594,05 €
2034	65,72 €	81447	5.352.697,96 €
2035	66,71 €	81447	5.432.988,43 €
2036	67,71 €	81447	5.514.483,26 €
2037	68,72 €	81447	5.597.200,51 €

2038	69,75 €	81447	5.681.158,51 €
2039	70,80 €	81447	5.766.375,89 €
2040	71,86 €	81447	5.852.871,53 €
2041	72,94 €	81447	5.940.664,60 €

### 7.5.2 Gastos de explotación

A continuación se desglosan los gastos de explotación durante toda la vida útil del parque. Se puede comprobar como los gastos del parque aumentan no solo por el incremento del IPC sino también por los gastos de operación y mantenimiento, los cuales incrementan su valor a medida que el parque envejece.

Tabla 7.6. Gastos de explotación parque repotenciado manteniendo la potencia inicial

Año	Alquiler del terreno	Plan de vigilancia ambiental	Seguro	Operación y mantenimiento	Gastos de explotación
2016	27.500,00 €	6.000,00 €	72.000,00 €	0,00 €	105.500,00 €
2017	27.912,50 €	6.090,00 €	73.080,00 €	332.460,46 €	439.542,96 €
2018	28.331,19 €	6.181,35 €	74.176,20 €	337.447,37 €	446.136,11 €
2019	28.756,16 €	6.274,07 €	75.288,84 €	385.322,72 €	495.641,79 €
2020	29.187,50 €	6.368,18 €	76.418,18 €	391.102,56 €	503.076,41 €
2021	29.625,31 €	6.463,70 €	77.564,45 €	396.969,10 €	510.622,56 €
2022	30.069,69 €	6.560,66 €	78.727,92 €	402.923,63 €	518.281,90 €
2023	30.520,74 €	6.659,07 €	79.908,83 €	408.967,49 €	526.056,13 €
2024	30.978,55 €	6.758,96 €	81.107,47 €	461.224,44 €	580.069,41 €
2025	31.443,22 €	6.860,34 €	82.324,08 €	468.142,81 €	588.770,45 €
2026	31.914,87 €	6.963,24 €	83.558,94 €	475.164,95 €	597.602,01 €
2027	32.393,60 €	7.067,69 €	84.812,32 €	482.292,43 €	606.566,04 €
2028	32.879,50 €	7.173,71 €	86.084,51 €	489.526,81 €	615.664,53 €
2029	33.372,69 €	7.281,31 €	87.375,78 €	546.556,69 €	674.586,47 €
2030	33.873,28 €	7.390,53 €	88.686,41 €	554.755,04 €	684.705,27 €
2031	34.381,38 €	7.501,39 €	90.016,71 €	563.076,36 €	694.975,85 €
2032	34.897,10 €	7.613,91 €	91.366,96 €	571.522,51 €	705.400,48 €
2033	35.420,56 €	7.728,12 €	92.737,46 €	580.095,35 €	715.981,49 €
2034	35.951,87 €	7.844,04 €	94.128,53 €	588.796,78 €	726.721,21 €
2035	36.491,15 €	7.961,70 €	95.540,45 €	651.958,61 €	791.951,92 €

2036	37.038,51 €	8.081,13 €	96.973,56 €	661.737,99 €	803.831,19 €
2037	37.594,09 €	8.202,35 €	98.428,16 €	671.664,06 €	815.888,66 €
2038	38.158,00 €	8.325,38 €	99.904,59 €	681.739,02 €	828.126,99 €
2039	38.730,37 €	8.450,26 €	101.403,16 €	691.965,11 €	840.548,90 €
2040	39.311,33 €	8.577,02 €	102.924,20 €	702.344,58 €	853.157,13 €
2041	39.901,00 €	8.705,67 €	104.468,07 €	712.879,75 €	865.954,49 €

### 7.5.3 Flujo de caja (Cash flow)

Conocidos los ingresos brutos del parque y los gastos de explotación que se producen a los largo de la vida útil del parque se puede obtener el beneficio neto de la explotación. Durante los primeros 7 años se percibirían unos ingresos netos de 30.982.058,43 €.

Tabla 7.7. Flujo de caja parque repotenciado manteniendo la potencia inicial

Año	E.producida (MWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos de explotación	Beneficios Netos
2016	81447	4.094.340,69 €	105.500,00 €	3.988.840,69 €
2017	81447	4.155.755,80 €	439.542,96 €	3.716.212,84 €
2018	81447	4.218.092,14 €	446.136,11 €	3.771.956,03 €
2019	81447	4.281.363,52 €	495.641,79 €	3.785.721,73 €
2020	81447	4.345.583,97 €	503.076,41 €	3.842.507,56 €
2021	81447	4.410.767,73 €	510.622,56 €	3.900.145,17 €
2022	81447	4.476.929,25 €	518.281,90 €	3.958.647,35 €
2023	81447	4.544.083,19 €	526.056,13 €	4.018.027,06 €
2024	81447	4.612.244,43 €	580.069,41 €	4.032.175,02 €
2025	81447	4.681.428,10 €	588.770,45 €	4.092.657,65 €
2026	81447	4.751.649,52 €	597.602,01 €	4.154.047,51 €
2027	81447	4.822.924,27 €	606.566,04 €	4.216.358,23 €
2028	81447	4.895.268,13 €	615.664,53 €	4.279.603,60 €
2029	81447	4.968.697,15 €	674.586,47 €	4.294.110,68 €
2030	81447	5.043.227,61 €	684.705,27 €	4.358.522,34 €
2031	81447	5.118.876,02 €	694.975,85 €	4.423.900,18 €
2032	81447	5.195.659,16 €	705.400,48 €	4.490.258,68 €
2033	81447	5.273.594,05 €	715.981,49 €	4.557.612,56 €
2034	81447	5.352.697,96 €	726.721,21 €	4.625.976,75 €

2035	81447	5.432.988,43 €	791.951,92 €	4.641.036,52 €
2036	81447	5.514.483,26 €	803.831,19 €	4.710.652,06 €
2037	81447	5.597.200,51 €	815.888,66 €	4.781.311,84 €
2038	81447	5.681.158,51 €	828.126,99 €	4.853.031,52 €
2039	81447	5.766.375,89 €	840.548,90 €	4.925.826,99 €
2040	81447	5.852.871,53 €	853.157,13 €	4.999.714,40 €
2041	81447	5.940.664,60 €	865.954,49 €	5.074.710,12 €
<b>Total</b>				<b>112.493.565,08 €</b>

#### 7.5.4 VAN y TIR

La rentabilidad de la inversión de los proyectos se puede medir de diversas formas. Existen criterios no financieros que no tienen en cuenta la cronología de los flujos de caja y los financieros que si los tienen en cuenta. En estos últimos se encuentran las dos técnicas que se van a utilizar, el VAN (Valor actual neto) y el TIR (Tanto interno de rentabilidad). Para el cálculo de estos datos se hará uso del software Wolfram Mathematica.

Cálculo del VAN

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Donde,  $FNC_t$  son los flujos netos de caja en el momento  $t$  y  $k$  es la tasa de valoración del proyecto que para el caso de estudio tendrá un valor del 7%.

Para estos flujos de caja y la inversión inicial se obtiene un VAN de 31.012.486,13 €.

Cálculo del TIR

$$\sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+r)^t} = \text{Inversión inicial}$$

Donde  $r$  es la tasa de rendimiento del proyecto o TIR. Representa el tipo de interés que anula el VAN.

Para estos flujos de carga y la inversión inicial se obtiene un TIR del 22,4%

#### 7.6 Estudio económico con repotenciación aumentando la potencia un 40 %

Este estudio será más detallado que el del parque a repotenciar. Se incluirá la actualización del dinero, los ingresos brutos, el desglose de gastos de explotación y los flujos de caja durante los 25 años de vida útil del parque repotenciado. El incremento del IPC anual seguirá siendo del 1,5 % y el precio de venta de la energía en el mercado será la estimación llevada a cabo a través de los datos del OMIE, es decir, 50,27 €/MWh.

### 7.6.1 Ingresos brutos

Se trata de los ingresos que se percibirían si no existieran los gastos de explotación del parque.

Tabla 7.8. Ingresos brutos parque repotenciado aumentando la potencia un 40 %

Año	Precio capitalizado	Energía producida (MWh/año)	Ingresos brutos
2016	50,27 €	111594	5.609.830,38 €
2017	51,02 €	111594	5.693.977,84 €
2018	51,79 €	111594	5.779.387,50 €
2019	52,57 €	111594	5.866.078,32 €
2020	53,35 €	111594	5.954.069,49 €
2021	54,16 €	111594	6.043.380,53 €
2022	54,97 €	111594	6.134.031,24 €
2023	55,79 €	111594	6.226.041,71 €
2024	56,63 €	111594	6.319.432,34 €
2025	57,48 €	111594	6.414.223,82 €
2026	58,34 €	111594	6.510.437,18 €
2027	59,22 €	111594	6.608.093,74 €
2028	60,10 €	111594	6.707.215,14 €
2029	61,01 €	111594	6.807.823,37 €
2030	61,92 €	111594	6.909.940,72 €
2031	62,85 €	111594	7.013.589,83 €
2032	63,79 €	111594	7.118.793,68 €
2033	64,75 €	111594	7.225.575,58 €
2034	65,72 €	111594	7.333.959,22 €
2035	66,71 €	111594	7.443.968,60 €
2036	67,71 €	111594	7.555.628,13 €
2037	68,72 €	111594	7.668.962,56 €
2038	69,75 €	111594	7.783.996,99 €
2039	70,80 €	111594	7.900.756,95 €
2040	71,86 €	111594	8.019.268,30 €
2041	72,94 €	111594	8.139.557,33 €

### 7.6.2 Gastos de explotación

A continuación se desglosan los gastos de explotación durante toda la vida útil del parque. Se puede comprobar como los gastos del parque aumentan no solo por el incremento del IPC sino también por los gastos de operación y mantenimiento, los cuales incrementan su valor a medida que el parque envejece.

Tabla 7.9. Gastos de explotación parque repotenciado aumentando la potencia un 40 %

Año	Alquiler del terreno	Plan de vigilancia ambiental	Seguro	Operación y mantenimiento	Gastos totales
2016	38.500,00 €	8.400,00 €	100.800,00 €	0,00 €	147.700,00 €
2017	39.077,50 €	8.526,00 €	102.312,00 €	455.518,23 €	605.433,73 €
2018	39.663,66 €	8.653,89 €	103.846,68 €	462.351,00 €	614.515,23 €
2019	40.258,62 €	8.783,70 €	105.404,38 €	527.947,05 €	682.393,74 €
2020	40.862,50 €	8.915,45 €	106.985,45 €	535.866,25 €	692.629,65 €
2021	41.475,43 €	9.049,19 €	108.590,23 €	543.904,25 €	703.019,10 €
2022	42.097,57 €	9.184,92 €	110.219,08 €	552.062,81 €	713.564,38 €
2023	42.729,03 €	9.322,70 €	111.872,37 €	560.343,75 €	724.267,85 €
2024	43.369,96 €	9.462,54 €	113.550,45 €	631.943,23 €	798.326,19 €
2025	44.020,51 €	9.604,48 €	115.253,71 €	641.422,38 €	810.301,08 €
2026	44.680,82 €	9.748,54 €	116.982,52 €	651.043,72 €	822.455,60 €
2027	45.351,03 €	9.894,77 €	118.737,25 €	660.809,37 €	834.792,43 €
2028	46.031,30 €	10.043,19 €	120.518,31 €	670.721,51 €	847.314,32 €
2029	46.721,77 €	10.193,84 €	122.326,09 €	748.860,57 €	928.102,27 €
2030	47.422,60 €	10.346,75 €	124.160,98 €	760.093,48 €	942.023,80 €
2031	48.133,93 €	10.501,95 €	126.023,39 €	771.494,88 €	956.154,16 €
2032	48.855,94 €	10.659,48 €	127.913,74 €	783.067,30 €	970.496,47 €
2033	49.588,78 €	10.819,37 €	129.832,45 €	794.813,31 €	985.053,92 €
2034	50.332,61 €	10.981,66 €	131.779,94 €	806.735,51 €	999.829,73 €
2035	51.087,60 €	11.146,39 €	133.756,64 €	893.276,23 €	1.089.266,86 €
2036	51.853,92 €	11.313,58 €	135.762,98 €	906.675,38 €	1.105.605,86 €
2037	52.631,73 €	11.483,29 €	137.799,43 €	920.275,51 €	1.122.189,95 €
2038	53.421,20 €	11.655,54 €	139.866,42 €	934.079,64 €	1.139.022,80 €
2039	54.222,52 €	11.830,37 €	141.964,42 €	948.090,83 €	1.156.108,14 €

2040	55.035,86 €	12.007,82 €	144.093,88 €	962.312,20 €	1.173.449,76 €
2041	55.861,40 €	12.187,94 €	146.255,29 €	976.746,88 €	1.191.051,51 €

### 7.6.3 Flujo de caja (Cash flow)

Conocidos los ingresos brutos del parque y los gastos de explotación que se producen a los largo de la vida útil del parque se puede obtener el beneficio neto de la explotación. Durante los primeros 7 años se percibirían unos ingresos netos de 42.423.273,33 €.

Tabla 7.10. Flujo de caja parque repotenciado aumentando la potencia un 40 %

Año	E.producida (MWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos de explotación	Beneficios Netos
2016	111594	5.609.830,38 €	147.700,00 €	5.462.130,38 €
2017	111594	5.693.977,84 €	605.433,73 €	5.088.544,11 €
2018	111594	5.779.387,50 €	614.515,23 €	5.164.872,27 €
2019	111594	5.866.078,32 €	682.393,74 €	5.183.684,57 €
2020	111594	5.954.069,49 €	692.629,65 €	5.261.439,84 €
2021	111594	6.043.380,53 €	703.019,10 €	5.340.361,44 €
2022	111594	6.134.031,24 €	713.564,38 €	5.420.466,86 €
2023	111594	6.226.041,71 €	724.267,85 €	5.501.773,86 €
2024	111594	6.319.432,34 €	798.326,19 €	5.521.106,15 €
2025	111594	6.414.223,82 €	810.301,08 €	5.603.922,74 €
2026	111594	6.510.437,18 €	822.455,60 €	5.687.981,58 €
2027	111594	6.608.093,74 €	834.792,43 €	5.773.301,30 €
2028	111594	6.707.215,14 €	847.314,32 €	5.859.900,82 €
2029	111594	6.807.823,37 €	928.102,27 €	5.879.721,10 €
2030	111594	6.909.940,72 €	942.023,80 €	5.967.916,92 €
2031	111594	7.013.589,83 €	956.154,16 €	6.057.435,67 €
2032	111594	7.118.793,68 €	970.496,47 €	6.148.297,21 €
2033	111594	7.225.575,58 €	985.053,92 €	6.240.521,67 €
2034	111594	7.333.959,22 €	999.829,73 €	6.334.129,49 €
2035	111594	7.443.968,60 €	1.089.266,86 €	6.354.701,75 €
2036	111594	7.555.628,13 €	1.105.605,86 €	6.450.022,27 €
2037	111594	7.668.962,56 €	1.122.189,95 €	6.546.772,61 €

2038	111594	7.783.996,99 €	1.139.022,80 €	6.644.974,20 €
2039	111594	7.900.756,95 €	1.156.108,14 €	6.744.648,81 €
2040	111594	8.019.268,30 €	1.173.449,76 €	6.845.818,54 €
2041	111594	8.139.557,33 €	1.191.051,51 €	6.948.505,82 €
			<b>Total</b>	<b>154.032.951,97 €</b>

#### 7.6.4 VAN y TIR

La rentabilidad de la inversión de los proyectos se puede medir de diversas formas. Existen criterios no financieros que no tienen en cuenta la cronología de los flujos de caja y los financieros que si los tienen en cuenta. En estos últimos se encuentran las dos técnicas que se van a utilizar, el VAN (Valor actual neto) y el TIR (Tanto interno de rentabilidad). Para el cálculo de estos datos se hará uso del software Wolfram Mathematica.

Cálculo del VAN

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Donde,  $FNC_t$  son los flujos netos de caja en el momento  $t$  y  $k$  es la tasa de valoración del proyecto que para el caso de estudio tendrá un valor del 7%.

Para estos flujos de caja y la inversión inicial se obtiene un VAN de 41.880.622,91 €.

Cálculo del TIR

$$\sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+r)^t} = \text{Inversión inicial}$$

Donde  $r$  es la tasa de rendimiento del proyecto o TIR. Representa el tipo de interés que anula el VAN.

Para estos flujos de carga y la inversión inicial se obtiene un TIR del 21,87%

### 7.7 Conclusiones del estudio económico

Tabla 7.11. Resumen del VAN y el TIR

<b>Mantener potencia inicial</b>	VAN	31.012.486,13 €
	TIR	22,4%
<b>Aumentar potencia un 40 %</b>	VAN	41.880.622,91 €
	TIR	21,87%

Gracias a estos dos criterios de análisis de la inversión se puede deducir que ambos casos presentan una buena rentabilidad. Para que un proyecto sea viable, el VAN debe ser



positivo y el TIR superior a la rentabilidad mínima exigida que en este caso ha sido un 7%. Ambas opciones cumplen con estas dos condiciones, con lo cual, sería interesante estudiarlas con mayor profundidad. La peculiaridad de llevar a cabo una repotenciación reside en la posibilidad de reutilizar determinadas infraestructuras del parque antiguo como son la subestación o la línea de alta tensión en este caso. Si hubiera que implantarlas como si fuera un proyecto totalmente nuevo probablemente el VAN se reduciría al aumentar la inversión inicial.

Cabe destacar que el periodo de retorno de la inversión, también es un criterio habitualmente empleado aunque menos decisivo para determinar la viabilidad de un proyecto. En este caso en concreto, para ambas opciones la inversión se amortiza antes de los 5 años.

Por todo ello se concluye que ambos casos podrían ser económicamente viables.

## 8 CONCLUSIONES FINALES

Los proyectos de repotenciación cuentan con una fuerte presencia en determinados países como Alemania, sin embargo, en España su ejecución se reduce a unos pocos MW. A nivel nacional, se echa en falta una normativa específica y clara que regule este tipo de modificación de instalaciones, pues la única referencia clara se produce en un Real Decreto que se encuentra derogado. Por otro lado, a nivel autonómico el escenario no es tan negativo, pues en Galicia y en el archipiélago Canario ya se han llevado a cabo o se están llevando a cabo este tipo de proyectos y cuentan, como es el caso de Galicia, con una normativa que establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones para la repotenciación de parque eólico situados en la comunidad.

Con el presente estudio se ha podido demostrar tanto desde un punto de vista técnico como desde un punto de vista económico que la repotenciación es un factor a tener en cuenta en el futuro de la energía eólica. Como se ha podido comprobar con la utilización de aerogeneradores más modernos se ha conseguido incrementar la producción de energía para la misma potencia instalada, del mismo modo que se optimiza el espacio reduciendo en gran medida el impacto visual del parque eólico de estudio. También se ha podido demostrar que este tipo de instalaciones cuentan con una buena rentabilidad.

España ha sido referente en los últimos en lo que energía eólica se refiere, sin embargo, el freno que ha supuesto la crisis económica como la existencia de una legislación un tanto confusa ha supuesto que ya haya sido superada por países como China o India. Para poder volver a recuperar parte de su liderazgo el futuro del sector eólico debería centrarse en las tres medidas propuestas el comienzo del trabajo, pues no solamente las zonas incorrectamente aprovechadas presentan un gran potencial, sino que también debería hacerse uso de regiones con un recurso eólico importante como es el mar y debería invertirse en la investigación de máquinas que puedan aprovechar bajas velocidades de viento. Si España centrara su atención en estos tres sectores volvería a recuperar una posición destacada en el mundo de la energía eólica.

## 9 LISTA DE REFERENCIAS

### **INTRODUCCION**

Acciona energía

<http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>

Gamesa

<http://www.gamesacorp.com/es/gamesa/energia-eolica/beneficios-energia-eolica.html>

Repsol

[http://www.repsol.com/es\\_es/corporacion/prensa/Newsletter/8-eolica-offshore.aspx](http://www.repsol.com/es_es/corporacion/prensa/Newsletter/8-eolica-offshore.aspx)

Revista eólica y del vehículo eléctrico

<http://www.evwind.com/>

Asociación de empresas de energías renovables

[http://www.appa.es/12minieolica/12que\\_es.php](http://www.appa.es/12minieolica/12que_es.php)

Asociación empresarial eólica

<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/las-ventajas/>

### **SITUACION A ESCALA INTERNACIONAL**

Global Wind Energy Council <http://www.qwec.net/>

European Wind Energy Association <http://www.ewea.org/>

### **SITUACIÓN EN EUROPA**

European Wind Energy Association <http://www.ewea.org/>

German Wind Energy Association <https://www.wind-energie.de/en>

Visor de atlas eólico <https://dashboards.awstruepower.com/index.php/welcome>

### **ANALISIS ECONOMICO Y PROYECTOS DE REFERENCIA**

Proyecto de fin de Master “Energía eólica)

<https://es.scribd.com/doc/67413117/GARCIA-GONZALEZ-PAULA>

Estudio de viabilidad Técnico-económica de un parque eólico de 40 MW de potencia

<https://www.google.es/search?q=ESTUDIO+DE+VIABILIDAD+T%C3%89CNICO-ECON%C3%93MICA+DE+UN+PARQUE+E%C3%93LICO+DE+40MW+DE+POTENCIA&oq=ESTUDIO+DE+VIABILIDAD+T%C3%89CNICO-ECON%C3%93MICA+DE+UN+PARQUE+E%C3%93LICO+DE+40MW+DE+POTENCIA&aqs=chrome..69i57.494j0j9&sourceid=chrome&ie=UTF-8>

Master en energía solar y renovable

[http://www.lugentia.es/hosting/masterenergiasrenovables/h/material/Energ%C3%ADa%20E%C3%B3lica/II%20Master%20Energ%C3%ADa%20Solar%20y%20Renovables-T8\\_Presupuesto%20y%20Estudio%20econ%C3%B3mico.pdf](http://www.lugentia.es/hosting/masterenergiasrenovables/h/material/Energ%C3%ADa%20E%C3%B3lica/II%20Master%20Energ%C3%ADa%20Solar%20y%20Renovables-T8_Presupuesto%20y%20Estudio%20econ%C3%B3mico.pdf)

Anteproyecto parque eólico de 18 MW Martin Galindo con vertido directo a red

[http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V-07\\_GC-490.pdf](http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V-07_GC-490.pdf)

Repotenciación de parques eólicos

[http://api.eoi.es/api\\_v1\\_dev.php/fedora/asset/eoi:78792/componente78789.pdf](http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:78792/componente78789.pdf)

Análisis de viabilidad técnica-económica del parque eólico Altos de Peralta

<http://www.recercat.cat/bitstream/handle/2072/68409/Analisis%20de%20viabilidad%20t%C3%A9cnica-econ%C3%B3mica%20del%20parque%20e%C3%B3lico%20Altos%20de%20Peralta.pdf?sequence=3>

[http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V-O7\\_TF-427.pdf](http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V-O7_TF-427.pdf)

Parque eólico las Eras de 18,4 MW.

<http://www.ine.es/varipc/verVariaciones.do;jsessionid=22AF5CD87B40589189D69679259E6E30.varipc01?idmesini=1&anyoini=1998&idmesfin=6&anyofin=2016&ntipo=1&enviar=Calcular>

Estudio Técnico económico de repotenciación del parque eólico de Bustelo I

[https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/4631/Jul%202015\\_Energia\\_71530774\\_S.pdf?sequence=1](https://buleria.unileon.es/bitstream/handle/10612/4631/Jul%202015_Energia_71530774_S.pdf?sequence=1)

### **RECICLAJE PARQUE EOLICOS**

<http://www.elnortedecastilla.es/castillayleon/201509/08/porque-palas-molinos-aire-20150905120220.html>

<http://www.enreco.es/r3fiber/>

### **EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO**

Servicio de cartografía de la Universidad de LEON

Software WASP 11 Wind Atlas Analysis and Application Program facilitado por la Universidad Técnica de Dinamarca.

### **CATALOGOS**

General cable <http://www.generalcable.com/eu/es>

NORDEX <http://www.nordex-online.com/en>

Vestas <https://www.vestas.com/>

SIEMENS <http://w5.siemens.com/spain/web/es/energia-sostenible/wind-power/Pages/energia-eolica.aspx>

### **AGRADECIMIENTOS**

Este estudio no habría podido llevarse a cabo sin la colaboración de Heidi Serny Jacobsen de la DTU, la cual me facilitó la licencia del software WASP 11, Acciona Energía y General Cable. También agradecer al tutor por haberme ayudado a llevar a cabo el estudio.

## **ANEXO I: CALCULOS ELÉCTRICOS**

1. Opción mantener la potencia inicial
  - a. Red de media tensión Este
  - b. Red de media tensión Oeste
  
2. Opción aumentar la potencia un 40 %
  - a. Red de media tensión Este
  - b. Red de media tensión Oeste

Para poder estimar el precio de la red de media tensión se ha llevado a cabo el dimensionamiento aproximado de la línea teniendo en cuenta los precios facilitados por la empresa General cable. Para llevar a cabo los cálculos no se han tenido en cuenta los factores de corrección, pero en caso de que este trabajo hubiese sido un proyecto y no un estudio de viabilidad técnico- económico se deberían haber aplicado dichos factores. El cable seleccionado ha sido el modelo VULPREN W.B. HEPRZ1 H16 / H25 de 12/20 kV. Sus tablas de características se adjunta al final del anexo.

## OPCION MANTENER LA POTENCIA INICIAL

### Red Este

Esta línea de 20 kV evacua la energía producida por 2 aerogeneradores de 3 MW, cuyo factor de potencia se supone que es 0,90.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 192,45_{-25,87} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar el cable y con ello sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 70 mm<sup>2</sup>.

Ahora se comprueba que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida.

Partiremos de los siguientes datos:

Resistencia métrica:

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{70} \cdot 1,36357 = 0,55 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia.
- $\rho_{Al}$  Resistividad del
- $S_{Al}$  Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,129 \Omega/\text{km} \quad \text{Es decir } X = 0,176 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,257 \mu\text{F}/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 1,1009 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \text{tg } \varphi = 5,505 \cdot 10^{-7} \text{ S}$$

La  $\text{tg } \varphi$  es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de  $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	$\epsilon_r$	$\text{tg } d \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	$10^{17}$	40
HEPR	3	50	$10^{16}$	30
HDPE	2,35	5	$10^{17}$	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 20000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{20000}{\sqrt{3}} = 11547 \text{ V}$$

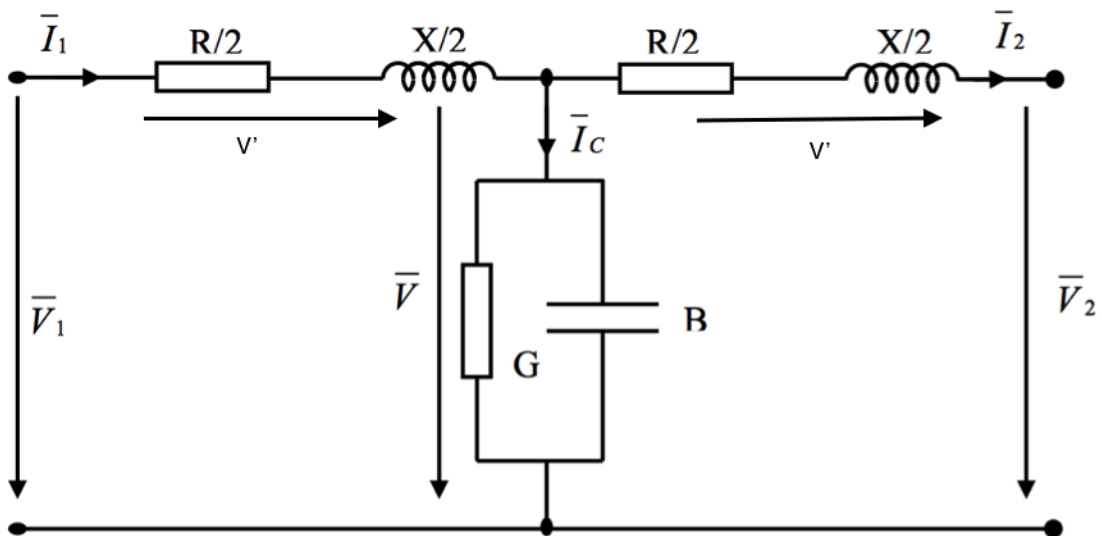
$$P_1 = 2 \cdot 3 \cdot 10^6 = 6 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi} = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 192,45 \text{ A}$$

$$Z = R + Xj = 0,55 + 0,176j = 0,577 \angle 17,74^\circ \Omega$$

$$Y = G + Bj = 5,505 \cdot 10^{-7} + 1,1009 \cdot 10^{-4}j = 1,1009 \cdot 10^{-4} \angle 89,71^\circ \text{ S}$$

Para el cálculo de la caída de tensión al final de la línea se hará uso del modelo T de cálculo:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot J_1 = 55,52_{-8,13} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 11492,04_{-0,039} \text{ V}$$

$$J_c = u \cdot y = 1,265_{89,74} \text{ A}$$

$$J_2 = J_1 - J_c = 193_{-26,2} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot J_2 = 55,68_{-8,46} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 11436,96_{1,85} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 190,59 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 0,952 \%$$

## Red Oeste

Esta línea de 20 kV evacua la energía producida por 3 aerogeneradores de 3 MW, cuyo factor de potencia se supondrá que es 0,90.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 288,67_{-25,87} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar el cable y con ello sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 120 mm<sup>2</sup>.

Ahora se comprobará que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida.

Partiremos de los siguientes datos:

Resistencia métrica:

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{120} \cdot 1,65629 = 0,39 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia.
- $\rho_{Al}$  Resistividad del
- $S_{Al}$  Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,117 \Omega/\text{km} \quad \text{Es decir } X = 0,1938 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,320 \mu F/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 1,665 \cdot 10^{-3} S$$



La conductancia:

$$G = B \cdot \operatorname{tg} \varphi = 8,325 \cdot 10^{-7} \text{ S}$$

La  $\operatorname{tg} \varphi$  es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de  $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	$\epsilon_r$	$\operatorname{tg} \delta \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	$10^{17}$	40
HEPR	3	50	$10^{16}$	30
HDPE	2,35	5	$10^{17}$	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 20000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{20000}{\sqrt{3}} = 11547 \text{ V}$$

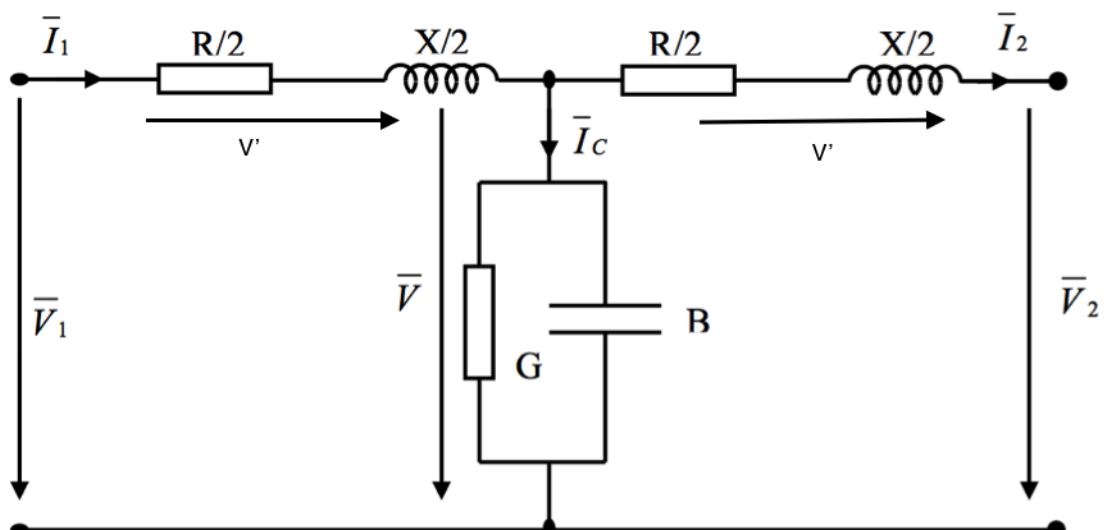
$$P_1 = 3 \cdot 3 \cdot 10^6 = 9 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$I_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi} = \frac{9 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 288,67 \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,39 + 0,1938j = 0,435 \angle 26,42^\circ \Omega$$

$$Y = G + B_j = 8,325 \cdot 10^{-7} + 1,665 \cdot 10^{-4} j = 1,665 \cdot 10^{-4} \angle 89,71^\circ \text{ S}$$

Para el cálculo de la caída de tensión al final de la línea se hará uso del modelo T de cálculo:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot J_1 = 62,78_{0,55} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 11484,21_{-3} \text{ V}$$

$$J_c = u \cdot y = 1,912_{89,7} \text{ A}$$

$$J_2 = J_1 - J_c = 289,5_{-26,21} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot J_2 = 62,96_{1,21} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 11421,42_{-3,02} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 217,51 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 1,087 \%$$

## OPCIÓN AUMENTAR POTENCIA UN 40 %

### Red Este

Esta línea de 20 kV evacua la energía producida por 3 aerogeneradores de 3 MW, cuyo factor de potencia es 0,90.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 288,675_{-25,87} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar el cable y con ello sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 120 mm<sup>2</sup>.

Ahora se comprobará que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida.

Partiremos de los siguientes datos:

Resistencia métrica:

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{120} \cdot 2,23552 = 0,527 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia.
- $\rho_{Al}$  Resistividad del
- $S_{Al}$  Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,117 \Omega/km \quad \text{Es decir } X = 0,261 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,320 \mu F/km$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 2,247 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1,124 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La  $\operatorname{tg} \varphi$  es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de  $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	$\epsilon_r$	$\operatorname{tg} d \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	$10^{17}$	40
HEPR	3	50	$10^{16}$	30
HDPE	2,35	5	$10^{17}$	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 20000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{20000}{\sqrt{3}} = 11547 \text{ V}$$

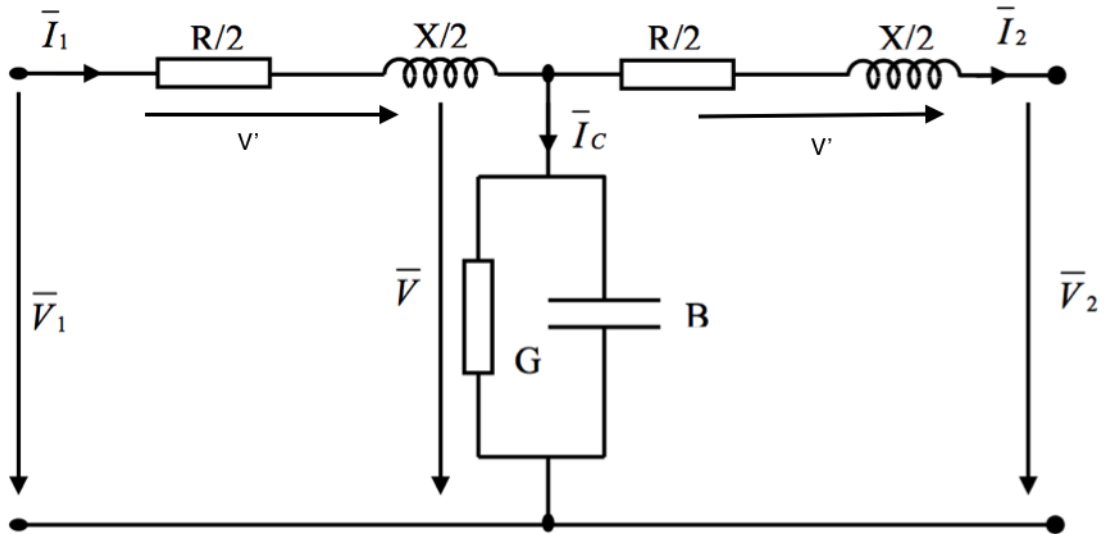
$$P_1 = 3 \cdot 3 \cdot 10^6 = 9 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 288,675 \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,527 + 0,261 j = 0,588 \text{ } \Omega$$

$$Y = G + B_j = 1,124 \cdot 10^{-6} + 2,247 \cdot 10^{-4} j = 2,247 \cdot 10^{-4} \text{ S}$$

Para el cálculo de la caída de tensión al final de la línea se hará uso del modelo T de cálculo:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot J_1 = 84,87_{0,47} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 11462,13_{-3,48} \text{ V}$$

$$J_c = u \cdot y = 2,575_{89,7} \text{ A}$$

$$J_2 = J_1 - J_c = 289,79_{-26,33} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot J_2 = 85,2_{-0,01} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 11377,089_{-3,5} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 294,29 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 1,47 \%$$

## Red Oeste

Esta línea de 20 kV evacua la energía producida por 4 aerogeneradores de 3 MW, cuyo factor de potencia es 0,90.

Cálculo de la intensidad nominal de la línea de media tensión:

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{12 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 384,9_{-25,87} A$$

A partir de este dato, buscamos en el catálogo la intensidad máxima admisible que puede soportar el cable y con ello sacamos la sección que necesitamos para la línea, en este caso, 240 mm<sup>2</sup>.

Ahora se comprueba que la línea cumple con la condición de tener una caída de tensión inferior al 7% debido a que es una línea de alta tensión y es la caída de tensión máxima permitida.

Partiremos de los siguientes datos:

Resistencia métrica:

$$R = \frac{\rho_{Al}}{S_{Al}} \cdot L = \frac{28,28}{240} \cdot 1,69334 = 0,1995 \Omega$$

Siendo:

- R Resistencia.
- $\rho_{Al}$  Resistividad del
- $S_{Al}$  Sección del aluminio en el cable.
- L: Longitud de la línea.

El resto de los valores que necesitamos para el cálculo de la sección se obtendrán a través del catálogo del cable, en este caso:

La reactancia:

$$X = 0,104 \Omega/\text{km} \quad \text{Es decir } X = 0,176 \Omega$$

La susceptancia:

$$C = 0,417 \mu\text{F}/\text{km}$$

$$B = 2 \pi \cdot f \cdot C \cdot L = 2,218 \cdot 10^{-4} S$$

La conductancia:

$$G = B \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1,109 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

La  $\operatorname{tg} \varphi$  es el factor de pérdidas del aislamiento, en este caso, el aislamiento es HEPR y como se puede observar en la tabla tiene un valor de  $50 \cdot 10^{-4}$

Material	Permitividad	Factor de pérdidas	Resistividad a 20°C y en c.c.	Rigidez dieléctrica (perforación)
	$\epsilon_r$	$\operatorname{tg} \delta \cdot 10^{-4}$	W cm	KV/mm
XLPE	2,5	10	$10^{17}$	40
HEPR	3	50	$10^{16}$	30
HDPE	2,35	5	$10^{17}$	40

A partir de estos parámetros se calcula la caída de tensión que soportara la línea.

$$U_1 = 20000 \text{ V}$$

$$u_1 = \frac{20000}{\sqrt{3}} = 11547 \text{ V}$$

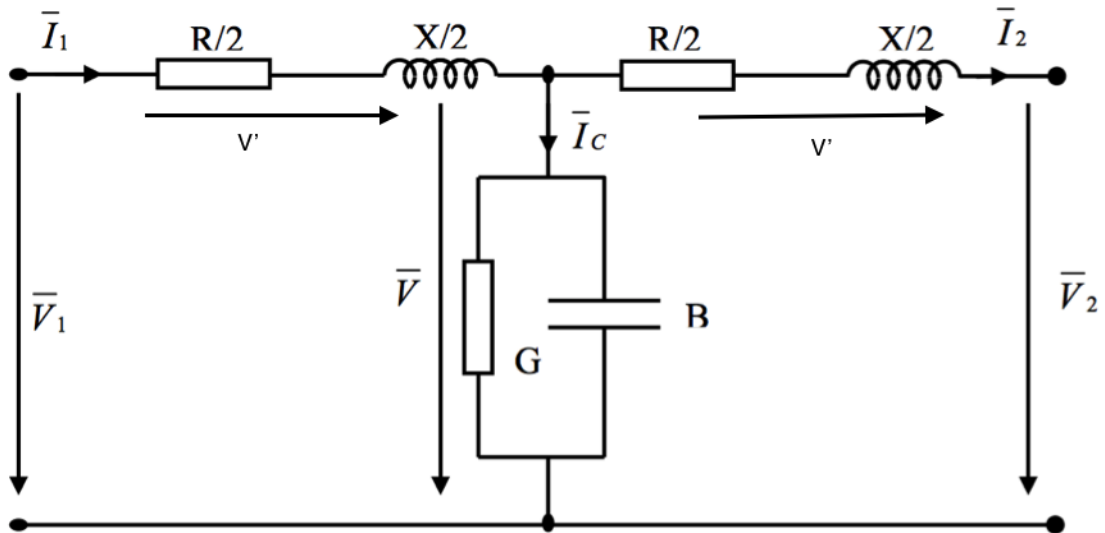
$$P_1 = 4 \cdot 3 \cdot 10^6 = 6 \cdot 10^6 \text{ W}$$

$$J_1 = \frac{P_1}{\sqrt{3} \cdot U_1 \cdot \cos \varphi_{U-\varphi}} = \frac{12 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20000 \cdot 0,9} = 384,9 \text{ A}$$

$$Z = R + X_j = 0,1995 + 0,176 j = 0,266 \angle 41,41^\circ \Omega$$

$$Y = G + B_j = 1,109 \cdot 10^{-6} + 2,218 \cdot 10^{-4} j = 2,218 \cdot 10^{-4} \angle 89,71^\circ \text{ S}$$

Para el cálculo de la caída de tensión al final de la línea se hará uso del modelo T de cálculo:



$$u'_1 = \frac{Z}{2} \cdot J_1 = 51,19_{15,54} \text{ V}$$

$$u = u_1 - u'_1 = 11497,68_{-0,068} \text{ V}$$

$$J_c = u \cdot y = 2,55_{89,64} \text{ A}$$

$$J_2 = J_1 - J_c = 386_{-26,21} \text{ A}$$

$$u'_2 = \frac{Z}{2} \cdot J_2 = 51,338_{15,2} \text{ V}$$

$$u_2 = u - u'_2 = 11448,16_{-0,135} \text{ V}$$

La caída de tensión será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (|u_1| - |u_2|) = 171,19 \text{ V}$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100 = 0,855 \%$$

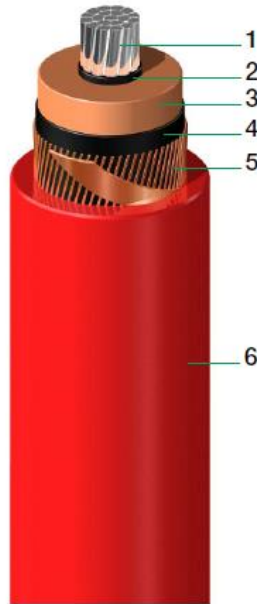


## CARACTERÍSTICAS DEL CABLE

### CONSTRUCCIÓN:

- 1.- **CONDUCTOR:**  
Aluminio clase 2.  
- TRIPLE EXTRUSIÓN
- 2.- **SEMICONDUCTOR INTERIOR:**  
Compuesto semiconductor extruido.
- 3.- **AISLAMIENTO:**  
Etileno - Propileno HEPR de Alto Módulo.
- 4.- **SEMICONDUCTOR EXTERIOR:**  
Compuesto semiconductor extruido.
- 5.- **PANTALLA:**  
Hilos de cobre.
- 6.- **CUBIERTA:**  
Polioléfina (Z1)

Temperatura máxima servicio permanente 105°C



### INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO ALUMINIO

SECCIÓN	AL AIRE	ENTERRADO
SEÇÃO	AO AR	ENTERRADO
50	184	172
70	225	212
95	274	254
120	318	290
150	360	325
185	415	369
240	492	429
300	569	486
400	666	557
500	781	637
630	920	730

### 12/20 KV ALUMINIO (PANTALLA H16).

CÓDIGO	SECCIÓN	DIÁMETRO SOBRE CUERDA	DIÁMETRO SOBRE AISLAMIENTO	DIÁMETRO EXTERIOR APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO	REACTANCIA XL TRESBOLILLO	CAPACIDAD C	RAIO DE CURVATURA	
								DURANTE INSTALACIÓN	POSICIÓN FINAL
CÓDIGO	SEÇÃO	DIÁMETRO SOBRE O CONDUTOR	DIÁMETRO SOBRE O ISOLAMENTO	DIÁMETRO EXTERIOR APROXIMADO	PESO TOTAL APROXIMADO	REACTÂNCIA XL EM TREVO	CAPACIDADE C	RAIO DE CURVATURA	
	mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	μF/km	DURANTE INSTALAÇÃO	APÓS INSTALAÇÃO
1310114	50*	7,8	17,4	24,8	715	0,136	0,228	745	375
1310115	70	9,4	19,0	27,3	855	0,129	0,257	820	410
1310116	95	11,1	20,7	29,1	975	0,121	0,290	875	440
1310117	120	12,8	22,4	30,7	1085	0,117	0,320	925	465
1310118	150*	13,9	23,5	31,9	1190	0,113	0,341	960	480
1310119	185	15,5	25,1	33,5	1335	0,109	0,371	1005	505
1310120	240*	18,0	27,6	36,0	1570	0,104	0,417	1080	540
1310121	300	20,2	30,4	38,8	1815	0,101	0,468	1165	585
1310122	400*	22,9	33,1	41,5	2130	0,097	0,517	1245	625
1310123	500	26,2	36,4	44,8	2520	0,093	0,577	1345	675
1310114	630	30,7	40,8	49,2	3065	0,089	0,658	1480	740

## **ANEXO II: FICHA TÉCNICA AEROGENERADORES**

1. NORDEX N60 de 1,3 MW
2. Siemens SWT-2.3-93
3. Vestas V90 de 2 MW
4. Vestas V100 de 2 MW
5. Vestas V112 de 3 MW

# N60/1300 KW



## **Nordex N60**

Long-term experience  
all over the world.



# FACTS AND FIGURES.

N60/1300 kW		N60/1300 kW	
<b>Rotor</b>		<b>Yaw system</b>	
Number of blades	3	Yaw bearing	Ball bearing
Rotor speed	12.8/19.2 rpm	Brake	Disc brake
Rotor diameter	60 m	Yaw drive	Three asynchronous motors with built-in brakes
Swept area	2,828 m <sup>2</sup>	Speed	< 0,6 °/s
Power regulation	Stall	<b>Control system</b>	
Cut-in wind speed	Approx. 3–4 m/s	Type	PLC, Remote Field Controller (RFC)
Cut-out wind speed	25 m/s	Grid connection	Thyristor controlled
Rated power at	Approx. 15 m/s	Scope of monitoring	Remote monitoring of more than 300 different parameters, e. g. temperature sensors, hydraulic sensors, wind sensor set
Survival wind speed	70 m/s – IEC	Recording	Production data, event lists with filter function, long and short-term trends
Brake	Pivotable blade trips	Visualisation	Panel PC in control cabinet, web-based
Weight	Approx. 21,500 kg	<b>Brakes</b>	
<b>Blades</b>		Design	Two independent systems, fail-safe, various brake sequences, soft-braking function
Blade length	29 m	Aerodynamic	Pivotable blade tips
Material	GRP	Mechanical	Hydraulic disc brake
Weight	Approx. 5,000 kg	<b>Tower</b>	
<b>Gearbox</b>		Type	Modular steel tower, cylindrical, upper segment conical
Type	Combined 3-stage gearbox	Hub heights	Tubular tower 46 m, certificate IEC 1a, Tubular tower 60 m, certificate DIBt 3, IEC 1a Tubular tower 69 m, certificate DIBt 3
Gear ratio	50 Hz: 1 : 78.3/60 Hz: 1 : 94.4	<b>Generator</b>	
Weight	Approx. 10,900 kg	Power	250/1,300 kW
Oil quantity	280 l	Voltage	690 V
Oil change	Semi-annual check, change as required	Type	Asynchronous, 6/4 pole, liquid-cooled
Main shaft bearing	Cylindrical roller bearing	Speed	50 Hz: 1,000/1,500 rpm, 60 Hz: 1,200/1,800 rpm
<b>Generator</b>		Insulation class	IP 54
Power	250/1,300 kW	Weight	Approx. 5,500 kg
Voltage	690 V		
Type	Asynchronous, 6/4 pole, liquid-cooled		
Speed	50 Hz: 1,000/1,500 rpm, 60 Hz: 1,200/1,800 rpm		
Insulation class	IP 54		
Weight	Approx. 5,500 kg		

## POWERCURVE N60/1300 KW

Windspeed [m/s]	Power [kW]	Cp
4	29	0.262
5	73	0.337
6	131	0.350
7	241	0.404
8	376	0.424
9	536	0.424
10	704	0.406
11	871	0.378
12	1016	0.339
13	1124	0.295
14	1247	0.262
15	1301	0.223
16	1344	0.189
17	1364	0.160
18	1322	0.131
19	1319	0.111
20	1314	0.095
21	1312	0.082
22	1307	0.071
23	1299	0.062
24	1292	0.054
25	1292	0.048

Rounded values based on measurements of DEWI (April 1999) and aerodynamical calculations



## Eficiencia sobresaliente

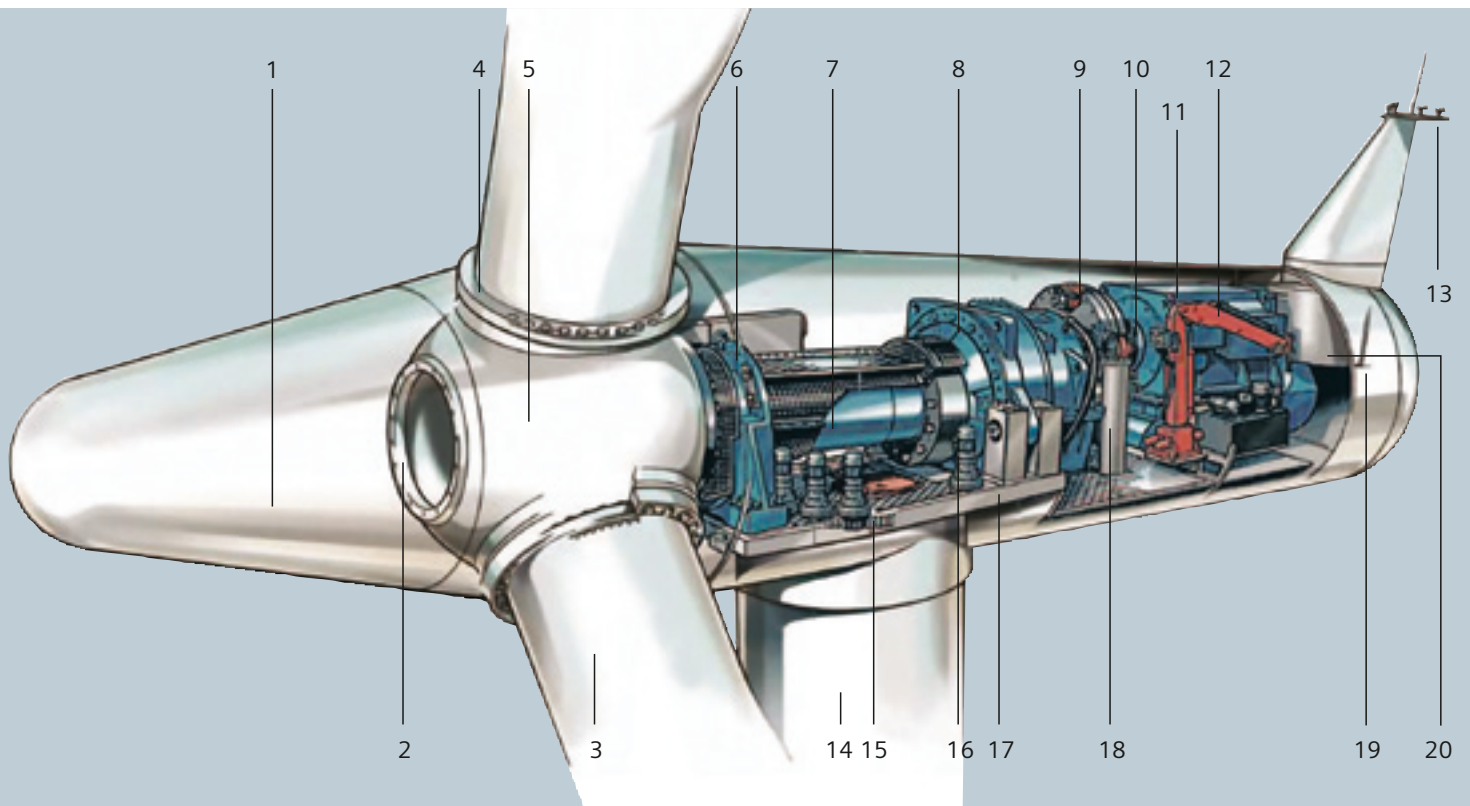
Turbina eólica Siemens SWT-2.3-93

Answers for energy.

**SIEMENS**

# Especificaciones técnicas

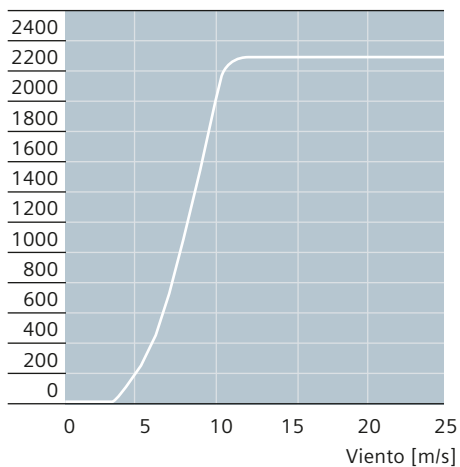
<b>Rotor</b>		<b>Generador</b>	
Diámetro	93 m	Tipo	Asíncrono
Área barrida	6.800 m <sup>2</sup>	Potencia nominal	2.300 kW
Velocidad del rotor	6–16 rpm	Tensión	690 V
Regulación de potencia	Regulación de paso con velocidad variable	Sistema de refrigeración	Intercambiador de calor integrado
<b>Palas</b>		<b>Sistema de orientación</b>	
Tipo	B45	Tipo	Activo
Longitud	45 m	<b>Sistema de control</b>	
<b>Freno aerodinámico</b>		Sistema SCADA	WebWPS
Tipo	Paso de extensión completa	Control remoto	Control pleno de la turbina
Activación	Activo, hidráulico	<b>Torre</b>	
<b>Sistema de transmisión</b>		Tipo	Tubular cilíndrico y/o cónico
Tipo de multiplicador	Planetario/helicoidal de 3 etapas	Altura del cubo	80 m o específico del emplazamiento
Relación del multiplicador	1:91	<b>Datos operativos</b>	
Filtrado de aceite del multiplicador	En línea y fuera de línea	Velocidad de viento de conexión	4 m/s
Refrigeración del multiplicador	Refrigerador de aceite independiente	Potencia nominal a	13–14 m/s
Capacidad de aceite	Aprox. 400 l	Velocidad de viento de desconexión	25 m/s
<b>Freno mecánico</b>		Máximo 3 s de ráfagas	55 m/s (versión estándar) 59,5 m/s (versión IEC)
Tipo	Freno de disco hidráulico	<b>Pesos</b>	
		Rotor	60 toneladas
		Góndola	82 toneladas
		Torre	De acuerdo al emplazamiento



### Curva de potencia de ventas

Los datos de la curva de potencia son válidos para condiciones estándar a 15° C de temperatura del aire, 1.013 mbar de presión atmosférica y 1,225 kg/m<sup>3</sup> de densidad del aire, palas del rotor limpias, y flujo de aire horizontal y sin perturbaciones.

Potencia [kW]



### Estructura de la góndola

- |                       |                                    |
|-----------------------|------------------------------------|
| 1. Cono de la hélice  | 11. Generador                      |
| 2. Soporte del cono   | 12. Grúa de servicio               |
| 3. Pala               | 13. Sensores meteorológicos        |
| 4. Cojinete de paso   | 14. Torre                          |
| 5. Buje de rotor      | 15. Anillo de orientación          |
| 6. Cojinete principal | 16. Cojinete de orientación        |
| 7. Eje principal      | 17. Placa de asiento de la góndola |
| 8. Multiplicador      | 18. Filtro de aceite               |
| 9. Disco de freno     | 19. Dosel                          |
| 10. Acoplamiento      | 20. Ventilador del generador       |

# 2 MW PLATFORM



# V90-1.8/2.0 MW<sup>®</sup>

## Facts & figures

### POWER REGULATION

Pitch regulated with variable speed

### OPERATING DATA

Rated power	IEC IIA - 50 Hz: 1,800 kW IEC IIA - 60 Hz: 1,815 kW IEC IIIA - 50 Hz: 2,000 kW
Cut-in wind speed	4 m/s
Rated wind speed	12 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind class	IEC IIA (V90-1.8 MW) IEC IIIA (V90-2.0 MW)
Operating temperature range:	standard turbine: -20 °C to 40 °C. low temperature turbine: -30 °C to 40 °C

### SOUND POWER

Max 104 dB\*

(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m<sup>3</sup>)

\* for further information on noise limits please contact Vestas

### ROTOR

Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m <sup>2</sup>
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

### ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings
Nominal output	50 Hz: 1,800 kW/2,000 kW 60 Hz: 1,815 kW

### GEARBOX

Type	two helical stages and one planetary stage
------	--

### BLADE DIMENSIONS

Length	44 m
Max. chord	3.5 m

### TOWER

Type	tubular steel tower
Hub heights	
V90-1.8 MW - 50 Hz	80 m, 95 m and 105 m (IEC IIA)
V90-1.8 MW - 60 Hz	80 m and 95 m (IEC IIA)
V90-2.0 MW	80 m, 95 m, 105 m and 125 m (IEC IIIA) 95 m, 105 m, and 125 m (DIBt2)

### NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m

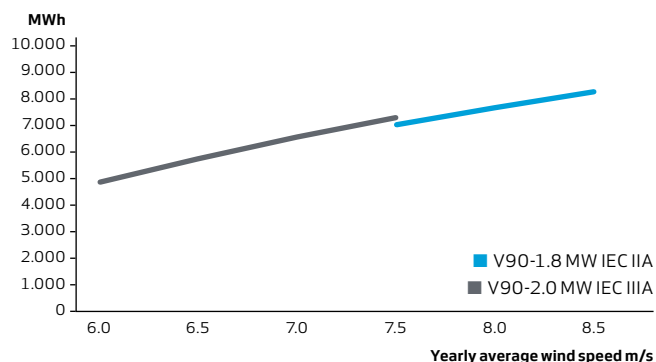
### HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m

Max. weight per unit for transportation

70 metric tonnes

### ANNUAL ENERGY PRODUCTION



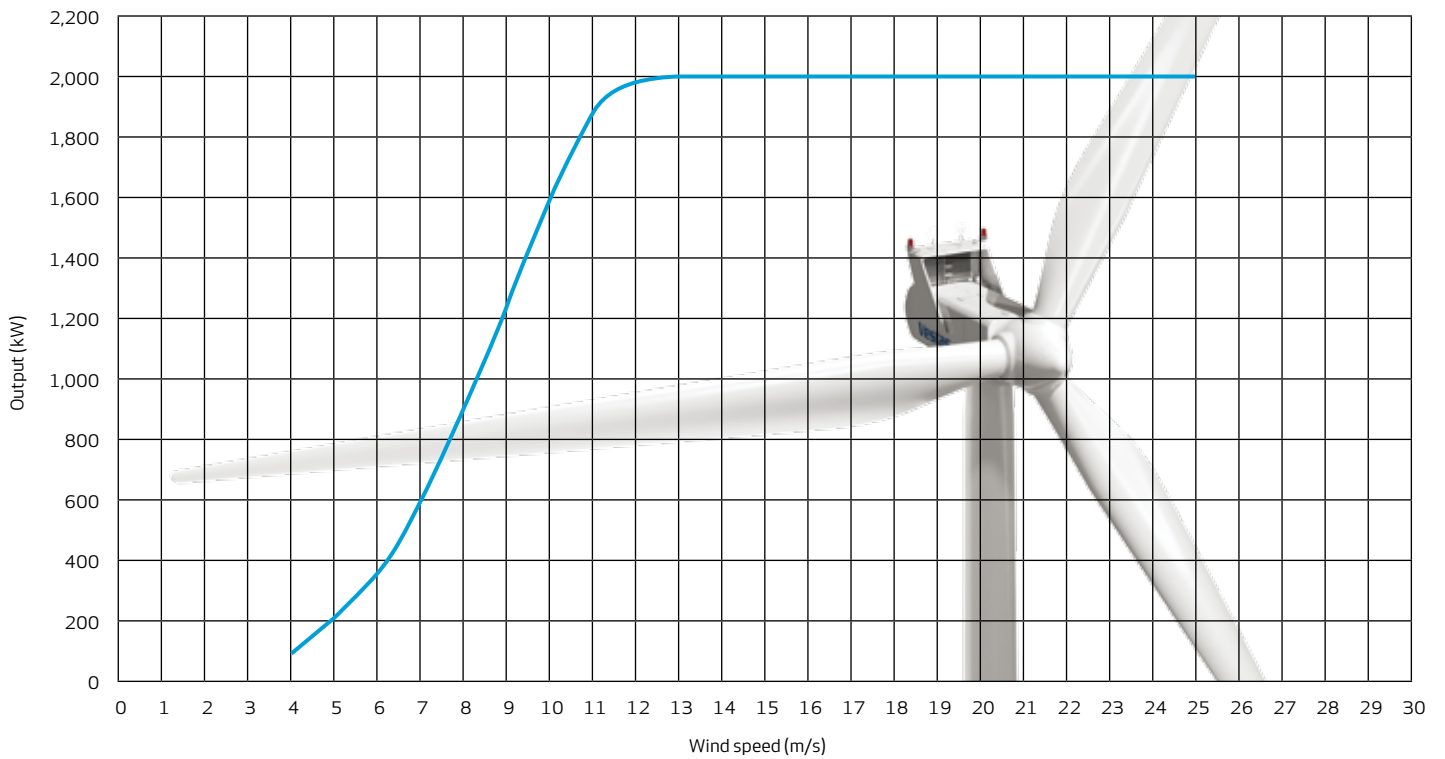
### Assumptions

One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

---

### POWER CURVE FOR V90-1.8/2.0 MW\* (50/60 Hz)

Noise reduced sound power modes are available



### V90-1.8/2.0 MW OPTIONS

- Yaw Power Backup
- Increased Cut-In
- Shadow detection
- OCAS™
- Smoke and heat detection
- Aviation marking
- Load and power modes

# V100-1.8/2.0 MW™

## IEC IIIA/IEC S

### Facts & figures

#### POWER REGULATION

Pitch regulated with variable speed

#### OPERATING DATA

Rated power 1,800/2,000 kW  
 Cut-in wind speed 3 m/s  
 Cut-out wind speed 20 m/s  
 Re cut-in wind speed 18 m/s  
 Wind class IEC IIIA/IEC S  
 Standard operating temperature range from -20°C\* to 40°C

#### SOUND POWER

Maximum 105 dB\*  
 \* Noise modes available

#### ROTOR

Rotor diameter 100 m  
 Swept area 7,854 m<sup>2</sup>  
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

#### ELECTRICAL

Frequency 50/60 Hz  
 Generator type 4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings

#### GEARBOX

Type two planetary stages and one helical stage

#### TOWER

Hub heights 80 m (IEC IIB/IEC S), 95 m (IEC IIIB/IEC S) and 120 m (IEC IIIA)

#### NACELLE DIMENSIONS

Height for transport 4 m  
 Height installed (incl. CoolerTop®) 5.4 m  
 Length 10.4 m  
 Width 3.5 m

#### HUB DIMENSIONS

Max. transport height 3.4 m  
 Max. transport width 4 m  
 Max. transport length 4.2 m

#### BLADE DIMENSIONS

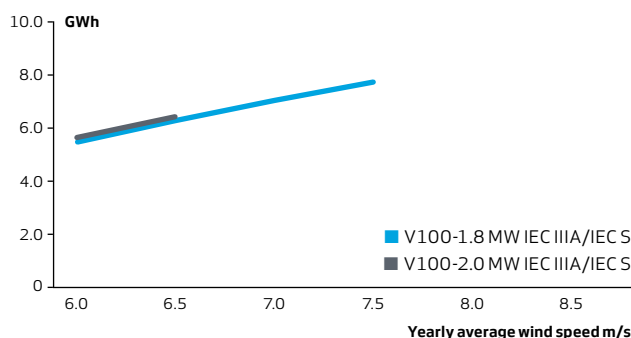
Length 49 m  
 Max. chord 3.9 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

#### TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Vestas Ice Detection
- Smoke Detection
- Shadow Detection
- Low Temperature Operation to -30°C
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

#### ANNUAL ENERGY PRODUCTION

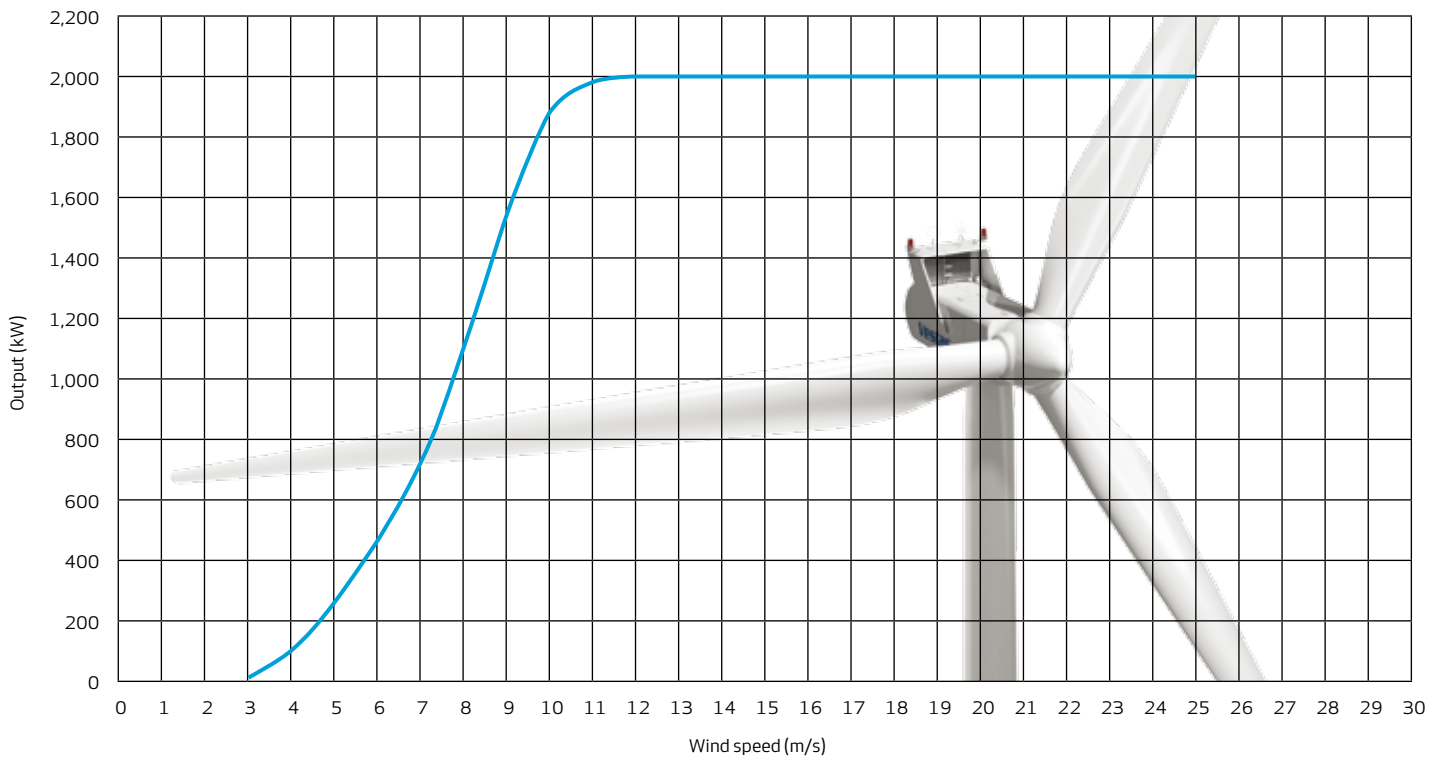


**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,  
 Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

---

### POWER CURVE FOR V100-1.8/2.0 MW® (50/60 Hz)

Noise reduced sound power modes are available



#### V100-1.8/2.0 MW OPTIONS

- Yaw Power Backup
- Increased Cut-In
- Shadow detection
- OCAS™
- Smoke and heat detection
- Aviation marking
- Load and power modes

**Vestas**<sup>®</sup>

**3 MW**

**V112-3.0 MW<sup>®</sup>**  
**V126-3.0 MW<sup>™</sup>**  
**ONSHORE**

**Wind.** It means the world to us.<sup>™</sup>

# V112-3.0 MW<sup>®</sup>

## Facts & figures

WIND CLASS	IEC IIA/IIIA	IEC S
<b>POWER REGULATION</b>	pitch regulated with variable speed	

### OPERATING DATA

Rated power	3,075 kW	3,000 kW
Cut-in wind speed	3 m/s	3 m/s
Rated wind speed	13 m/s	13 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s
Re cut-in wind speed	23 m/s	23 m/s
Operating temperature range:	-30° up to +40°*	

\*subject to different temperature options

### SOUND POWER\*

(Mode 0, 10 m above ground, hub height 84 m, air density 1,225 kg/m<sup>3</sup>)

3 m/s	94.5 dB	96.0 dB
4 m/s	97.3 dB	97.5 dB
5 m/s	100.9 dB	100.9 dB
6 m/s	104.3 dB	104.4 dB
7 m/s	106.5 dB	107.5 dB
8 m/s	106.5 dB	107.5 dB

\*other sound reduced modes available

### ROTOR

Rotor diameter	112 m	112 m
Swept area	9,852 m <sup>2</sup>	9,852 m <sup>2</sup>
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders	

### ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz
Generator type	permanent magnet	permanent magnet
Converter	full scale	full scale

WIND CLASS	IEC IIA/IIIA	IEC S
<b>GEARBOX</b>	Multi stage (planetary + helical)	
Type		

### TOWER

Type	tubular steel tower	
Hub heights		
50hz:	84 m/94 m IEC IIA & 119 m/140 m IEC IIIA	84 m
	94 m/119/140 m DIBt II & 94 m/119 m DIBt III	
60 hz:	84 m/96 m IEC IIA & IIIA	84 m

### BLADE DIMENSIONS

Length	54.65 m	54.65 m
Max. chord	4 m	4 m

### NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	3.4 m	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	6.8 m	6.8 m
Length	12.8 m	12.8 m
Width	4.0 m	4.0 m

### TOWER DIMENSIONS

Max. section length	30 m	30 m
Max. diameter	4.5 m	4.2 m

### HUB DIMENSIONS

Max. transport height	3.74 m	3.74 m
Max. transport width	3.75 m	3.75 m
Max. transport length	5.42 m	5.42 m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes	70 metric tonnes
---	------------------	------------------

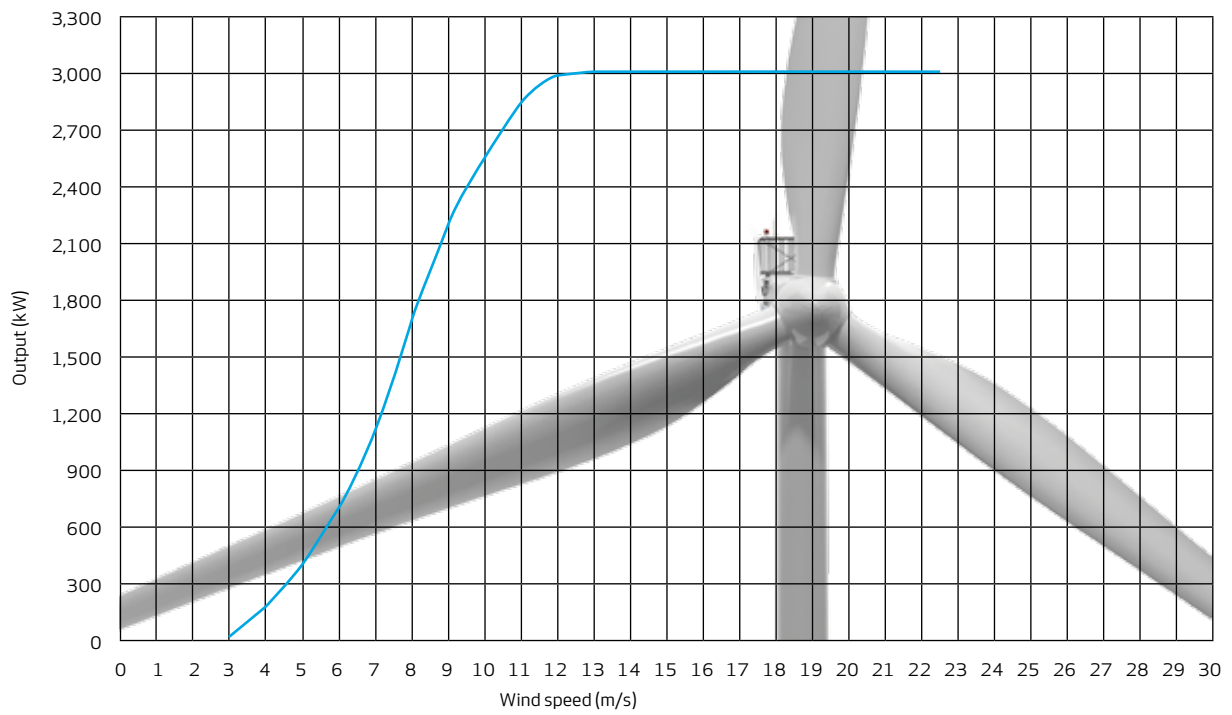
### TURBINE OPTIONS

OCAS<sup>®</sup>, smoke & heat detection, shadow detection, increased cut-in wind speed & aviation light.

### POWER CURVE FOR V126-3.0 MW™

IEC III B

Noise reduced sound power modes are available



### POWER CURVE FOR V112-3.0 MW®

IEC IIA/IIIA  
IEC S

Noise reduced sound power modes are available

