



CONAMA10
CONGRESO NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

COMUNICACIÓN TÉCNICA

Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo

Autor: Guillermo Laine Cuervo

Institución: Universidad de Oviedo

e-mail: guillermolaine@gmail.com

Otros Autores: Yoreley Cancino Solórzano y Eunice Villicaña Ortíz



RESUMEN

Las Energías Renovables y en particular la Eólica, han adquirido una posición notable en la generación eléctrica del país, lo que ha convertido a España en un referente a nivel global en cuanto al desarrollo de estas fuentes. Tan solo en 2009 la capacidad de energía eólica alcanzó los 18.263 MW, que en términos porcentuales representa al 18,5 % de la capacidad total del sistema eléctrico nacional. Ante este panorama, Asturias posee un potencial abundante del cual sólo se ha explotado una pequeña parte. Sus 496 MW de capacidad instalada en 21 parques distribuidos en varias regiones del Principado la sitúan dentro de las primeras 15 provincias con mayor aporte eólico. Es por eso que el planteamiento de aumentar la potencia instalada cobra importancia, ya que ello requiere un estudio que permita evaluar no solo el recurso, sino todas las variables que en el intervienen. 'Sierra de Tineo' (Tineo, Asturias) es el parque de estudio en cuestión, su evaluación nos permite determinar la capacidad que puede albergar, el tipo y número de aerogeneradores a emplear, la ubicación idónea y la viabilidad económica, todo dentro del nuevo marco legislativo para estas instalaciones y sus ampliaciones establecido en los Decretos 42/2008 y 43/2008, ambos de 15 de mayo. Actualmente, el Proyecto de 'Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo' se encuentra en una fase de tramitación muy avanzada. Tras presentar la Memoria Inicial y realizar las Consultas Urbanísticas pertinentes al Ayuntamiento implicado, la Consejería de Industria y Empleo del Principado de Asturias, resolvió favorablemente, lo que permite continuar con el proceso. Actualmente se encuentra en tramite el 'Plan Especial' y se ha recibido el resultado de las "Consultas Previas", gestión exigida por el RDL 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos, con lo que se está en disposición de desarrollar toda la documentación adicional requerida para la Autorización final de las instalaciones.

Palabras Clave: energía eólica, renovables, parque eólico, Asturias

1.- INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES

La energía constituye un factor esencial en las previsiones de la evolución económica mundial. Ante la crisis económica actual, el mercado energético presenta una problemática derivada de varias razones: en primer lugar, tenemos un fuerte aumento de la demanda debido a la entrada del mercado de países como China o India, que han desestabilizado el relativo equilibrio de precios que se venía dando hasta ahora y, por otra parte, las importantes fluctuaciones de los precios de la energía en general y del petróleo en particular. Ello ha comportado la aparición de unas Políticas Energéticas donde los objetivos primeros se han centrado en la diversificación de fuentes y en las medidas de ahorro y eficiencia.

1.1 PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL.

Durante el último año, los mercados mundiales de energía se han caracterizado por una enorme volatilidad debido al enorme impacto de la crisis financiera. Esto ha llevado a la modificación sustancial de las perspectivas sobre la evolución del sector, especialmente para los próximos años.

La recesión económica mundial ha traído consigo una reducción moderada de las emisiones de CO₂ respecto a lo previsto por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), para el 2009. Esta caída de las emisiones tiene un carácter temporal, ya que una vez se consolide la senda de la recuperación económica, las tendencias en las emisiones de estos gases volverá al alza.

Según el World Energy Outlook (WEO-2009), publicado por la AIE, la demanda energética mundial disminuyó en el año 2009 un 1,3%, la mayor tasa de descenso desde 1980, aunque es probable que, en ausencia de cambios significativos en las políticas gubernamentales, se recupere la senda del crecimiento. Debido a estas previsiones a la baja en la demanda y a las restricciones de liquidez de los mercados de capitales, las inversiones en el sector energético han sufrido un brusco descenso que se ha dejado notar en todos los eslabones de la cadena de producción. Gráfico 1.

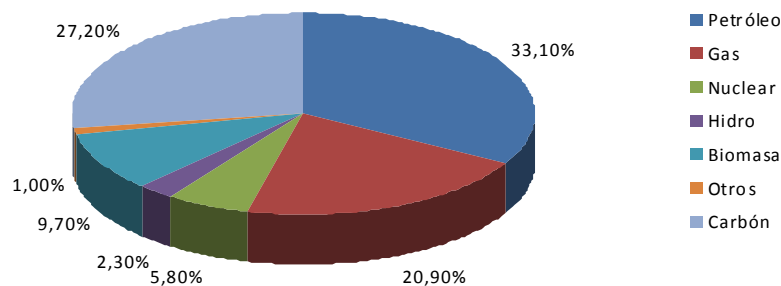


Gráfico 1.- Consumo Mundial de Energía en 2009.
Fuente: Comisión Europea. BP (2010)

1.2 EL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

Según datos de Red Eléctrica de España (REE), si por algo se ha caracterizado el año 2009 ha sido por el fuerte descenso en la demanda de consumo eléctrico que se ha producido en España, alcanzando una caída del 4,5% respecto al 2008 y que la situó en valores cercanos a los del año 2005, siendo esta la primera tasa negativa de la serie histórica que comienza en 1985.

La potencia instalada (Gráfico 2), en el parque generador peninsular aumentó en 3.133 MW, con lo que la capacidad total del sistema a 31 de diciembre de 2009 era de 93.729 MW, un 3,5% superior a la de finales de 2008. El aumento de capacidad proviene, principalmente, de instalaciones renovables, que han incorporado al sistema 2.916 MW, de los cuales, 2.533 MW han sido eólicos (lo que supone ya un 20% de la potencia instalada en el sistema), y de 1.389 MW de ciclos combinados.

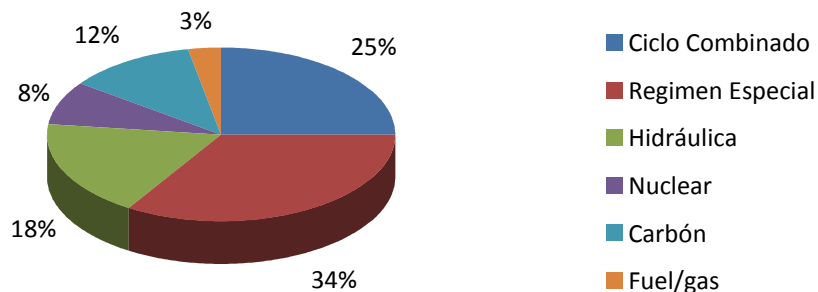


Gráfico 2.- Potencia instalada a 31-12-2009 en España.
Fuente: Informe 2009 (REE, 2010)

El régimen ordinario de generación cubrió el 70% de la demanda, un 6% menos que en 2008, a favor de la producción en régimen especial, que alcanzó un 30% frente al 24% del año anterior (Gráfico 3). Dentro de las energías renovables, la energía eólica ha contribuido con un 13,8%, frente al 11% del 2008.

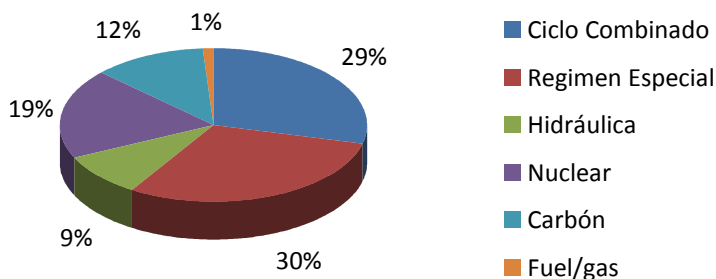


Gráfico 3.- Cobertura de la demanda anual en 2009 en España.
Fuente: Informe 2009 (REE, 2010)

1.3 LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

Según datos facilitados por el Global Wind Energy Council (GWEC), España (Gráfico 4), se encuentra dentro del *Top Ten* mundial de países con mayor potencia instalada (datos de diciembre de 2009), ocupando el cuarto lugar tras Estados Unidos (35.159 MW), Alemania (25.777 MW) y China (25.104 MW), por ese orden. Estos valores convierten a España en un referente en cuanto a generación eólica se refiere.

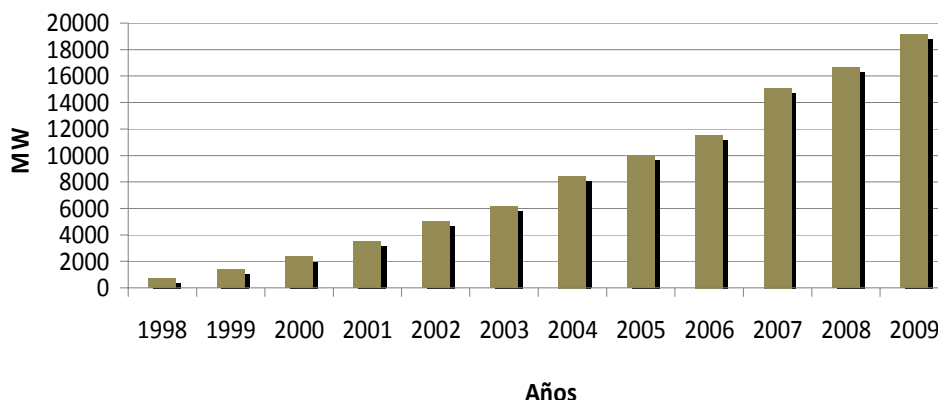


Gráfico 4.- Evolución acumulada de la potencia eólica (MW) en España (1998-2009)
Fuente: Asociación Empresarial Eólica (2010)

Por comunidades autónomas, la distribución se muestra en el Gráfico 5

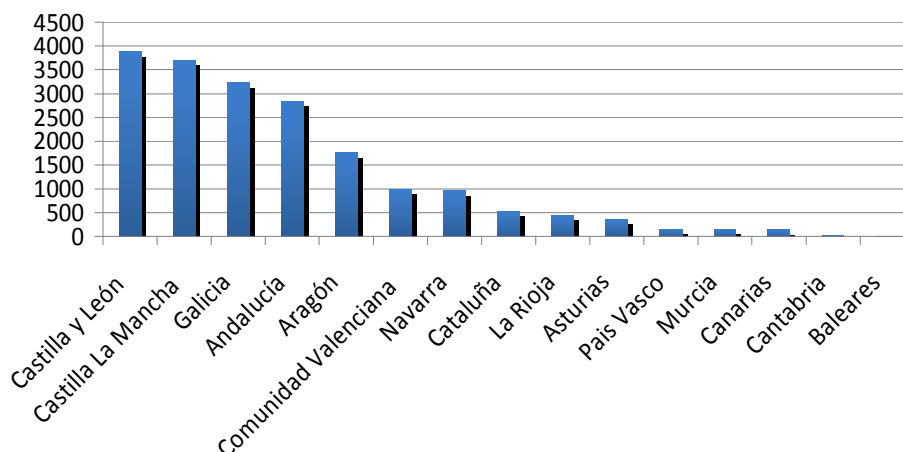


Gráfico 5.- Potencia Eólica por Comunidades Autónomas en 2009 (MW)
Fuente: Asociación Empresarial Eólica (2010)

Asturias se encuentra en un meritorio 10º puesto, habiendo incrementado su potencia instalada en un 17% respecto al 2008, lo que supone una aportación del 1,9% al total a nivel nacional.

2.- AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO SIERRA DE TINEO.

El Proyecto de “Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo” se encuentra en una fase de tramitación muy avanzada. Tras presentar la Memoria Inicial y realizar las Consultas Urbanísticas pertinentes al Ayuntamiento implicado, la Consejería de Industria y Empleo del Principado de Asturias, resolvió favorablemente, lo que permite continuar con el proceso. Actualmente se encuentra en trámite el “Plan Especial” y se ha recibido el resultado de las “Consultas Previas”, gestión exigida por el RDL 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos, con lo que se está en disposición de desarrollar toda la documentación adicional requerida para la Autorización final de las instalaciones.

2.1 ANTECEDENTES

Actualmente, la estrategia energética del Gobierno Español está resumida en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020(PANER), en donde se establece como objetivo en 2020 que las fuentes renovables representen, al menos, el 20% del consumo de energía final, junto a una contribución del 10% en fuentes de energía renovable en el transporte.

La tabla 1 muestra las previsiones que se reflejan en el PANER para las energías renovables. En él se aprecia como la Energía Eólica terrestre irá creciendo de un modo lineal a raíz de unos 2.000 MW instalados al año, mientras que la eólica marina, se prevé empiece a aparecer durante el 2014 con la instalación de 50 MW. Otras fuentes de carácter renovable, como la biomasa, tendrán un desarrollo mucho más lento que ronda los 40 MW anuales, factor que puede dificultar la inversión ya que este cupo se llena muy rápidamente.

Así mismo, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renovables (PER) para su aplicación en el periodo 2011-2020. Este nuevo PER sustituirá al PER 2005-2010, que ha sido un éxito de gran magnitud al transformar el modelo energético español en el sentido buscado y ha permitido el desarrollo de una industria líder en muchos segmentos de la cadena de valor a nivel internacional.

Las bases de esta política giran en torno a tres ejes: el incremento de la seguridad de suministro, la mejora de la competitividad de nuestra economía y la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente. La promoción del ahorro y la eficiencia energética se convierte, pues, en un pilar decisivo, ya que su valor neto es positivo para la sociedad. Los esfuerzos que se han venido dando los últimos años (Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012 y posteriormente el Plan de Activación 2008-2011), se han traducido en un descenso de la intensidad energética final superior al 13% durante los últimos cinco años.

El desarrollo de las energías renovables adquiere un carácter prioritario dentro de la política energética española, dados sus múltiples efectos positivos sobre el conjunto de la sociedad: sostenibilidad de sus fuentes, reducción de emisiones contaminantes, cambios tecnológicos, generación distribuida, disminución de la dependencia energética, etc.

	2011	2012	2013	2014	2020
Energía hidroeléctrica	19.869	19.909	19.949	19.999	22.362
<i>< 1MW</i>	244	247	249	251	268
<i>1MW – 10MW</i>	1.640	1.665	1.703	1.731	1.917
<i>>10MW</i>	17.985	17.997	17.997	18.017	20.177
<i>De la cual, por bombeo:</i>	3.700	3.700	3.700	3.700	5.700
Energía geotérmica	0	0	0	0	50
Energía solar	5.877	6.949	7.693	8.300	13.445
<i>Energía fotovoltaica</i>	4.498	4.921	5.22	5.553	8.367
<i>Energía solar concentrable</i>	1.379	2.028	2.471	2.746	5.079
Energía olas, maremotríz	0	0	0	0	100
Energía eólica	21.855	23.555	24.986	26.466	38.000
<i>En tierra</i>	21.855	23.555	24.986	26.416	35.000
<i>Mar adentro</i>	0	0	0	50	3.000
Biomasa	771	803	844	897	1.587
<i>Sólida</i>	604	624	653	692	1.187
<i>Biogás</i>	167	179	191	205	400
<i>Biolíquidos</i>	0	0	0	0	0
Total (sin bombeo)	44.672	44.516	49.772	54.962	69.844
<i>De las cuales en cogeneración</i>	250	254	266	287	423

Tabla 1.- Estimación de la contribución total previsible de cada tecnología renovable en España

Fuente: PANER 2010-2020

A nivel de Comunidades Autónomas, en el Principado de Asturias, la Comisión de Urbanismo y Ordenación del Territorio (CUOTA), en sesión de 23 de mayo de 2005, acordó la aprobación inicial de las *Directrices Sectoriales de Ordenación del Territorio para el Aprovechamiento de la Energía Eólica*. En aquel documento se señalaba que “el desarrollo ordenado y sostenible de un sistema de producción de energía eléctrica de origen eólico [...], reporta numerosas ventajas. Entre ellas las siguientes:

- La sustancial reducción de emisiones de CO₂, gas al que se atribuye una contribución del 64% al calentamiento global.
- La contribución al autoabastecimiento nacional, que en la actualidad se basa principalmente en combustibles fósiles de importación, y a la ralentización del previsible agotamiento de estos a medio plazo.
- La contribución a la diversificación de las fuentes energéticas disponibles en Asturias. Ello permitirá mantener los actuales niveles de exportación de energía, aún cuando, como es previsible, se llegue al agotamiento de los combustibles fósiles regionales.
- El potencial desarrollo tecnológico de los sectores industriales que participan en la construcción de la maquinaria requerida.

- *La creación de un tejido económico de pequeñas y medianas empresas que participen en el desarrollo, ingeniería, ejecución y explotación de las instalaciones eólicas.”*

Asturias tiene, actualmente, un total 21 parques eólicos, de los cuales 4, cuentan con la Inscripción Previa y el resto con Inscripción definitiva en el RIPRE. La potencia total es de casi 500 MW

2.2 EL PARQUE EÓLICO SIERRA DE TINEO.

El Parque Eólico Sierra de Tineo, se construyó en el paraje del mismo nombre en la zona nordeste del concejo de Tineo y se desarrolla a lo largo de un cordal cuya longitud es de unos 10 kilómetros.

El acceso se realiza a través de la AS-359, a la altura del Alto de La Casa del Puerto, punto desde el que se han mejorado los cortafuegos existentes para conformar lo que actualmente son los viales del Parque.

Con una potencia total, en origen, de 50 MW, la instalación finalmente queda con 44 MW repartidos en 22 máquinas de 2 MW de potencia unitaria y siguiendo dos alineaciones: nordeste-suroeste en la zona del Busmayor y norte-sur en la zona de Peñas Canteironas (figura 1).

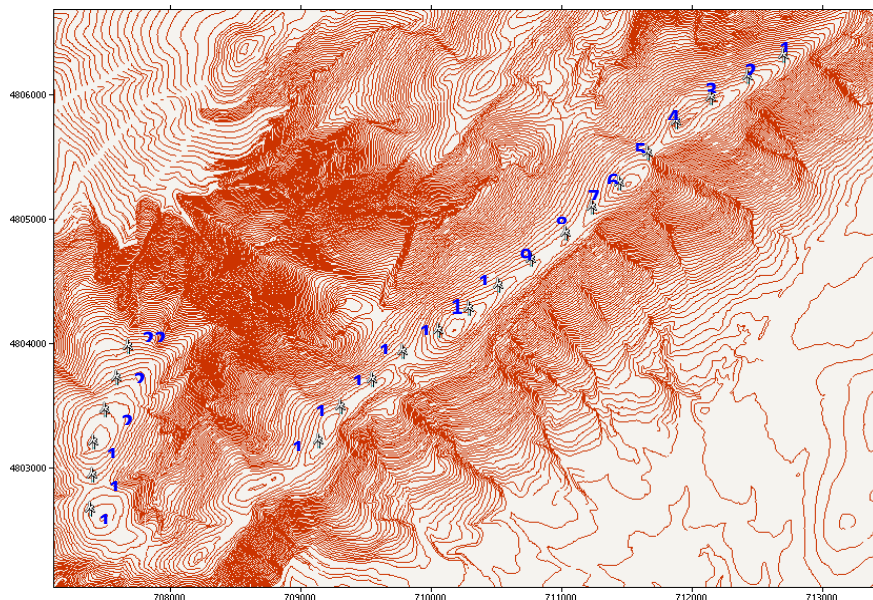


Figura 1.- Lay-out del Parque Eólico Sierra de Tineo.

Fuente: Procinsa

La energía eléctrica generada en los aerogeneradores, se eleva a 30 kV en centros de transformación instalados en el interior de las propias torres. A través de cables enterrados en canalizaciones, esta energía se lleva hasta las celdas de media tensión en el Edificio de Control del Parque. Las máquinas están interconectadas formando tres

circuitos eléctricos; la conexión es posible gracias a las celdas de conexión instaladas en el interior de las máquinas.

La energía producida se evacua a través de una subestación encapsulada tipo PASS M0 de transformación eléctrica 30/132 kV, instalada a tan solo 300 m de la línea eléctrica de 132 kV prevista en el Plan de Evacuación Eólica del Principado de Asturias.

El plantear una ampliación de esta instalación surge a raíz del estudio y análisis de los vientos de la zona procedentes de varias torres de medición instaladas en los alrededores. En este estudio, se pone de manifiesto la existencia de una pequeña zona al nordeste de la subestación con un régimen de vientos favorable, por lo que se comienza a analizar la viabilidad de instalar 3 máquinas más de 2 MW de potencia unitaria. De esta manera, el Parque Eólico junto a su Ampliación, conformarían un parque de 50 MW.

2.3 MARCO LEGISLATIVO

Los dos Decretos que rigen las instalaciones de generación eólica, sean del tipo que sean, en el Principado de Asturias son los siguientes:

- Decreto 42/2008, de 15 de mayo, por el que se aprueban definitivamente las Directrices Sectoriales de Ordenación del Territorio para el aprovechamiento de la Energía Eólica (En adelante, *Directrices*)
- Decreto 43/2008, de 15 de mayo, sobre procedimientos para la Autorización de Parques Eólicos por el Principado de Asturias.

Estos dos decretos forman el cuerpo legislativo de aplicación actualmente en Asturias e incluyen, por primera vez, articulado relativo a las Ampliaciones, inexistente hasta ahora. En este sentido, se establecen una serie de condicionados a las instalaciones para poder ser consideradas como ampliación de una existente y vienen desarrolladas en el *Capítulo 2 Ampliación de Parques Eólicos existentes, Directriz 22^a.3: “A los efectos, tendrán carácter de Ampliación las iniciativas para la instalación de nuevos aerogeneradores en parques eólicos existentes, siempre y cuando se den todos los supuestos siguientes:*

- a) Que el número de aerogeneradores a instalar será igual o inferior al 20% de las turbinas existentes, para parques con menos de 15 máquinas, igual o inferior al 15% si el número de máquinas existentes es igual o superior a 15, sin que en ningún caso la ampliación pueda suponer la instalación de más de 5 máquinas nuevas.*
- b) Que las máquinas se integren estética y funcionalmente en el parque existente, entendiéndose que esa integración supone:*
 - a. Una distancia a las máquinas existentes similar a la modulación que estas últimas mantengan entre sí.*
 - b. El empleo de la misma infraestructura complementaria, es decir, del mismo vial de acceso principal al parque, de la misma línea de evacuación y de la misma subestación eléctrica, con independencia de que ésta última deba ser ampliada.”*

Por tanto, para este caso, lo más adecuado sería instalar 3 máquinas de 2 MW de potencia unitaria y conformar así un parque de 50 MW.

Las Directrices dividen el Principado de Asturias en diferentes zonas según su mayor o menor capacidad de acogida para estas instalaciones, y prohíben el desarrollo de esta actividad en las zonas calificadas como “De Exclusión”.

Por otra parte, en el *Capítulo 3* (Directrices 25ª a 36ª), se desarrolla el articulado relativo al tratamiento urbanístico de la Actividad de generación eólica.

Al tratarse de una Ampliación de un parque ya existente y en base al Artículo 10.2 del Decreto 43, la Solicitud de Autorización no ha de someterse al proceso de Solicitudes en Competencia que se establece para los parques nuevos, lo cual agiliza significativamente el proceso resolutivo por parte de la Consejería de Industria y Empleo.

2.4 ÁREA DE IMPLANTACIÓN.

La Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo se ubicará, en su totalidad, dentro del municipio asturiano de Tineo (figura 2), en un paraje conocido como La Peña Los Ourales, al NE de la Sierra de Tineo y como prolongación natural del parque existente.

Se justificará la idoneidad de este emplazamiento desde tres puntos de vista:

- Legislativo: Tanto emplazamiento como las máquinas a instalar deberán cumplir con las exigencias legislativas.
- Recurso eólico: El régimen de vientos ha de ser lo más favorable posible. Para ello se dispone de datos eólicos recogidos en una torre de medición eólica sita en el mencionado emplazamiento que serán debidamente analizados.
- Económico: La instalación debe ser rentable para el promotor.



Figura 2.- Ubicación del Parque Eólico y su Ampliación.
Fuente: Procinsa, (mayo 2008)

2.5 ADECUACIÓN NORMATIVA.

En primer lugar, se analiza el mapa de zonificación del Principado de Asturias que aparece en las Directrices para constatar que la Ampliación está ubicada en una *Zona de Alta Capacidad de Acogida*, ya que el **Artículo 5 del Decreto 43/2008** establece que “*los Parques Eólicos no podrán situarse en zonas de exclusión definidas en las Directrices*”.

En segundo lugar, se verifica que la instalación en proyecto cumple con las exigencias de las Directrices en cuanto a las condiciones a cumplir para ser considerada como Ampliación de un parque existente y que vienen recogidas, como ya se mencionó anteriormente, en la *Directriz 22ª*. Puesto que se pretenden montar tres aerogeneradores iguales a los existentes siguiendo la alineación principal del parque, usar los mismos accesos y la misma infraestructura para la evacuación de la energía, se puede concluir que la instalación en proyecto cumple con estos condicionados.

En tercer lugar, tal y como se refleja en el conjunto de Directrices de la 25ª a la 36ª (Capítulo 3: Tratamiento Urbanístico de la Actividad de generación eólica, de las Directrices) y en el **Artículo 5 del Decreto 43/2008**, la instalación en proyecto debe plantearse sobre un tipo de suelo compatible con la actividad a desarrollar. Normalmente este condicionado requiere que se redacte un *Plan Especial* y un *Estudio de Implantación* que adecúe la calificación del suelo a la actividad de generación eólica. Para el caso que nos ocupa, y según el *Plan General de Ordenación del Concejo de Tineo* (Aprobado y publicado en BOPA nº 262, de 10 de noviembre de 2007), la Ampliación se proyecta sobre un suelo calificado como **No Urbanizable de Interés Agrícola Tipo 2**.

Por lo tanto, la adecuación normativa se cumple. Obviamente existen multitud de puntos adicionales a considerar (separación entre máquinas, distancias a carreteras, poblaciones, elementos del patrimonio...), pero se tendrán en cuenta en fases posteriores del Proyecto. Como punto de partida, estos sencillos pasos permitirán hacerse una idea sobre la idoneidad de la instalación.

2.6 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO.

La evaluación del Recurso Eólico de la zona se lleva a cabo a través del estudio y análisis de los datos de viento obtenidos de la torre de medición situada en las cercanías del emplazamiento. Esta torre, de 80 metros de altura y con medidas a 80, 60 y 45 m, fue instalada en mayo de 2005, con lo cual se garantiza que el intervalo de tiempo es representativo del régimen de vientos del lugar. Los datos serán correlacionados con los de otra torre situada en los alrededores.

Las coordenadas UTM de la primera torre (Torre 1 en adelante) (referencia ED 50) son:

$$X = 713.668 - Y = 4.807.131 - Z = 940$$

Las de la segunda (Torre 2 en adelante):

$$X = 710.950 - Y = 4.806.730 - Z = 1.005$$

Esta última recaba datos a 45 metros de altura.

Los pasos a seguir a la hora de calcular la energía que se puede extraer del viento en un emplazamiento concreto, comienza con la evaluación del *potencial eólico teórico* a partir

de mediciones de velocidades y frecuencias de vientos en las estaciones de medición. Con los valores obtenidos se elaboran los mapas de isoventas.

El siguiente paso requiere la realización de medidas más intensivas y minuciosas considerando todas las variables que afectan al viento en la zona de ubicación. Se obtendría así el *potencial eólico aprovechable*.

La campaña de medidas debe durar, como mínimo, un año, y extenderse tanto como sea posible, con el objeto de poder determinar las variaciones o ciclos anuales del viento. Una vez obtenidos los datos, se modeliza el potencial eólico de la zona de estudio y se hace una extrapolación temporal a largo plazo o, al menos, hasta el final de la vida útil del parque. Para ello se utiliza el método Medir-Correlacionar-Prededir (MCP), correlacionando los datos de las dos torres utilizadas en el estudio.

Con estos datos y su análisis se conseguirán las representaciones estadísticas que permitan sintetizar las características del potencial eólico del emplazamiento: rosa de vientos y distribución de frecuencias.

Los datos se introducen en un programa informático llamado WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), previo filtrado manual de los mismos. El cribado previo es muy recomendado ya que permite eliminar datos que pudieran ser erróneos, como velocidades nulas por congelación de aparatos o demasiado altas por averías en los anemómetros, y que falsearían los resultados a obtener.

Sirvan las tablas 2 y 3 a modo de resumen de datos correspondientes a la Torre 1. Se dispone de un total de 34 meses de medidas fiables, que se correlacionarán con los datos obtenidos de la Torre 2.

	Velocidad Media (m/s)											
	2005			2006			2007			2008		
	80 m	60 m	45 m	80 m	60 m	45 m	80 m	60 m	45 m	80 m	60 m	45 m
Enero	-	-	-	5,9	5,7	5,6	8,5	8,3	8,1	9,8	9,5	9,2
Febrero	-	-	-	8,0	7,4	7,6	-	-	-	6,1	5,9	5,8
Marzo	-	-	-	-	10,5	10,3	10,0	9,8	9,7	9,6	9,3	9,2
Abril	-	-	-	6,5	6,3	6,2	5,4	5,3	5,3	8,1	8,0	7,9
Mayo	5,9	5,7	5,6	6,7	6,5	6,5	7,4	7,2	7,1	-	-	-
Junio	5,6	5,4	5,3	4,7	4,6	4,7	5,9	5,8	5,7	-	-	-
Julio	6,0	5,9	5,8	4,5	4,4	4,3	5,1	4,9	4,9	-	-	-
Agosto	5,9	5,7	5,4	6,7	6,7	6,7	6,3	6,1	6,0	-	-	-
Septiembre	5,6	5,4	4,2	5,8	5,8	5,7	7,1	7,1	7,0	-	-	-
Octubre	7,6	7,4	7,2	8,1	7,8	7,6	5,5	5,3	5,3	-	-	-
Noviembre	8,4	8,2	7,8	8,9	8,6	8,4	8,2	8,0	7,9	-	-	-
Diciembre	9,2	9,0	-	8,4	8,1	8,0	7,2	-	-	-	-	-

Tabla 2.- Resumen de valores medios mensuales a distintas alturas en Torre 1
Fuente: Elaboración propia

	80 m	60 m	45 m
Velocidad promedio (mayo 05 - abril 08)	7,02	6,93	6,72

Tabla 3.- Resumen de valores medios totales a distintas alturas en Torre 1.
Fuente: Elaboración propia.

El WAsP realiza el tratamiento de datos, cuyo resumen aparece en la tabla 4, y además, muestra la rosa de vientos de la zona y la distribución estadística de velocidades. De entre las dos representaciones estadísticas más usadas para trabajar con datos de viento, Rayleigh y Weibull, el programa utiliza la segunda, cuya fórmula es:

$$P(V) = \frac{K}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{K-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^K\right)$$

Que representa una densidad de probabilidad cuyos parámetros son los siguientes:

- P(V): Representa la probabilidad estadística de que ocurra cierta velocidad V.
- C: Factor de escala, con unidades de velocidad (m/s), y valores cercanos a la velocidad media.
- K: Factor de forma, dando distintas morfologías a la distribución según los valores que tome.

A tenor de esta expresión, se puede determinar la probabilidad de que existan velocidades entre dos valores dados mediante la siguiente función:

$$P(V1 \leq V \leq V2) = \exp\left[-\left(\frac{V1}{c}\right)^K\right] - \exp\left[-\left(\frac{V2}{c}\right)^K\right]$$

Resumen de datos en Torre 1 obtenidos con WAsP (80 m – altura de buje)			
Nº de Medidas		146.088	
Velocidad media del Emplazamiento		7,02 m/s	
Parámetros Weibull	A	7,8 m/s	
	K	1,56	
	U	7,11 m/s	
Intensidad de Turbulencia (V>6m/s)		0,10 (10%)	
Direcciones Predominantes (16 Sectores)		E	20% 7,5 m/s
		SW	12,7% 10,88 m/s

Tabla 4.- Resumen datos eólicos obtenidos en Torre 1 a 80 m y calculados con WAsP
Fuente: Elaboración propia.

Hasta aquí, todo lo anterior se correspondería con el apartado de Medir, del método MCP mencionado anteriormente.

Para la parte de la Correlación necesitamos tener otra torre de medición en las cercanías, a ser posible que lleve midiendo más tiempo que la primera. El objetivo es verificar si las medidas de ambas tienen alguna correlación entre sí, con el objeto de poder ajustar los datos de viento de la Torre 1 al largo plazo en un paso posterior.

La Torre 2 tiene 56 meses de medidas fiables y se encuentra suficientemente cerca como para poder realizar la correlación sin incurrir en errores importantes. La correlación de datos ha de hacerse con alturas análogas, es decir, puesto que la Torre 2 tiene una altura máxima de medición de 45 m, habrá que realizar la correlación con los datos obtenidos a 45 m en la Torre 1 (Gráfico 6)

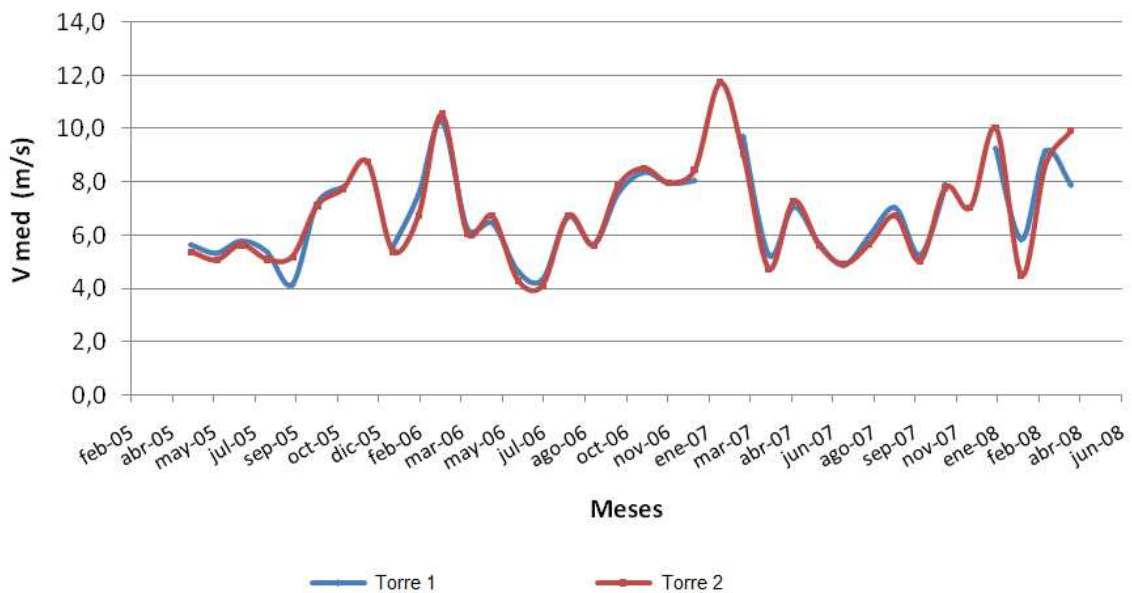


Gráfico 6.- Comparación entre ambas Torres a 45 m de altura
Fuente: Elaboración propia.

Se observa que las velocidades de ambas torres a 45 m en el periodo común de medidas son prácticamente iguales, por lo tanto, la Torre 2 parece ser una buena elección para realizar la correlación de datos a largo plazo. Queda, sin embargo, un paso importante, que es la representación gráfica de los datos de ambas torres y calcular si la correlación es realmente buena. Para ello se realiza el gráfico 7, donde se emparejan las velocidades medias de las dos torres y se calcula la recta de regresión del conjunto de datos.

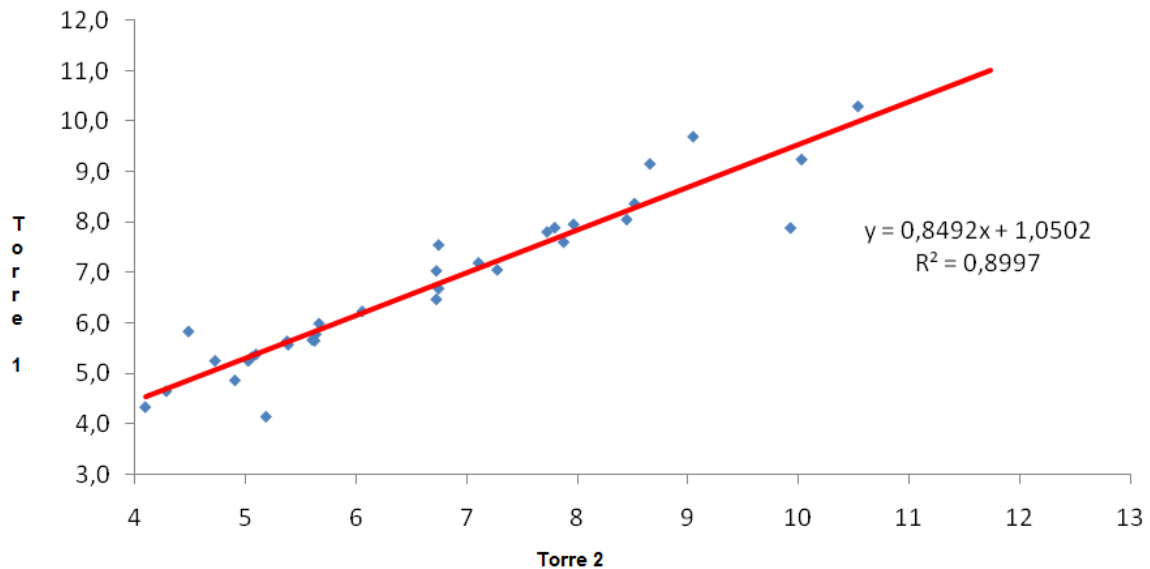


Gráfico 7.- Correlación de velocidades medias mensuales en ambas torres
Fuente: Elaboración propia.

Una vez verificada que la correlación de datos es correcta, se pasa al punto de la Predicción. Se busca responder a la pregunta “¿Qué velocidad media tiene el viento en el largo plazo?”

La tabla 5 compara las velocidades medias anuales en ambas torres a lo largo del periodo común de medidas con las obtenidas en la Torre 2 desde su instalación.

Velocidad en m/s	Periodo	
	Mayo 2005 – Agosto 2008 (Corto Plazo)	Enero 2004 – Agosto 2008 (Largo Plazo)
Torre 2 (45 m)	6,63	6,65
Torre 1 (80 m)	7,02	-
Torre 1 (45 m)	6,93	-

Tabla 5.- Comparación de medias en los distintos intervalos de tiempo de medición.
Fuente: Elaboración propia

Se observa que los datos obtenidos en la Torre 2 para el periodo común de medidas es representativo del largo plazo en el emplazamiento, por tanto, se considerará que la velocidad media anual correspondiente al largo plazo en la Torre 1 y a 80 m de altura es de **7,02 m/s**.

Una vez realizado el reajuste de los datos, se introducen las modificaciones en el WASP, que permite reajustar los parámetros cambiando un factor de proporcionalidad en el

fichero de datos correspondientes. De esta manera, los valores obtenidos anteriormente se reajustan de manera automática y son los que aparecen en la tabla 6, y los gráficos 7 y 8.

Dirección (°)	Vm	%
0	4.1	3
23	3.8	2.3
45	3.9	3.8
68	5.9	10.6
90	7.5	19.4
113	5.6	5
135	4.2	2.3
158	4.8	2.1
180	8.0	2.9
203	11.5	7
225	10.9	12.7
248	8.1	10.5
270	5.9	5.9
293	5.1	4.9
315	4.5	4.3
338	4.1	3.4
7.0	100	

Tabla 6.- Resumen de datos en la Torre 1 a 80 metros ajustados al Largo Plazo.
Fuente: Elaboración propia.

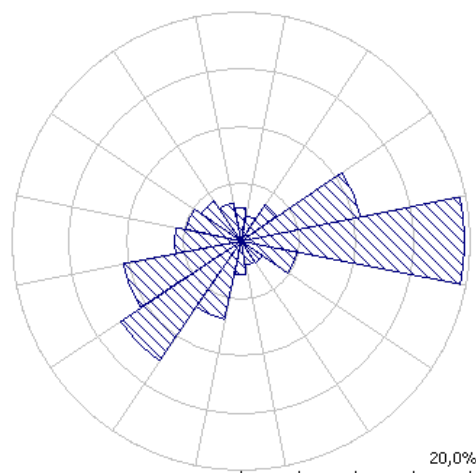


Gráfico 7.- Rosa de vientos de la Torre 1 ajustada al Largo Plazo
Fuente: Elaboración propia.

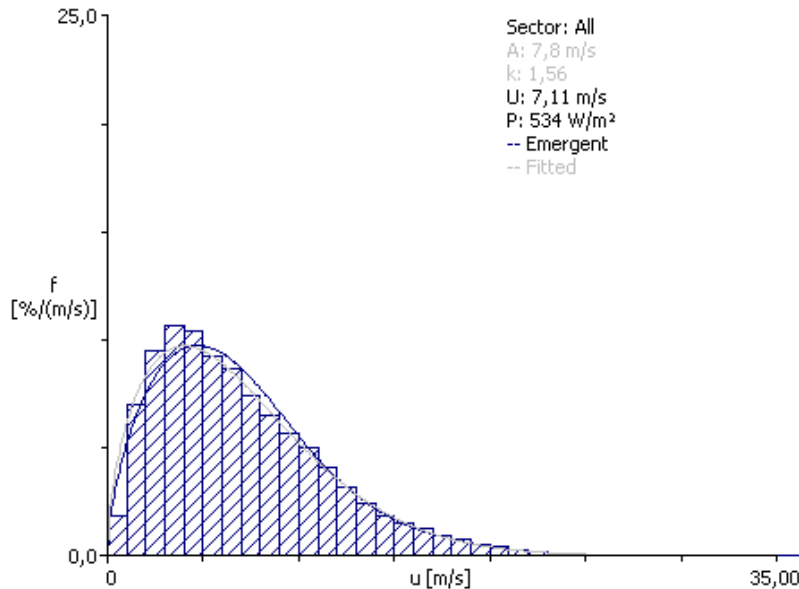


Gráfico 8.- Distribución Weibull asociada a la Torre 1 ajustada al largo plazo.
Fuente: Elaboración propia

2.7 EXTRAPOLACIÓN ESPACIAL.

Con los datos anteriores se está en condiciones de realizar una simulación del régimen de vientos de la zona de estudio con la ayuda del programa informático WAsP. Este modelo calcula un viento sin perturbar (geostrófico), a partir de las medidas obtenidas sobre el terreno, conformando un Atlas de viento de la zona. Posteriormente, el modelo aplica un proceso inverso, evaluando el viento esperado en el emplazamiento tomando como base los datos del Atlas que él mismo obtuvo.

Como *inputs* adicionales, el programa necesita una cartografía digital del terreno de unos 7x6 km centrada sobre el área de estudio (la superficie a evaluar depende del tamaño de la instalación diseñada), que es la que se refleja en la figura 3.

También es necesario introducir los parámetros de rugosidad del terreno aunque, en este caso, al no constatarse la presencia de grandes bosques o lagos, ni zonas rurales de importancia, se adopta la clase de rugosidad 1 para todo el emplazamiento, lo que corresponde a una *longitud de rugosidad* z_0 de 0,03 m.

Puesto que tampoco se aprecian obstáculos de importancia en los alrededores, no es necesario realizar modificaciones adicionales en este sentido para la simulación.

Por último, es necesario introducir las coordenadas de la Torre de medición y asociarle los datos anteriores.

Con todo esto el programa puede simular el régimen de vientos de la zona de estudio. Las figuras 4 y 5 muestran los resultados en 2D y 3D respectivamente.

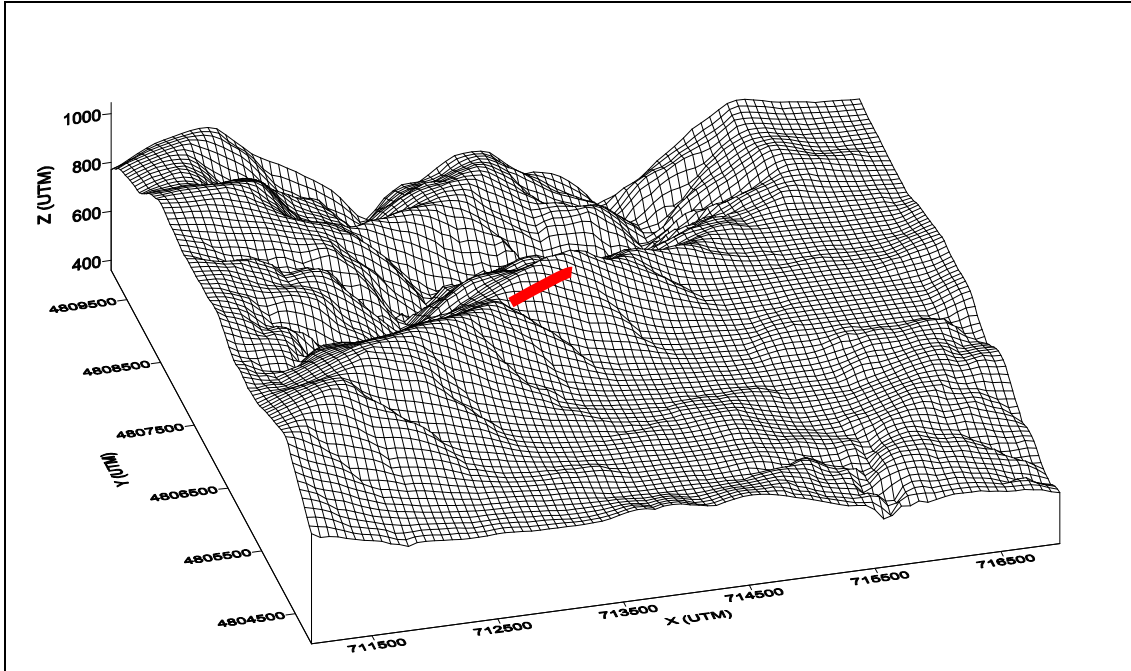


Figura 3.- Topografía de la zona correspondiente a la Ampliación.
Fuente: Elaboración propia.

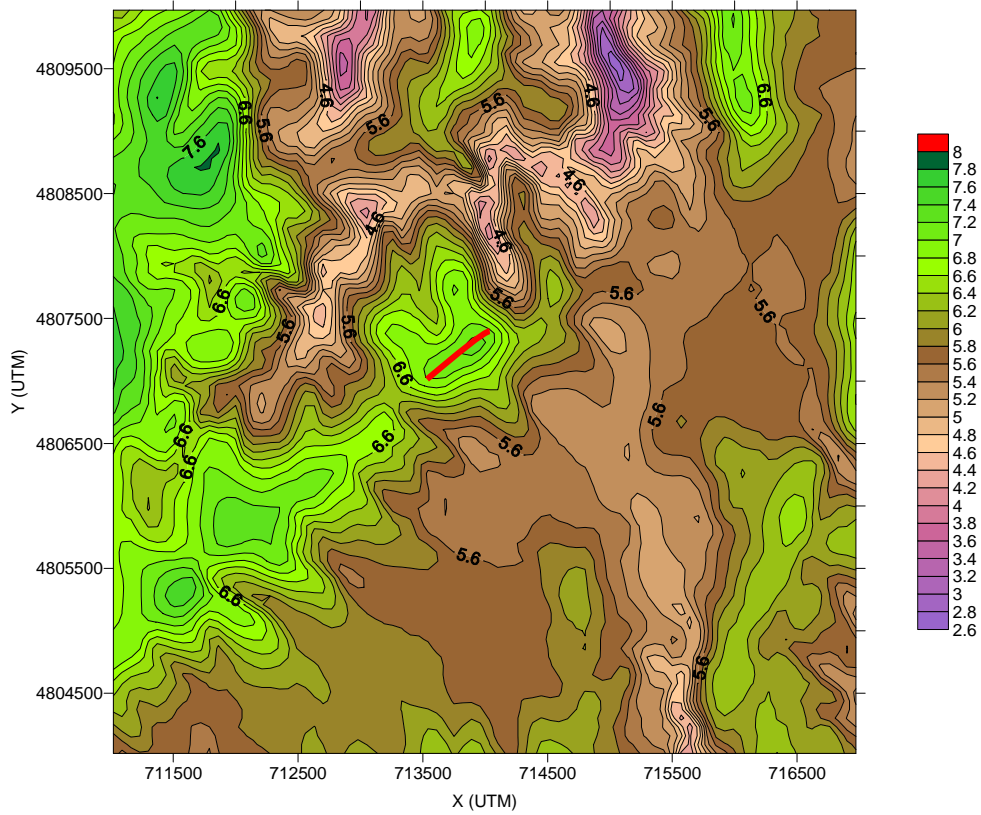


Figura 4.- Mapa de isoventas 2D a 80 m.
Fuente: Elaboración propia.

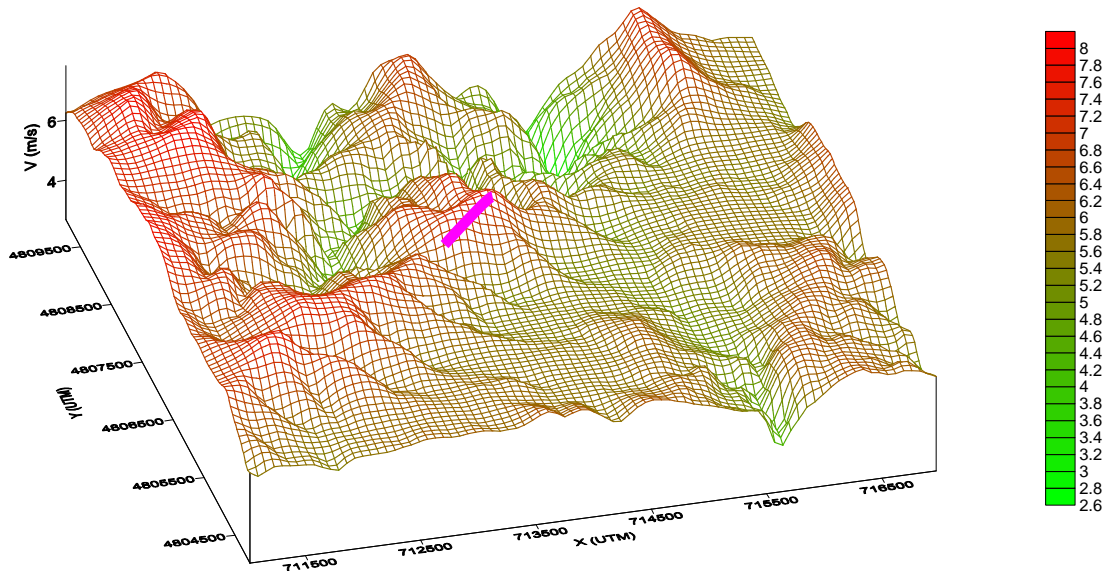


Figura 5.- Vista 3D del campo de vientos a 80 m de altura.
Fuente: Elaboración propia

En ambos mapas de viento, se puede apreciar que la zona correspondiente a la Ampliación del parque tiene velocidades medias del orden de los 7 m/s.

3.- PREVISIÓN DE LA POTENCIA A INSTALAR Y LA ENERGÍA GENERADA.

Una vez analizados los parámetros principales para la realización de este proyecto, se prosigue a la elección de los equipos que se emplearán y simular el comportamiento que presentarán ante diferentes eventualidades, ello dependerá en gran medida tanto del aerogenerador elegido para el proyecto como del recurso eólico evaluado previamente.

3.1 EL AEROGENERADOR

El modelo que se decide instalar en la Ampliación del Parque Eólico es de 2 MW de potencia unitaria, del tipo tripala orientado a barlovento, con sistema de orientación activo y regulado por un sistema de cambio de paso en la envergadura completa de las palas. El rotor es de 90 m de diámetro, las palas miden 44 m y la altura de buje es de 80 (78 m de torre). Puede funcionar en intervalos de velocidad de viento variable gracias a su sistema de control, que permite que las palas giren en un rango entre las 9 rpm y las 14,9 rpm.

En la tabla 7 se resumen las características y parámetros más importantes de la máquina. Para poder implementar este modelo en el WAsP, es necesario conocer también la curva de potencia del aerogenerador ajustada a la densidad del aire de la zona, que en este caso resulta ser de $1,10 \text{ kg/m}^3$. Se muestra en el gráfico 9.

Diámetro del rotor	90 m
Potencia nominal	2.000 Kw
Longitud de palas	44 m
Área de barrido	6.362 m ²
Altura de buje	80 m
Control	Cambio de paso
Orientación	Activa a barlovento
Velocidad de giro	9/14,9 rpm
Velocidad de arranque	2,5 m/s
Velocidad nominal de viento	13 m/s
Velocidad de corte	21 m/s
Masa góndola	68 t
Masa buje	38 t
Masa torre	150 t

Tabla 7.- Características del Aerogenerador a instalar.
Fuente: Elaboración propia.

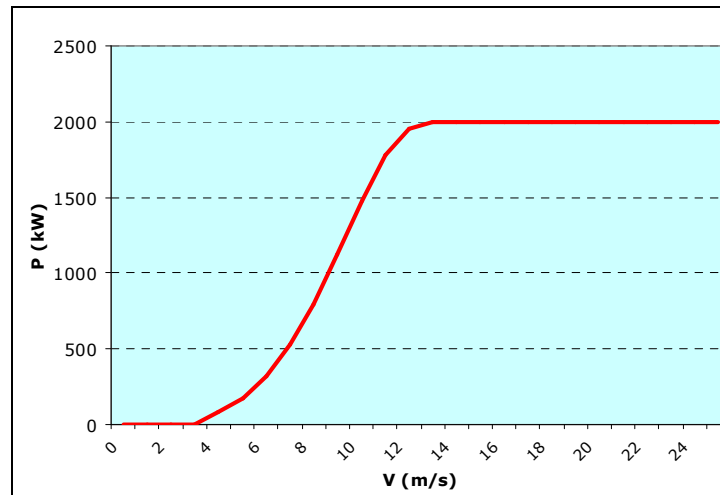


Gráfico 9.- Curva de potencia del Aerogenerador.
Fuente: Elaboración propia

3.2 LAY-OUT DE LA AMPLIACIÓN.

Tal y como se mencionó al comienzo de la presente comunicación, el número máximo de máquinas de 2 MW que se pueden implantar como Ampliación del parque eólico, son 3. Ahora que ya se ha obtenido el mapa de vientos de la zona, llega el momento de ver cómo distribuir las tres máquinas de la mejor manera posible. En primer lugar tendremos en cuenta la dirección de los vientos predominantes (E y SW, ver gráfico 7), y la orientación de la Sierra, buscando ubicar las máquinas lo más perpendicularmente posible a estos. Afortunadamente, la alineación natural de la Sierra (SO-NE), se ajusta bastante a las condiciones exigidas.

La separación de las máquinas es otro punto a tener en cuenta, puesto que si la distancia no es suficiente se pueden generar efectos de estela que se traducen en turbulencias y vibraciones en las demás máquinas, lo que conlleva una disminución considerable de su vida útil al estar sometidas a mayores esfuerzos.

Otros criterios a tener en cuenta son los que se establecen en las Directrices relativos a distancias. Algunos de ellos son recomendables, como distancias a carreteras, edificaciones, núcleos de población (*Directriz 13^a*), pero otros son de obligado cumplimiento, como los establecidos por la *Directriz 11^a* de Impacto sobre patrimonio cultural. Teniendo en cuenta todo lo anterior, el lay-out que se obtiene, tras optimizar las posiciones es el que aparece en la figura 6. Las coordenadas se muestran en la tabla 8 (UTM, ref ED50).

Nº Aerogenerador	X (UTM)	Y (UTM)
A 1	714.039	4.807.344
A 2	713.761	4.807.175
A 3	713.481	4.807.010

Tabla 8.- Coordenadas de los aerogeneradores de la Ampliación.
Fuente: Elaboración propia

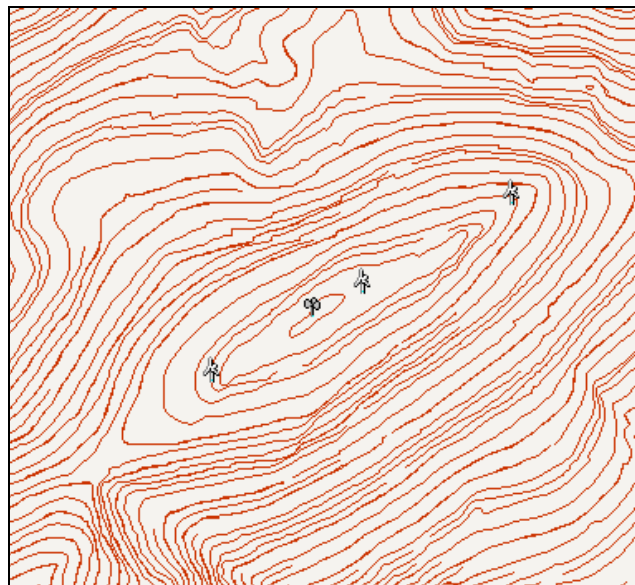


Figura 6.- Lay-Out de la Ampliación del P.E. Sierra de Tineo.
Fuente: Elaboración propia.

3.3 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN.

Hasta se ha obtenido:

- El recurso eólico a la altura del buje.
- La curva de potencia del aerogenerador tipo seleccionado.
- El Lay-out tras el análisis del cambio de viento y habiendo aplicado todas las consideraciones adicionales que emanan de las directrices.

El modelo WAsP proporciona una producción bruta anual (tabla 9), del conjunto de aerogeneradores, teniendo en cuenta solamente los efectos topográficos y la densidad del aire. Por otra parte, calcula también las pérdidas por efecto estela, lo que permite obtener una producción eléctrica anual que cuantifica en **17.296 GWh**.

Nº de Aerogenerador	X (UTM)	Y (UTM)	Vm (m/s)	Producción libre (GWh)	Pérdidas por estela (%)
A1	714.039	4.807.344	7,16	5,806	4,46
A2	713.761	4.807.175	7,17	5,791	6,23
A3	713.481	4.807.010	6,92	5,699	3,8
TOTAL LIBRE (GWh)	17,296				TOTAL: 4,85 %
TOTAL REAL (GWh)	16,000				
Horas Equivalentes	2.677				

Tabla 9.- Resultados del análisis con WAsP.
Fuente: Elaboración propia.

Debe tenerse en cuenta que esta última producción no es la producción neta del parque, puesto que para obtener esta última habrá que aplicar unos coeficientes que cuantifiquen

una serie de elementos que, en principio y en cierta medida, son dependientes del emplazamiento escogido. Estamos hablando de elementos tales como la disponibilidad de las máquinas, la suciedad y el hielo en las palas, las pérdidas eléctricas del parque, el mantenimiento de la subestación, las histéresis del viento debida a las paradas y arranques de la maquina... Todas estas pérdidas llevan asociado un %, que en su conjunto, conforman un coeficiente de ajuste a aplicar a la producción obtenida con el WAsP. En este caso, este coeficiente final es del 92,87%, por lo tanto, se concluye que **la producción neta anual de la Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo es de 16,06 GWh o lo que es lo mismo 2.677 horas equivalentes.**

En las figuras 7,8, 9 y 10 se muestran de manera gráfica y visual los desgloses de los resultados obtenidos en la tabla 9.

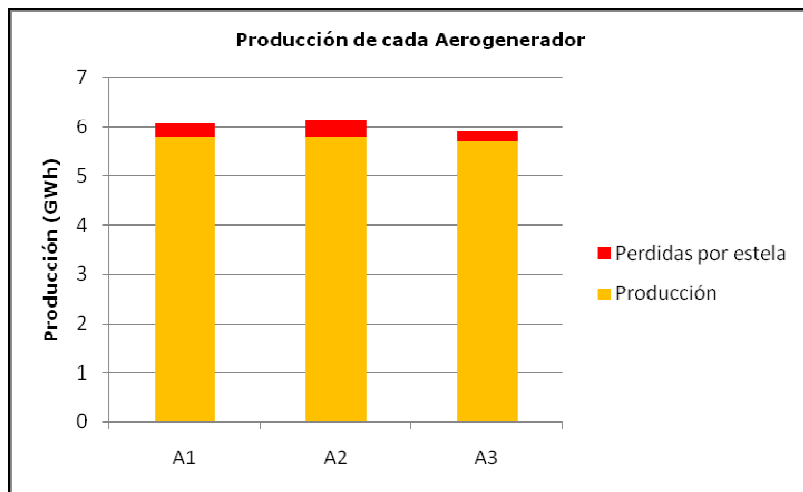


Figura 7.- Producción de cada aerogenerador y pérdidas por estelas.
Fuente: Elaboración propia

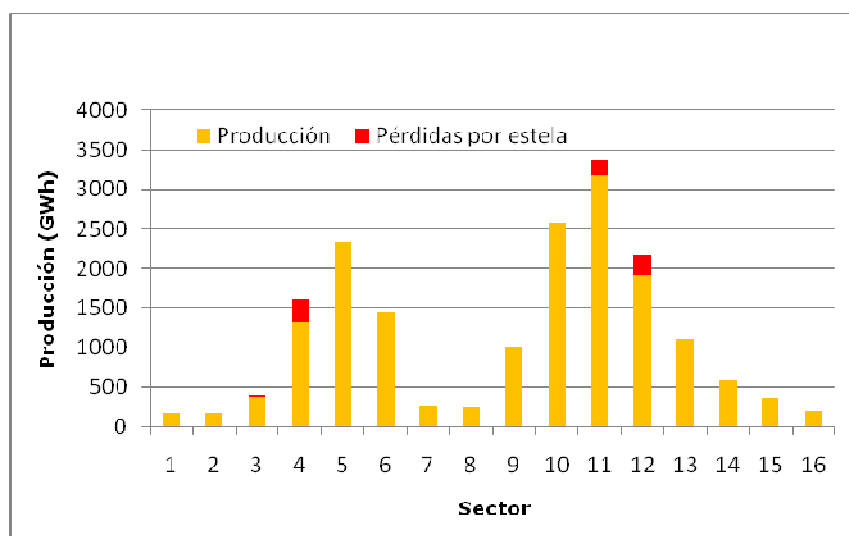


Figura 8.- Producción según la dirección del viento (16 sectores).
Fuente: Elaboración propia.

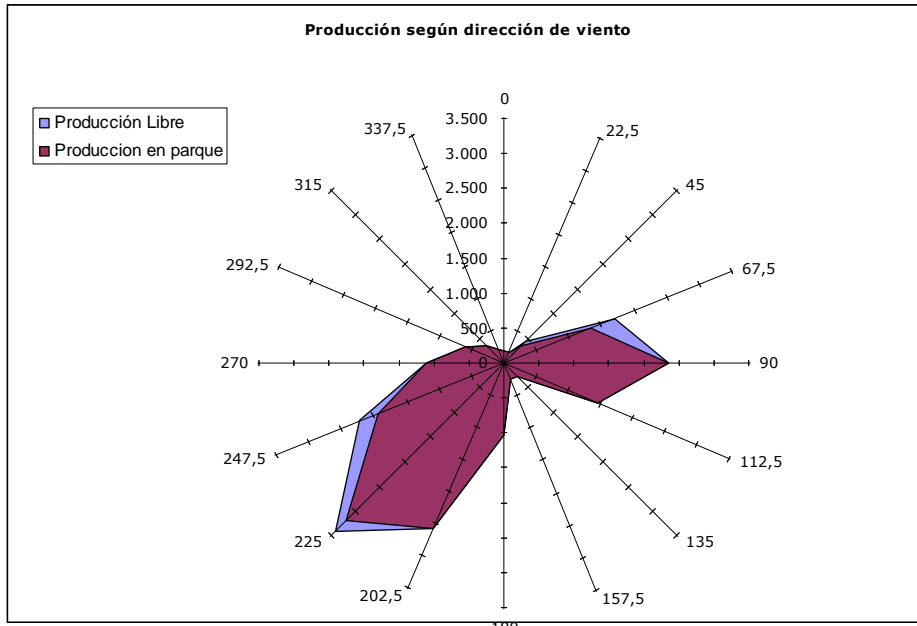


Figura 9.- Producción según la dirección del viento (Rosa de vientos)
Fuente: Elaboración propia (WASP)

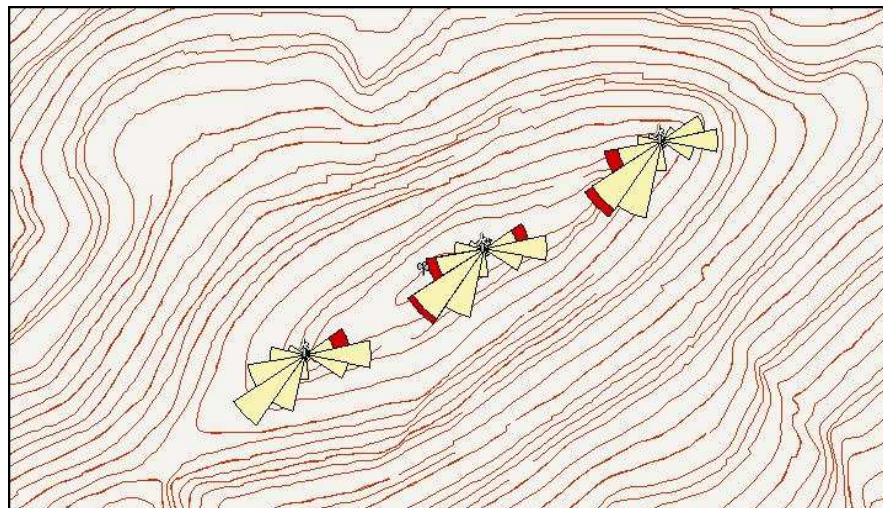


Figura 10.- Producción WASP y pérdidas por estela (en rojo), según direcciones.
Fuente: Elaboración propia (WASP)

4.- RESULTADOS

Con todo lo visto hasta ahora, se resumen de manera esquemática las características fundamentales de la instalación proyectada:

- Se instalarán 3 aerogeneradores de 2 MW de potencia unitaria. Cada uno de ellos lleva asociada la ejecución de la plataforma de montaje (40x45 m) y de la cimentación (15x15x3 m).
- Se desarrollarán los viales necesarios hasta llegar a los aerogeneradores planteados (4 m útiles + 0,5 m de arcén a cada lado). La longitud prevista es de 920 m
- Se realizará un nuevo circuito eléctrico de 30 kV para la evacuación de la Ampliación con una longitud prevista de 1.120 m. Se instalarán las celdas y elementos de protección necesarios en el Edificio de Control para que la evacuación se realice desde el mismo transformador ya existente.

Se prevé que la construcción de todos los elementos que configuran el proyecto se lleve a cabo en 4 meses.

4.1 ESTUDIO ECONÓMICO.

La Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo se justifica, entre otras razones, por la existencia de recursos eólicos suficientes, tal y como se desprende del análisis realizado en los puntos anteriores.

Aunque el modelo definitivo de aerogenerador no se decidirá hasta la realización de un concurso entre los fabricantes, se ha optado por el de 2 MW tipo al que se le han asignado solamente los requisitos mínimos a cumplir. Los resultados serán, pues, los menos favorables que se puedan lograr con la Ampliación, siendo lo suficientemente conservadores como para resultar una base sobre la que tomar futuras decisiones.

La inversión total es de 6,8 millones de euros que se reparten tal y como muestra la tabla 10. En ella se puede apreciar que el coste de los aerogeneradores condiciona sobremanera el importe total de la inversión. Los costes anuales de explotación son los siguientes: O&M, reparaciones y sustituciones de equipos, arrendamientos de terrenos, seguros, impuestos locales, financieros ordinarios y de administración y gestión. De todos ellos, los de O&M son los más elevados, cuantificados en 0,01 €/kWh. Todos los demás costes se estiman en porcentajes sobre las ventas de energía y se muestran en la tabla 11.

Concepto	Miles de €
Aerogeneradores	6.190
Obra Civil de la instalación	453
Infraestructura eléctrica	129
Gastos Plan de Restauración Ambiental	34
Presupuesto de ejecución material	6.806

Tabla 10.- Distribución de Costes en la Ampliación del P. E. Sierra de Tineo.
Fuente: Elaboración propia.

Concepto	% Sobre ventas
Administración y Gestión	2,00
Alquiler de Terrenos	2,00
Impuestos Locales y Tasas	4,00
Gastos Diversos	2,00
Otros gastos variables	2,00
Seguro	1,00

Tabla 11.- Distribución de Costes supuesta.
Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros manejados para la realización de este estudio económico, son los que aparecen reflejados en la tabla 12. Estos valores servirán para determinar posteriormente y a partir de la producción estimada, la facturación anual de la instalación proyectada.

Para simplificar el análisis, no se considerará la inflación en los costes de explotación ni tampoco en los ingresos, aunque sí se tendrán en cuenta a la hora de actualizar los flujos de caja. No se considerarán tampoco ingresos por el valor residual de la instalación al final de su vida útil.

Para estimar el precio de venta, se revisa la *Orden ITC-3801-2008*, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009, publicada en el BOE de 31 de diciembre de 2008. Aquí se establece un precio de venta para la energía eólica en tarifa regulada (grupo b.2.1), de:

- 7,8183 c€/kWh los 20 primeros años.
- 6,5341 c€/kWh para los siguientes.

Los datos tomados como base para estos precios son los que aparecen en la tabla 3 del *Real Decreto 661/2007*.

El precio de venta de la energía considerado en este estudio es de **7,8183 c€/kWh**

Descripción del Proyecto Ampliación del P.E. Sierra de Tineo	
Potencia Instalada	6.000 kW
Inversión	1.350.000 €/MW instalado
	Total: 8,1 Millones de €
Distribución del Capital	20% Fondos Propios
	80% Crédito Bancario
Condiciones del Crédito	Capital: 6,48 Millones de €
	Periodo de amortización: 14 años
	Anualidad constante: 462.857 €
Tasas de Interés	Euribor (a 10 años): 2%
	Tipo Pasivo: 3,90%
	Tipo Activo: 3,50%
	Tasa de Actualización: 4%
Vida Útil de la Ampliación	20 años
Producción eléctrica	Horas equivalentes: 2.677
	Energía producida: 16,06 GWh
Revisión de Ingresos	1%
Revisión de Gastos	2%

Tabla 12.- Parámetros de partida.
Fuente: Elaboración propia.

El Valor Actual Neto (VAN), se calcula mediante la expresión:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+i)^t}$$

Donde:

- I: Inversión realizada en el año 0.
- n: Número de períodos en que se desarrolla el proyecto.
- Fct: Flujo de caja del proyecto en cada periodo.
- i: Valor del desembolso inicial de la inversión.

Introducidos los valores numéricos resulta:

$$VAN = 3.230.097 \text{ €}$$

La Tasa Interna de Retorno (TIR), es el valor de la tasa de interés que hace nulo el VAN. Se puede interpretar como el tipo de interés que el proyecto de inversión es capaz de

proporcionar y, por lo tanto, si es superior a la tasa de interés habitual del mercado por inversiones del mismo riesgo, la inversión será, en general, deseable.

Para el caso que nos ocupa.

TIRproyecto = 7,38%

Para una relación recursos propios/recursos ajenos de 20/80, el TIR de estos recursos propios resulta:

TIR = 22%

Recuperándose la inversión de los socios a los 8 años.

La tabla 13 muestra las hipótesis para la evaluación económico-financiera del proyecto y los resultados de los índices ya comentados.

ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA PARQUES EÓLICOS

Nombre del Proyecto
Fecha de realización

Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo
Febrero - 2009

Inversión específica	1.350 €/kW	Total Inversión	8.100.000 €
Potencia	6.000 kW		
Horas de func. equivalentes anual	2.677 h		
		Recursos propios	1.620.000 €
Capital Socios	20%	Crédito	6.480.000 €
Plazo para devolver el préstamo	14 años	Tipo Pasivo (*)	3,90%
Spread Pasivo	1,90%	Tipo Activo	3,50%
		Tasa de actualización (**)	4%
Euribor	2,00%	Producción	16.062 MWh/año
Tarifa eléctrica	0,078183 €/kWh	Facturación	1.255.775 €/año
Gastos O&M	0,0100 €/kWh		
Gastos Adm. y Gestión	2,00% Facturación	RESULTADOS	
Seguro	1,00% Facturación	Tir P	7,38%
Alquiler de terrenos	2,00% Facturación	Tir	22%
Impuestos locales y tasas	4,00% Facturación	VAN	3.230.097
Gastos diversos	2,00% Facturación	Payback Inversor	8 años
Otros gastos variables	2,00% Facturación		
Otros gastos fijos	0,00% Facturación		
Amortización del inmovilizado	15 Años		
Revisión Ingresos	1%		
Revisión Gastos	2%		
Impuesto de Sociedades	30%		
Deducción impuestos 1º al 5º año	0%		
Dividendo =	100%		

(*) Euribor + Spread Pasivo

(**) Para efectos del cálculo del VAN

Tabla 13.- Hipótesis de partida y Resultados.

Fuente: Elaboración propia.

4.2 BREVE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los análisis de sensibilidad para el VAN y el TIR se realizan modificando los siguientes parámetros:

- Inversión inicial.
- Velocidad del viento.
- Euribor
- Precio de la energía.

Por ser los que tienen un mayor impacto sobre los resultados financieros.

Inversión Inicial.

Considerando un rango de precios que oscila entre los 1.100 € por kW instalado y los 1.500 €/kW, los valores resultantes para el VAN y el TIR se reflejan en la tabla 14

€ por kW	TIR (%)	VAN (€)
1.100	32	4.595.956
1.200	28	4.049.612
1.250	26	3.776.440
1.300	24	3.503.269
1.350	22	3.230.097
1.400	21	2.956.925
1.500	18	2.410.582

Tabla 14.- Variaciones del VAN y el TIR según inversión inicial.
Fuente: Elaboración propia.

La inversión inicial tiene bastante repercusión en los índices de rentabilidad al constituir una parte fundamental de los costes del proyecto.

Variación de la Velocidad media del viento.

Para cada valor de velocidad media, se calculan las horas anuales equivalentes utilizando la curva de potencia expuesta en el gráfico 9. La tabla 15 recoge los valores del VAN y el TIR según el número de horas equivalentes.

Horas	TIR (%)	VAN (€)
2.500	19	2.528.859
2.600	21	2.925.038
2.677	22	3.230.097
2.700	22	3.321.218
2.800	24	3.717.398

Tabla 15.- Variaciones del VAN y el TIR según horas de funcionamiento equivalentes.
Fuente: Elaboración propia.

La velocidad del viento es un factor importante para la rentabilidad del proyecto y a la vez es el que menor grado de control representa. En general, una velocidad media por debajo de los 6 m/s hace que un proyecto no sea rentable.

Euribor.

Las variaciones del Euribor afectan considerablemente a las condiciones del préstamo a solicitar al banco y, por tanto, a la rentabilidad del proyecto. La tabla 16 muestra los resultados de estas variaciones.

Euribor	TIR (%)	VAN(€)
2	22	3.230.097
2,5	21	3.070.526
3	21	2.908.245
3,5	20	2.743.285
4	19	2.575.680
4,5	19	2.405.464

Tabla 16.- Variaciones del VAN y el TIR según Euribor.
Fuente: Elaboración propia.

Cuanto mayor es el Euribor, menos es el VAN del proyecto, ya que aumentan los intereses a pagar al banco y disminuyen los flujos de caja.

Precio de la energía.

Se puede considerar constata a corto plazo, pero a medio plazo, se pueden producir variaciones derivadas, por ejemplo, de un cambio en el tratamiento político de este tipo de generación eléctrica. La tabla 17 muestra las variaciones.

Precio	TIR (%)	VAN (€)
0,05500	8	-416.643
0,06500	14	1.177.371
0,07000	17	1.955.921
0,07818	22	3.230.097
0,08000	23	3.513.022
0,08500	26	4.291.572
0,09000	29	5.070.123

Tabla 17.- Variaciones del VAN y el TIR según tarifa eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

El precio percibido por la energía afecta de forma importante a estos parámetros, pudiéndose dar el caso de hacer que el proyecto no sea rentable.

5.- CONCLUSIONES

Conseguir un desarrollo sostenible a todos los niveles pasa por elaborar políticas energéticas que potencien el uso de las Energías Limpias, así como la promoción del Autoabastecimiento y la Eficiencia Energética. Una de las claves podría radicar en la tecnología del carbón.

El desarrollo de nuevas instalaciones de tipo eólico siempre estará justificado desde un punto de vista medioambiental, puesto que constituyen una fuente de generación de energía eléctrica limpia, eficiente y, actualmente, se puede decir que competitiva con respecto a las demás fuentes de generación.

Por otra parte, no se debería atender un proyecto de parque eólico si las condiciones del entorno no son las apropiadas. Un régimen de viento insuficiente o muy cercano al mínimo establecido como viable (unos 6 m/s), la presencia de elementos sensibles en los alrededores, bien desde el punto de vista medioambiental o histórico-cultural, etc, deberían ser condicionados suficientes como para no desarrollar este tipo de instalaciones. El desarrollo ha de ser sostenible en todos los sentidos.

La Ampliación del Parque Eólico Sierra de Tineo se justifica por todas las razones expuestas en la presente comunicación. Al ser una Ampliación de un parque existente, el impacto asociado a las nuevas instalaciones será menor que el impacto que generaría un parque nuevo en una ubicación distinta. Por supuesto, el uso de las mismas infraestructuras no hace sino aumentar el carácter positivo y beneficioso del planteamiento. Puesto que las máquinas planteadas son similares a las ya existentes, tampoco será necesario realizar un proyecto de mejora de las carreteras de acceso para su transporte, puesto que ya se llevó a cabo en su momento para la instalación del parque original.

Actualmente el ritmo de crecimiento de las instalaciones eólicas (renovables, en general), viene marcado por los planes que desarrolla el Gobierno (PANER). Esto, unido a la existencia de un pre-registro, similar al existente para la energía fotovoltaica, hace que la inversión en energía eólica se vea mermada en el medio plazo. La imposibilidad de saber cuándo entrará la instalación en proyecto en ese pre-registro (hay que tener en cuenta todos los trámites administrativos previos que se pueden alargar más dos años), y por tanto saber a cómo se le va a comprar la energía generada, convierten a estas instalaciones en difíciles de evaluar desde un punto de vista económico.

6.- BIBLIOGRAFÍA

Aubrey, C.; Pullen, A.; Zervos, A. y Teske, S.: **“Perspectivas globales de la energía eólica 2006”**. Informe elaborado por el Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC, *Global Wind Energy Council*) y *Greenpeace International*. Ámsterdam. Septiembre de 2006.

Varios Autores: **“Principios de conversión de la energía eólica (Serie de Ponencias)”**. Publicado por el CIEMAT. Madrid. 2005.

Cancino Solórzano, Y., Xiberta Bernat, J.: **“Statistical analysis of wind power in the region of Veracruz (México)”**. Renewable Energy 34. 2009 pp. 1628-1634.

Robles Fernández, S.; Cancino Solórzano, Y.; Xiberta Bernat, J.: **“Predicción Eólica en el Parque Eólico de Pico Gallo”**. XII Congreso Internacional de Energía y Recursos Minerales (CIERM 2007). ISBN: 978-84-8367-070-5. Oviedo, 7-11 de Octubre de 2007. España.

Cancino Solórzano, Y.; Villapol Cabeza, P.; Xiberta Bernat, J.; Gutiérrez, A. J.: **“Análisis Energético del principal Parque Eólico de México. La Venta II**. Conferencia Internacional sobre Energías Renovables y Tecnologías del Agua (CIERTA 2008). 2-3 de Octubre 2008. Almería. España.

Varios autores: **“Energía 2008”**. Foro de la Industria Nuclear Española. Madrid. 2008.

Escudero López, J. M.; Xiberta Bernat, J. y otros autores: **“Manual de Energía Eólica”**. Editorial Mundiprensa. Madrid. Año 2008.

Fernández Díez, P.: **“Energía eólica”**. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad de Cantabria. Santander. Año 2002.

Gipe, Paul: **“Energía eólica práctica”**. Traducción al castellano de *“Wind energy basics”* del mismo autor. Editorial Progensa (Promotora General de Estudios SA). Sevilla. Año 2000.

Migoya, Emilio: **“Introducción al uso del WAsP 8”**. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (Universidad Politécnica de Madrid). Abril de 2005.

Villarrubia, Miguel: **“Energía Eólica”**. Grupo Editorial Ceac. Barcelona. Septiembre de 2004.

“Aerogeneradores”. Documentación para formación de promotores de energías renovables. Neo Energía. Oviedo. Año 2006.

“Aerogeneradores. Tipos y componentes”. Energías Renovables. Universidad Pontificia de Comillas. Madrid. Año 2008.

Iniesta Mora, G: **“Recurso Eólico”**. Curso de Energía Eólica ENDESA. Septiembre de 2007.

Jiménez, G.: **“Identificación de sitios eólicos”**. IV Foro Regional: Energía Eólica y otras Renovables del Futuro. Costa Rica. Octubre de 2004.

García Ortega, J. L.; Cantero, A.: **“Renovables 2050: un informe sobre el potencial de las Energías Renovables en la España peninsular”**.

“Manuales de Energías Renovables: Energía Eólica”. Publicado por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*. Madrid. Septiembre de 2006.

Crespo, A.: “**Requerimientos para el diseño de aeroturbinas y estimación de Recursos**”. Curso de doctorado sobre Energía Eólica en la ETSI Industriales, Universidad de Oviedo. Oviedo. Junio de 2006.

Crespo, A.: “**Consideraciones sobre Parques Eólicos**”. Curso de doctorado sobre Energía Eólica en la ETSI Industriales, Universidad de Oviedo. Oviedo. Junio de 2006.

Crespo, A.: “**Aerodinámica y diseño de aeroturbinas**”. Curso de doctorado sobre Energía Eólica en la ETSI Industriales, Universidad de Oviedo. Oviedo. Junio de 2006.

Crespo, A.: “**Características del Viento y Estimación de Recursos**”. Departamento de Ingeniería Energética y Fluido-mecánica (UPM). Año 2006.

Migoya, Emilio: “**Modelización de Estelas en aeroturbinas**”. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (Universidad Politécnica de Madrid). Abril de 2005.

Rodríguez Amenedo, J. L.: “**Tecnología de Aerogeneradores**”. Universidad Carlos III de Madrid. Año 2006.