



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Proyecto Fin de Carrera

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Titulación: Ingeniero en Organización Industrial

Alumno/a: Daniel Torroglosa Giner

Director/a/s: Antonio Sánchez Káiser

Cartagena, 2 de Octubre de 2013

Índice

Capítulo 1: Introducción	4
1.1 Evolución histórica de la energía eólica	5
1.2 Estado de desarrollo de la energía eólica	10
1.3 Aerogeneradores.....	14
1.3.1 Clasificación de los aerogeneradores.....	14
1.3.2 Partes del aerogenerador	15
1.3.3 Funcionamiento de los aerogeneradores.....	16
1.4 Motivación	17
1.5 Objetivos	18
1.6 Situación y emplazamiento.....	20
1.6.1 Introducción	20
1.6.2 Criterios y justificación de la situación del parque	20
1.6.3 Criterios para la elección del emplazamiento	21
Capítulo 2: Normativa legal aplicable	22
2.1 Introducción	23
2.2 Marco legal de la generación de energía eléctrica.....	23
2.3 Real Decreto 2818/1998.....	25
2.3.1 Objeto.....	27
2.3.2 Ámbito de aplicación	27
2.4 Real Decreto 436/2004.....	30
2.4.1 Objeto.....	31
2.4.2 Ámbito de aplicación	31
2.5 Consideraciones Ambientales.....	32
2.5.1 Proyectos sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental	32
2.5.2 Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental	33

Capítulo 3: Estudio del recurso eólico. Potencial eólico disponible	34
3.1 Cómo influye la rotación de la Tierra en los vientos: Efecto Coriolis	35
3.2. Variaciones temporales del viento	42
3.3 Variaciones espaciales del viento. Variación vertical del viento	43
3.4 Datos eólicos	44
3.4.1 Gestión de datos eólicos.....	45
3.4.2 Distribución de direcciones. Rosa de los vientos.....	46
3.4.3 Distribuciones analíticas de velocidades. Ley de Weibull.....	48
Capítulo 4: Diseño del aerogenerador	50
4.1 Introducción	51
4.2 Diseño del rotor del aerogenerador	51
4.2.1 Prediseño del rotor.....	52
4.2.2 Procedimiento de diseño de las palas.....	60
4.3 Curva del aerogenerador.....	79
4.4 Cálculo de la energía	81
Capítulo 5: Conclusiones	84
Anexo 1: Recursos eólicos a 10 m.....	87
Anexo 2: Recursos eólicos a la altura del buje	96
Anexo 3: Características del perfil NACA 0012	99
Planos.....	100
Bibliografía	101

Capítulo 1: Introducción

1.1 Evolución histórica de la energía eólica

El uso más antiguo de la energía eólica del que se tiene documentación es como medio de locomoción. La energía eólica encontró su aplicación masiva en el panorama energético de la civilización humana con el uso de la vela para la propulsión de embarcaciones.

Salvo aplicaciones menores, los persas fueron probablemente los primeros en aplicar la energía eólica a la agricultura de forma masiva, usando motores de eje vertical para elevar agua de irrigación y moler grano (siglo VII). Estos aparatos estaban compuestos por velas montadas verticalmente unidas a un eje vertical, el empuje del aire sobre las velas proporcionaba un movimiento giratorio.

Hacia el siglo XIV se desarrolló el molino de torre. Ver figura 1 (Soria, 2007). En éstos sólo gira la parte superior del molino, que incluye el rotor, mientras que la parte inferior es una torre de ladrillo o piedra solidaria al suelo.



Figura 1. Molinos de torre

La potencia máxima del molino occidental podría cifrarse en unos 7 a 15 KW y se podía controlar bien por la cantidad de aspa recubierta de tela, bien con el uso de postigos de madera en las mismas.

El molino occidental se ha usado no sólo para moler sino para bombear agua, mover serrerías, extraer mineral y para aplicaciones en las que se requería potencia concentrada.

Ya en el siglo XVII se realizaron mejoras tecnológicas en los molinos de viento, como dar cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico, que empiezan a configurar los molinos modernos.

En el siglo XVIII se refinan los mecanismos del interior del molino, siendo ya común la existencia de rodamientos en los ejes de los molinos más avanzados. Las aspas pasan de ser un enrejado plano de madera recubierto de una lona con un larguero central, a ser un ala rudimentaria de iguales materiales. A finales de este siglo se podían encontrar molinos de viento por toda Europa y América del Norte y del Sur.

En el siglo XIX cabe destacar el desarrollo de la turbina eólica multipala americana (figura 2. Soria, 2007), que consiste en un rotor multipala de unos 3 metros de diámetro conectado a un mecanismo de bielamanivela.



Figura 2. Multipala americana

Por la misma época, en 1892, en Dinamarca, país con importantes recursos eólicos, el profesor Latour diseñó el primer aerogenerador eléctrico, marcando el comienzo del desarrollo de la moderna tecnología eólica. Antes de la primera guerra mundial se llegaron a instalar aerogeneradores con una potencia máxima de 25 KW.

A comienzos del siglo XX se produjeron muchas aportaciones científicas y técnicas fundamentadas en la mecánica de fluidos. El investigador alemán Betz demostró que la máxima fracción de energía extraíble de una corriente uniforme abierta es el 60 %, conocido como límite de Betz.

Asimismo, Glauert, experto en mecánica de fluidos, demostró que puede obtenerse mayor rendimiento cuanto mayor es el coeficiente de velocidad λ , cociente entre la velocidad de punta de pala debida al giro y la velocidad incidente del viento.

En 1927 Dekkler construyó el primer rotor provisto de palas de sección aerodinámica (redondeado en su borde de ataque (barlovento) y afilado en su borde de salida (sotavento), permitiendo velocidades de punta de pala de 4 a 5 veces la velocidad del viento incidente. La teoría había ya demostrado que al aumentar esta relación de velocidades, menor era la influencia del número de palas sobre el rendimiento, por lo que empezaron a aparecer aeroturbinas de dos y tres palas, lo que abarataría su construcción.

En 1924, Savonius desarrolla una aeroturbina de eje vertical consistente en dos semicilindros huecos, decalados y dispuestos según un eje vertical. Tenían la ventaja de ofrecer par de arranque pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacían que sus aplicaciones se limitasen a bombeo de pistón. Ver figura 3. (Soria, 2007).



Figura 3. Aerogenerador Savonius

En 1927, Darrieus desarrolla la turbina de eje vertical consistente en dos o más palas dispuestas con la forma que toma una cuerda sujeta por sus

extremos y sometida a un movimiento giratorio. Su rendimiento y velocidad eran comparables a las turbinas de eje horizontal pero presentaba algunas desventajas como la ausencia del par de arranque, lo que hacía necesario motorizar la turbina para que comience a girar y el empleo de tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural. Ver figura 4. (Soria, 2007)



4. Aerogenerador Darrieus

Como consecuencia de la crisis energética de 1973 y el encarecimiento del precio del petróleo en el periodo 1973-1986, se produce un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento del viento, que lleva a la aparición de los actuales aerogeneradores. Ver figura 5. (Soria, 2007).



Figura 5. Aerogenerador actual de eje horizontal

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

A finales de la década de los setenta aparecen los primeros aerogeneradores comerciales que denominaremos nueva generación de sistemas de conversión eólica.

La energía eólica representa hoy día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura.

En la siguiente tabla se presenta una comparativa entre las tecnologías utilizadas en las instalaciones eólicas de finales del siglo XX con los actuales aerogeneradores (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

	1985	1995	2008
Diámetro rotor (m)	15	40	72
Altura torre (m)	20	40	62
Potencia nominal (KW)	55	500	1500
Producción anual (MWh)	110	1451	4560
Peso total (t)	12	50	84
Coste estimado (€)	66600	450000	900000
Producción/Área barrida (MWh/m ²)	0.621	1.155	1.16
Peso palas/Área barrida (Kg/m ²)	1,6	1.2	1.09
Peso góndola/Área barrida (kg/m ²)	31	18	10
Peso total/Área barrida (Kg/m ²)	68	40	17
Coste /Potencia instalada (€/KW)	1212	900	600

Tabla 1. Evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2008.

La figura 6 muestra la evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2005.



Figura 6. Evolución de los aerogeneradores, periodo 1985-2005.

1.2 Estado de desarrollo de la energía eólica

- EÓLICA EN ESPAÑA

La energía eólica en España es una fuente de energía eléctrica renovable en la que España ha sido pionera a nivel mundial, produciendo en 2007 el 20 % de la electricidad eólica mundial, y convirtiéndose en líder en investigación y desarrollo de esta tecnología.

A 30 de Abril de 2012 la potencia eólica instalada era de 21.288 MW (21 % de la potencia bruta instalada del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante 2011 el 16 % de la demanda eléctrica. Además, desde el 2009 se trata así mismo de la tercera fuente de energía tras superar a la generada mediante carbón, y durante el mes de marzo de 2011 fue la principal tecnología de generación eléctrica del país (21% de la demanda).

Desde la década de 2000 ha sufrido un aumento espectacular, incentivada por una legislación que estimulaba fuertemente las investigaciones y las inversiones en este sector (Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) mediante primas.

El día 6 de febrero de 2013 se produjo el máximo histórico de producción instantánea hasta entonces con 17.014 MW a las 15:50. Asimismo se produjo ese día el máximo de producción horaria con 16.900 MWh entre las 15 y las 16 horas y de producción diaria con 344.000 MWh.; lo que supuso la superación de producción de la segunda energía la producida en centrales nucleares en casi 2,50 veces. Esta es una potencia superior (más del doble) a la capacidad de generación de las seis centrales nucleares que hay en España (7.742,32 MW).

Política energética

En 2011, el gobierno de España aprobó en el Plan Nacional de Energías Renovables unos objetivos eólicos para el periodo 2011-2020 de 35.000 MW instalados a 2020 en eólica en tierra y 3.000 MW en eólica marina.

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

En 2005, el Gobierno de España aprobó una nueva ley nacional con el objetivo de llegar a los 20.000 MW de producción en 2010. El plan energético español preveía generar el 30% de su energía de las energías renovables hasta llegar a los 20,1 GW en 2010 y los 36 GW en 2020. Se espera que la mitad de esta energía provenga del sector eólico, con lo que se evitaría la emisión de 77 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera .

Potencia instalada

Desde mediados de los años 90, la evolución de la potencia instalada eólica ha aumentado espectacularmente desde un 1,54 % en 1998, a un 21% en 2012:

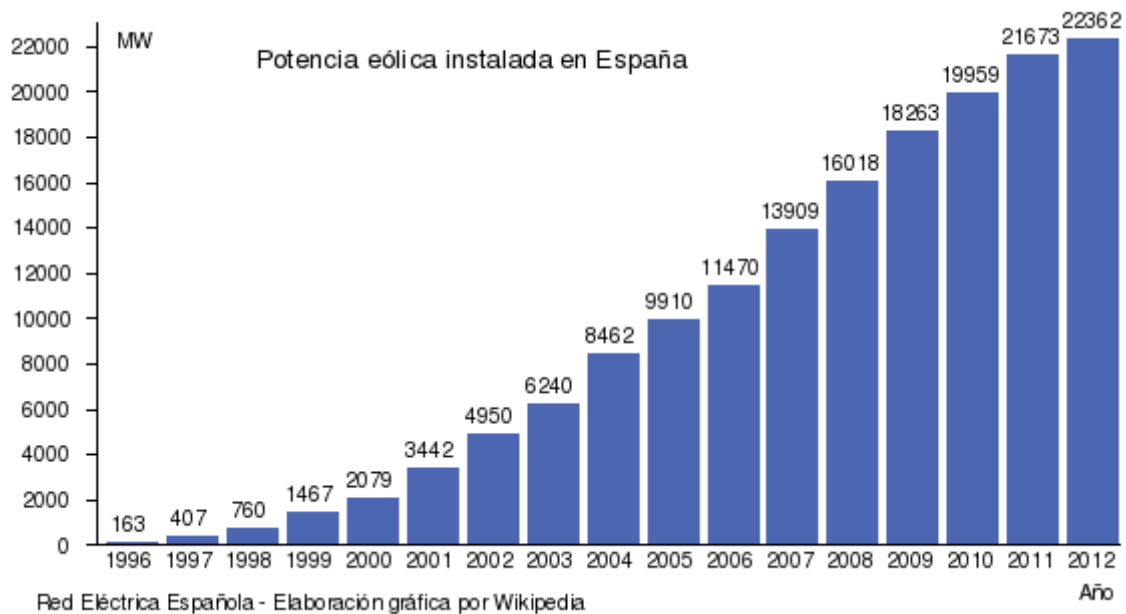


Figura 7: Potencia eólica instalada en España

Factor de carga

Según datos de 2012, la potencia instalada eólica era de 21.288 MW, y la producción entre Abril de 2011 y Abril de 2012 fue de ese mismo año fue de 43.112 GWh. Por lo tanto, el factor de carga del parque eólico español fue de aproximadamente el 23%.

Producción de energía eléctrica

A 31 de abril de 2012 la capacidad de energía eólica era de 21.288 MW (21 % de la potencia instalada del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante el año 2011 el 16 % de la demanda eléctrica.

España es el segundo productor de energía eólica en Europa, después de Alemania, y el cuarto del mundo, detrás de China, Estados Unidos y Alemania. Esto es debido a un marco regulatorio estable, un mejor conocimiento de los recursos, y una mejora en la tecnología, que ha propiciado una considerable reducción de la inversión inicial, el mantenimiento, y la explotación.

• SITUACIÓN MUNDIAL

Al finalizar 2004 la potencia eólica instalada en el conjunto del planeta se situaba aproximadamente en 47.200 MW. Esto suponía un nuevo récord de crecimiento anual, con 7.700 MW nuevos instalados durante el año 2004. Pero, sobre todo, confirmaba un cambio significativo en el desarrollo de esta industria: la globalización de la energía eólica. La industria eólica internacional está adoptando una visión muy positiva del desarrollo del mercado eólico mundial de cara a los próximos años.

Para el año 2013, se espera que la potencia instalada a nivel global alcance los 300.000 MW.

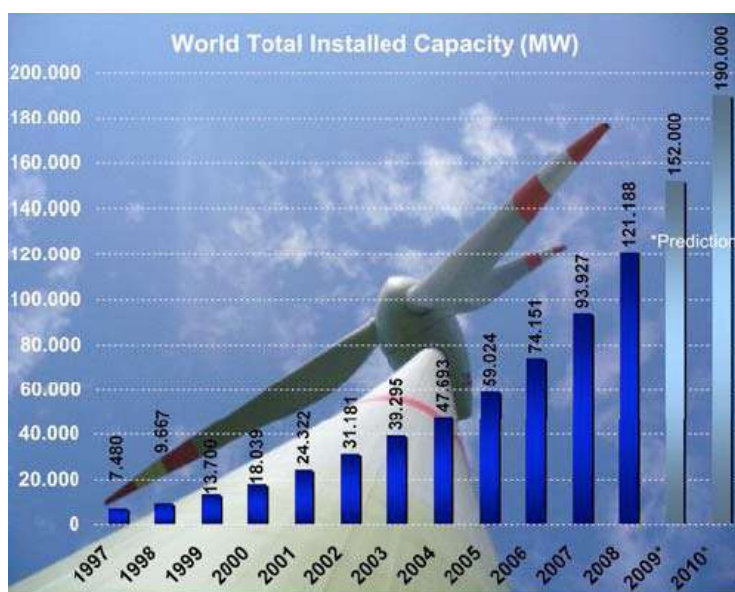


Figura 8. Evolución acumulada de la potencia eólica mundial. 1997-2010.

Si bien la Unión Europea (UE) representa el 55 % de toda la potencia instalada en el mundo, lo cierto es que el aprovechamiento energético del viento ha dejado de ser cuestión de un único continente.

Mientras que en 2003 fueron diez los países que construyeron parques eólicos por encima de los 100 MW, en 2004 esta lista aumentaba a 19, de los cuales 9 eran no europeos. Del mismo modo, el continente asiático poseía ya el 10% de la potencia eólica instalada.

En lo que respecta al ranking mundial, los cinco países del mundo con más potencia eólica acumulada a finales de 2004 volvían a ser: Alemania (16.630 MW), España (8.155 MW), EE. UU. (6.750 MW), Dinamarca (3.120 MW) e India (3.000 MW).

Debido a la globalización de la energía, este ranking ha cambiado a lo largo de los últimos cinco años, siendo en la actualidad EE.UU. el país que lo lidera con 25.700 MW instalados, seguido de Alemania y España con 23.903 MW y 16.754 MW, respectivamente. Ver figura 10.

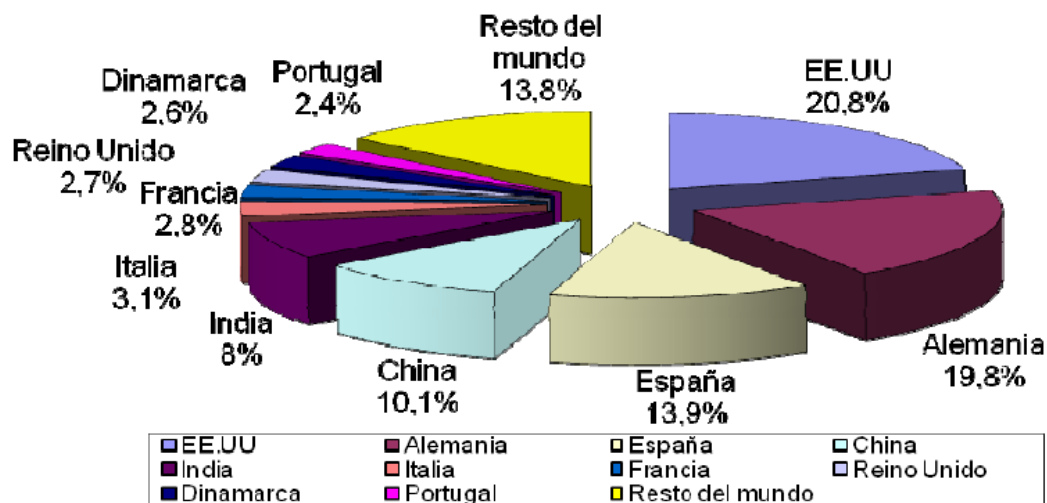


Figura 9. Top 10 Potencia eólica acumulada instalada en 2012

1.3 Aerogeneradores

Un aerogenerador es un generador de electricidad activado por la acción del viento. Se basa en el principio de funcionamiento de los antiguos molinos de viento que se empleaban para la molienda.

En este caso, la energía eólica mueve la hélice y, a través de un sistema mecánico de engranajes, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sofisticado sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la de la red (En el caso de España 50 Hz).

1.3.1 Clasificación de los aerogeneradores

La primera y más clásica clasificación, se basa en la posición de su eje principal.

Existen dos tipos, los de eje horizontal y los de eje vertical.

Los aerogeneradores de eje horizontal, se les llama de esta forma ya que poseen los ejes principales situados paralelamente al suelo. Necesita un control de orientación al viento, por ejemplo un motor eléctrico para aerogeneradores de más de 50 kW. Los elementos de conexión, multiplicador y generador, se encuentran a la altura del rotor en la góndola situado en lo alto de la torre. La disposición de las palas, puede ser a barlovento o a sotavento. Otra posible clasificación de este tipo de aerogeneradores, es en función del número de palas.

Los aerogeneradores de eje vertical, tiene los ejes principales perpendiculares al suelo. Una ventaja de este uso es que captan el viento en cualquier dirección, por lo tanto no necesita un control de orientación, otra ventaja es que el enlace con los multiplicadores y generadores se realiza en el suelo y por lo tanto tienen un coste menor y una mayor sencillez a la hora de su montaje.

La causa de no utilizar más estos tipos de aerogeneradores es que poseen una eficiencia notablemente menos que los aerogeneradores de eje horizontal.

1.3.2 Partes del aerogenerador

A continuación, se explicará de forma breve los elementos más importantes de los aerogeneradores, estos son: las palas, el buje, el equipo multiplicador de potencia, los ejes de alta y baja velocidad, el generador, el controlador de la torre.

Las palas del rotor: capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. Para hacernos una idea de las dimensiones de una pala, actualmente rondan alrededor de los 30m.

Buje: es el elemento que realiza la unión de todas las palas del aerogenerador. Se monta sobre el eje de baja velocidad, desde el que se transmite el par motriz a la transmisión de potencia del aerogenerador.

Equipo multiplicador de potencia: permite que el eje de alta velocidad, gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.

Ejes de alta y baja velocidad: el eje de baja velocidad del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador.

El eje de alta velocidad está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia. Este freno se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante el proceso de mantenimiento de la turbina.

Generador: también conocido como generador asíncrono o de inducción. Está formado por una máquina encargada de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Se compone de un rotor, que es la parte móvil y encargada de generar un campo magnético variable al girar las palas, y un estator que se trata de la parte fija sobre la que se genera la corriente eléctrica inducida.

Controlador: el controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier anomalía, automáticamente se para el aerogenerador y llama al ordenador del encargado (operario), de la turbina a través de un enlace telefónico o módem.

1.3.3 Funcionamiento de los aerogeneradores

La obtención de la potencia de un aerogenerador, se consigue convirtiendo la fuerza del viento en un par que actúa sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido de las palas y de la velocidad del viento.

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa. Por lo tanto la energía cinética del viento depende de la densidad del aire. A presión atmosférica normal y a 15°C la densidad del aire es 1,255 Kg/m³ aunque éste valor disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

En referencia al área de barrido de las palas, ésta determina cuanta energía del viento es capaz de capturar el aerogenerador. A mayor diámetro de palas, la superficie es mayor y por lo tanto la energía que absorbe el rotor es mayor.

La velocidad del viento es un parámetro muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad. A mayor velocidad de viento, la energía que capte el aerogenerador es mayor.

La energía cinética del viento es capturada por el aerogenerador gracias a las palas de rotor. Cuando el viento incide contra las palas, ésta giran en torno el eje del rotor y por lo tanto hacen girar el eje de baja velocidad al que está acoplado el buje. Éste gracias al multiplicador hace girar el eje de alta velocidad al que está acoplado el generador, que es el productor de energía eléctrica.

1.4 Motivación

En los últimos años se está produciendo un cambio de paradigma en el modelo energético, una renovación de la estructura energética, un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento de las fuentes renovables.

A nivel mundial se está optando por un modelo energético que, garantizando la cobertura de las necesidades energéticas, resulte menos agresivo con el medio ambiente.

Se está apostando por una introducción progresiva de las fuentes de energía renovables ya que se ha desarrollado una conciencia generalizada sobre la necesidad de protección del medio ambiente, a causa de los innumerables problemas ambientales que se venían detectando de manera alarmante: emisiones ácidas, derivados de la utilización masiva e incontrolada del carbón y petróleo; aumento del anhídrido carbónico atmosférico, cuya consecuencia más alarmante es el consiguiente incremento del efecto invernadero; disminución de la capa de ozono y otra serie de problemas, cuyas consecuencias podrían alterar gravemente tanto el clima como la calidad de vida en la Tierra.

La motivación de este proyecto ha surgido dentro del marco de aplicación de la energía eólica por representar hoy en día una de las fuentes energéticas renovables más económicas y viables, con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura capaz de competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales.

En la última década se ha producido en España una expansión extraordinaria del aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad. La disponibilidad de zonas con potencial eólico estimable junto con las políticas de apoyo a las energías renovables, sobre todo a la eólica, han contribuido a un enorme desarrollo industrial y tecnológico de este sector.

España es líder mundial, tanto en potencia instalada, donde ocupa el tercer puesto detrás de Alemania y Estados Unidos, como en número y volumen de empresas que participan en los distintos ámbitos de la energía

eólica. Todas las compañías más importantes del sector industrial eólico tienen plantas en nuestro país.

Existe un mercado interior y exterior incipiente y con alto potencial que es un objetivo claro para las empresas españolas.

Siguiendo con esta política energética se ha elaborado este proyecto, el cual está compuesto por dos partes. Por un lado, se va a realizar el diseño aerodinámico de las palas de un aerogenerador de 1.8 MW de potencia. Por otro lado, también se va a llevar a cabo la optimización de la energía producida por el parque eólico compuesto por las aeroturbinas diseñadas.

1.5 Objetivos

Dentro del marco general de crecimiento de la generación eólica expuesto en las secciones anteriores, el primer objetivo de la presente memoria es desarrollar un proyecto de diseño de un aerogenerador de 1.8 MW, el cual se usará para la implantación de un parque eólico en el término municipal de Lorca, provincia de Murcia.

La energía eléctrica generada en el parque eólico (compuesto por los aerogeneradores diseñados), debe ser capaz de satisfacer la demanda de electricidad de los habitantes del término municipal de Lorca.

Por consiguiente, la potencia nominal del parque se estima en torno a los 30 MW, potencia suficiente para generar energía eléctrica que cubra la demanda de los habitantes de la zona. Por tanto se implantarán 15 aerogeneradores de los diseñados para conformar el parque eólico.

El segundo objetivo principal es el de estudiar y optimizar la energía que es capaz de producir un parque eólico.

La consecución de este objetivo principal engloba otros objetivos secundarios:

- Selección y clasificación de zonas para la instalación del parque eólico.

Comprende el estudio de la orografía y el régimen de vientos de las distintas zonas existentes a partir de datos reales de viento. Una vez seleccionada la zona que a priori dispone de unas condiciones de viento suficientes como para albergar el parque eólico, se analizan cualitativamente otros parámetros que ayuden a identificar no sólo cuáles son los mejores emplazamientos desde el punto de vista del recurso (zonas con mayor velocidad media anual) sino también aquellos que presentan unas restricciones menores en cuanto a protección medioambiental, acceso al emplazamiento, cercanía de la infraestructura eléctrica para la evacuación de la energía, etc.

- Diseño de la tecnología de las turbinas eólicas.

Al diseñar un parque eólico se dispone de un emplazamiento delimitado, aquel que ha sido elegido en la fase de prospección del recurso eólico, y de una potencia total fijada asignada al parque. Con estas restricciones diseñaremos la máquina que se va a instalar en el parque. Una primera elección consiste en verificar que no existen limitaciones para la instalación de cierto tipo de aerogeneradores por motivos medioambientales, de transporte o instalación, etc.

Superada esta fase, el diseño de la aeroturbina se debe realizar de tal forma que se aproveche de la mejor manera posible el recurso del emplazamiento, es decir, que la energía anual producida sea la mayor posible.

1.6 Situación y emplazamiento

1.6.1 Introducción

En este apartado se indicará la situación y emplazamiento del parque eólico que a tratar en este proyecto. Para ello se incluyen las justificaciones necesarias, tanto en el apartado 1.6.2 como en el 1.6.3.

1.6.2 Criterios y justificación de la situación del parque

La zona seleccionada para la instalación del parque eólico comprende los parajes de la Quinta y los Pilonos, todos ellos situados en el término municipal de Lorca de la Región de Murcia, tal y como muestra el plano de de emplazamiento (Plano 1).

Para seleccionar la localización del parque eólico debemos tener en cuenta las características eólicas del mismo. Para ello debemos referirnos al mapa de recursos eólicos de la Región de Murcia (Plano nº 2) en el que podemos diferenciar varias zonas:

Zona 1: velocidad media del viento menor de 4 m/s

Zona 2: velocidad media del viento entre 4 y 4.5 m/s

Zona 3: velocidad media del viento entre 4.5 y 5 m/s

Y así sucesivamente.

Observando el mapa indicado podemos ver que Lorca, población en la que vamos a implantar el parque eólico, se encuentra en una zona cuya velocidad media del viento oscila entre 3.5 y 4.5 m/s, de manera que podemos considerar que se trata de un emplazamiento adecuado para la situación de un parque eólico.

Por otro lado, el desarrollo del parque eólico repercutirá directamente sobre la estructura productiva de esta zona y generará unos ingresos por canon de cesión de terrenos, licencia de obras, contratación de personal e ingresos de carácter fiscal y administrativos, importantes.

Esto favorecerá el desarrollo económico de la población, que en la actualidad es uno de los más bajos de la Región de Murcia.

1.6.3 Criterios para la elección del emplazamiento

En la elección de los terrenos donde se situarán las instalaciones se han tenido en cuenta las condiciones del terreno, además de la proximidad a las redes eléctricas de interconexión y del impacto medioambiental.

Puesto que la Sierra de Lorca está considerada como Z.E.P.A. (Zona de Especial Protección para las Aves), y L.I.C (Lugar de interés cultural) solamente nos quedan unos pocos lugares donde localizar las instalaciones y que se encuentren dentro del término municipal de Lorca.

En el Plano nº 3 podemos observar cuáles son las zonas protegidas del término de Lorca y cuáles no.

De las zonas no protegidas se ha optado, finalmente, por seleccionar la que incluye los parajes de la Quinta y los Pilonos, ya que es la que se encuentra más próxima a las redes eléctricas de interconexión. Este emplazamiento elegido para la ubicación de las instalaciones es el indicado en el Plano nº 1.

Capítulo 2: **Normativa legal** **aplicable**

2.1 Introducción

En este apartado vamos, en primer lugar, a hacer una relación de la normativa legal aplicable a la generación de energía eléctrica y, en particular, a la producción de energía eléctrica en régimen especial, dentro de la que se incluye la energía eólica. Posteriormente, se realizará un pequeño resumen de la normativa que afecta a la autoproducción de energía eléctrica a partir de energía eólica. En último lugar, se expondrá la normativa referente a las consideraciones ambientales que se deben tener en cuenta a la hora de realizar el proyecto de un parque eólico, como es el caso que nos ocupa en este documento.

En lo que se refiere al diseño estructural y aerodinámico del rotor y las palas de un aerogenerador, no hay una documentación de obligado cumplimiento en nuestro país; si bien es cierto que las empresas que se dedican a la realización de este tipo de diseños sí que poseen una normativa propia. Por tanto, en este proyecto no se tendrá en cuenta ningún tipo de normativa a la hora de realizar nuestro diseño del aerogenerador.

2.2 Marco legal de la generación de energía eléctrica

La normativa que afecta a la generación de energía eléctrica, nace con la publicación de la Ley 82/1980, de 30 de Diciembre, sobre Conservación de la Energía, en la que se establecen las normas y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a una utilización más eficiente de la energía y en cuyo capítulo segundo se define al autogenerador y se regulan las relaciones entre éste y las compañías eléctricas.

Posterior a la divulgación de esta Ley, la normativa referente a generación de energía eléctrica por medio de fuentes de energía renovables fue en aumento, con una serie de Leyes, Reales Decretos y Órdenes ministeriales, las cuales se citan a continuación.

Real Decreto 907/1982, de 2 de Abril, sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica.

Real Decreto 872/1982 sobre tramitación de expedientes de solicitud de beneficios fiscales, financieros y económicos.

Real Decreto 2366/1994, de 9 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, que establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia.

Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 841/2002, de 2 de Agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, que sustituye al anterior, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Orden Ministerial de 7 de Julio de 1980: Regulación de las relaciones técnicas y económicas entre autogeneradores y empresas eléctricas.

Orden Ministerial de 7 de Julio de 1982: Normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico.

Orden Ministerial de 8 de Abril de 1983: Normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico.

Orden Ministerial de 17 de Diciembre de 1985: Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a la red eléctrica de autogeneradores.

Orden Ministerial de 5 de Septiembre de 1985: Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a la red eléctrica de autogeneradores.

Orden Ministerial de 28 de Febrero de 2001 de la conserjería de Tecnologías, Industria y Comercio, por la que se establecen las bases reguladoras de la concesión de subvenciones con destino a ejecución de proyectos de explotación de recursos energéticos renovables.

A continuación se desarrollará de forma resumida la normativa que afecta a la autoproducción de energía eléctrica a partir de energía eólica.

2.3 Real Decreto 2818/1998

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. La Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos, tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente, por otra parte necesarios en función de los compromisos adquiridos por España en la reducción de gases productores del efecto invernadero. Así establece para su consecución la existencia de un régimen especial de producción de energía eléctrica, como régimen diferenciado del ordinario. En este último, el esquema regulador es el mercado de producción en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad y donde se establecen los precios como consecuencia de su funcionamiento como mercado organizado.

El régimen especial ha venido siendo regulado desde el año 1980 por diversa normativa. Sin embargo, la nueva Ley hace obligada la promulgación del presente Real Decreto para tratar de adecuar el

funcionamiento de dicho régimen a la nueva regulación e introducción de competencia.

El presente Real Decreto desarrolla la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997, de 30 de Diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, e impulsa el desarrollo de instalaciones de régimen especial mediante la creación de un marco favorable sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia, aunque estableciendo situaciones diferenciadas para aquellos sistemas energéticos que contribuyan con mayor eficacia a los objetivos antes señalados.

Para alcanzar ese logro se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre. Para las instalaciones basadas en energías renovables y de residuos el incentivo establecido no tiene límite temporal debido a que se hacen necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus especiales características y nivel tecnológico, sus mayores costes no les permiten la competencia en un mercado libre.

Los incentivos que se establecen para las energías renovables son tales que van a permitir que su aportación a la demanda energética de España sea como mínimo del 12 por 100 en el año 2010, tal y como establece la disposición transitoria decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.

Asimismo, el presente Real Decreto establece un período transitorio suficientemente dilatado en el que a las instalaciones acogidas a la regulación anterior continúa siéndoles de aplicación el régimen que dicha regulación establecía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria y Energía, de acuerdo con el consejo de Estado, con aprobación del Ministro de Administraciones Públicas, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de Diciembre de 1998.

2.3.1 Objeto

El desarrollo reglamentario, en lo que se refiere al régimen especial, de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, a los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, a las condiciones de entrega de la energía y al régimen económico. El establecimiento de un régimen transitorio para las instalaciones que en la fecha de entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico antes citada, estaban acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica, por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

La determinación de una prima para aquellas instalaciones mayores de 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley del Sector Eléctrico.

2.3.2 Ámbito de aplicación

Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW, que reúnan las siguientes características:

Instalaciones de autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción térmica de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I.

Estos tipos de instalaciones se clasifican en dos grupos:

a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración, entendiéndose como tales aquellas que combinan la producción de energía eléctrica con la producción de calor útil para su posterior aprovechamiento energético no eléctrico.

a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Tienen la consideración de autoprodutores aquellas personas físicas o jurídicas que generen electricidad fundamentalmente para su propio uso, entendiéndose que esto es así si autoconsumen en promedio anual, al menos, el 30 por 100 de la energía eléctrica producida si su potencia es inferior a 25 MW y, al menos, el 50 por 100 si es igual o superior a 25 MW.

A los efectos del cómputo de autoconsumo a que se refiere el párrafo anterior se podrá contabilizar el consumo de electricidad en aquellas empresas que tengan una participación superior al 10 por 100 en la titularidad de la planta de producción en régimen especial.

En cualquier caso, deberá existir un único perceptor de las primas, quien, además, deberá disponer de los aparatos de medida necesarios para acreditar el cumplimiento de las condiciones anteriores.

Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, clasificadas en los grupos siguientes:

b.1. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía solar.

b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía eólica.

b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria energía geotérmica, energía de las olas, de las mareas y de rocas calientes y secas.

b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia no sea superior a 10 MW.

b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia sea superior a 10 MW y no supere los 50 MW.

b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa primaria, entendiéndose como tal el conjunto de vegetales de crecimiento menor de

un año, que pueden utilizarse directamente o tras un proceso de transformación, para producir energía.

b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa secundaria, entendiéndose como tal el conjunto de residuos de una primera utilización de la biomasa, principalmente estiércoles, lodos procedentes de la depuración de aguas residuales, residuos agrícolas, forestales, biocombustibles y biogás. Se entenderá como combustible principal aquel que suponga como mínimo el 90 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

b.8. Centrales que utilizan energías incluidas en los grupos b.6 y b.7 anteriores, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior. La electricidad generada por el combustible convencional sólo será retribuida al precio de mercado a que hace referencia el artículo 24 de este Real Decreto.

b.9. Centrales mixtas de los grupos anteriores del presente apartado.

Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no contemplados en el párrafo b) anterior, que se clasifican en los siguientes grupos:

c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos urbanos.

c.2. Instalaciones que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.

c.3. Centrales que utilizan energías incluidas en los grupos anteriores, junto con combustibles convencionales, siempre que éstos no supongan más del 50 por 100 de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

d) Instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW.

No podrán acogerse al presente Real Decreto aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico hubieran estado

sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de Diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, salvo que hubieran permanecido sin producción durante los cinco años anteriores a la solicitud de inclusión y superado el período de vida útil que dicha reglamentación establecía y las instalaciones de los grupos definidos en el párrafo b) anterior cuando su titular realice actividades de producción en régimen ordinario.

Se entenderán incluidas en el presente Real Decreto aquellas instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, con posterioridad a la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico. No obstante, los titulares de estas instalaciones deberán solicitar al órgano competente adscripción de alguno de los grupos definidos en el presente artículo y la inscripción en el correspondiente Registro, de acuerdo con el capítulo II del presente Real Decreto.

2.4 Real Decreto 436/2004

Este real decreto tiene por objeto unificar la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, en lo que se refiere a la producción de energía eléctrica en régimen especial, en particular en lo referente al régimen económico de estas instalaciones. Se pretende con él seguir el camino iniciado con el Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración, con una ventaja añadida, como es el hecho de poder aprovechar al propio tiempo la estabilidad que ha venido a proporcionar, para el conjunto del sistema, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de Diciembre, de metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, para dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro próximo apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente.

2.4.1 Objeto

Este real decreto tiene por objeto:

La actualización, sistematización y refundición de las disposiciones reglamentarias dictadas en desarrollo de las normas sobre régimen jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial recogidas en la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.

El establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, basado en una metodología de cálculo de la retribución, objetiva y transparente, compatible con la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, regulada por el Real Decreto 1432/2002, de 27 de Diciembre.

El establecimiento de sendos regímenes económicos transitorios, tanto para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, como para las acogidas al Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos o cogeneración.

La determinación de una prima complementaria para aquellas instalaciones mayores de 50 MW, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre.

2.4.2 Ámbito de aplicación

Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre.

2.5 Consideraciones Ambientales

La normativa que afecta a la realización de parques eólicos en lo referente a evaluación de impacto ambiental es la que sigue:

Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.

Real Decreto 1131/1988, de 30 de Septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (E.I.A.).

Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Ley 1/1995, de 8 de Marzo, de protección del medio ambiente de la Región de Murcia.

Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.

2.5.1 Proyectos sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental

Tanto en la Ley 1/1995, de 8 de Marzo, como en la Ley 6/2001, de 8 de Mayo, vienen recogidos los tipos de proyectos que deben ser sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental y, más concretamente, los proyectos de instalaciones que utilizan la energía eólica para generar energía eléctrica. A continuación pasamos a desarrollar los apartados de cada Ley en los que se hace referencia a este tipo de proyectos.

Ley 1/1995, de 8 de Marzo, de protección del medio ambiente de la Región de Murcia.

Anexo I

2.1.a. Cualquier proyecto a realizar en un Área de Sensibilidad Ecológica donde exista el riesgo de alteración de la realidad física o biológica de la zona.

2.6.f. Plantas de transformación de energía solar y energía eólica que ocupen una superficie mayor de 5.000 metros cuadrados.

Ley 6/2001, de 8 de Mayo, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.

9.b.9. Parques eólicos que tengan más de 10 aerogeneradores.

Anexo II

4.h. Parques eólicos no incluidos en el Anexo I.

9.k. Cualquier cambio o ampliación de los proyectos que figuran en los Anexos I y II, ya autorizados, ejecutados o en proceso de ejecución que puedan tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente

2.5.2 Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental

El procedimiento aplicable será el establecido en el Real Decreto 1131/1988, de 30 de Septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental. En la Región de Murcia este procedimiento se completa con lo establecido en la Ley 1/1995, de 8 de Marzo, modificada por la Ley 1/2002, de 20 de Marzo, de Adecuación de los procedimientos de la Administración Regional a la Ley 30/1992.

Real Decreto 1131/1988, de 30 de Septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (E.I.A.):

Capítulo II. Sección III. Artículos del 13 al 19.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Título VII. Capítulos I y II. Artículos 124 y 125.

Capítulo 3:
Estudio del recurso
eólico. Potencial
eólico disponible

Este capítulo está destinado a describir cada uno de los pasos seguidos en el tratamiento de los datos de viento del emplazamiento de nuestro estudio, desde su recogida en la estación de medición, hasta la obtención del potencial eólico disponible en la zona, el cual marcará el diseño definitivo del proyecto.

3.1 Cómo influye la rotación de la Tierra en los vientos: Efecto Coriolis

La rotación de la Tierra ejerce un efecto sobre los objetos que se mueven sobre su superficie que se llama "Efecto Coriolis". En el Hemisferio Norte este efecto curva su dirección de movimiento hacia la derecha. Cuando un objeto inicia un movimiento apuntando en una dirección en el Hemisferio Norte, sea cual sea esa dirección, la trayectoria real resulta curvada hacia la derecha respecto a la dirección inicial. Esto es debido a que la Tierra gira de Oeste a Este. Cuando se dispara con un cañón de largo alcance, en el momento de apuntar, hay que tener en cuenta este efecto.

Con un cañón que alcance 40 km, el punto de impacto se desviará a la derecha de la dirección en que apuntamos. Sin ningún tipo de viento que desvíe la bala, caerá unos cuantos metros a la derecha debido a la rotación de la Tierra.

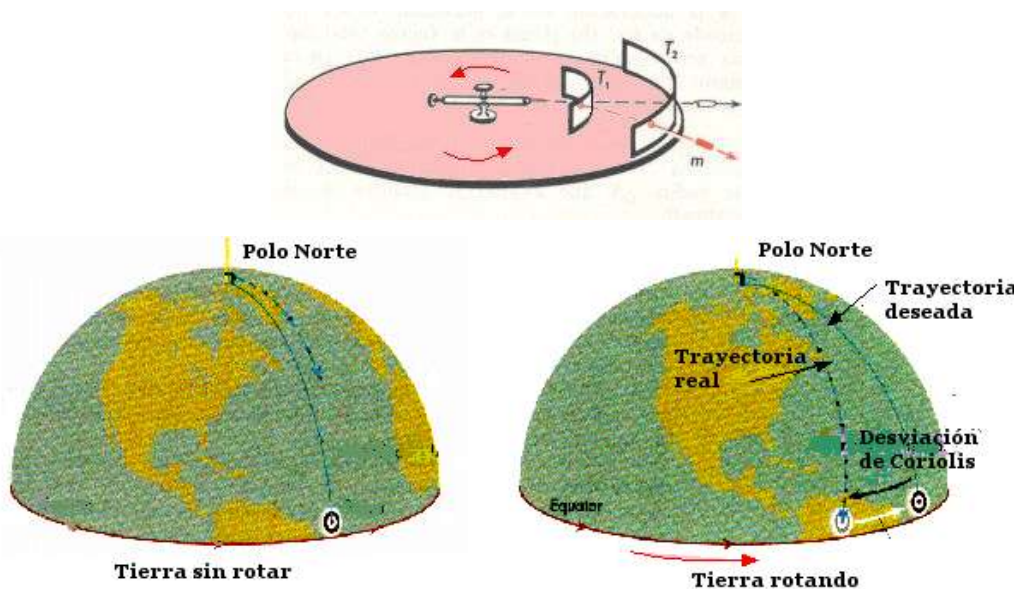


Figura 10. Aclaración del efecto Coriolis

Vientos locales: brisas marinas

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden influir en las direcciones de viento más comunes. Los vientos locales siempre se superponen en los sistemas eólicos a gran escala, esto es, la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos global y local.

Cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden dominar los regímenes de viento.

Brisas marinas

Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol.

El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama brisa marina. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan.

Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña.

El conocido monzón del sureste asiático es en realidad un forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

Vientos locales: vientos de montaña

Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (ó en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle; este efecto es conocido como viento de cañón.

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes. Ejemplo de ello son: El Fhon de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y el Zonda en los Andes. Ejemplos de otros sistemas de viento locales son el Mistral, soplando a lo largo del valle del Rhone hasta el Mar Mediterráneo, y el Sirocco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mar Mediterráneo.

La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

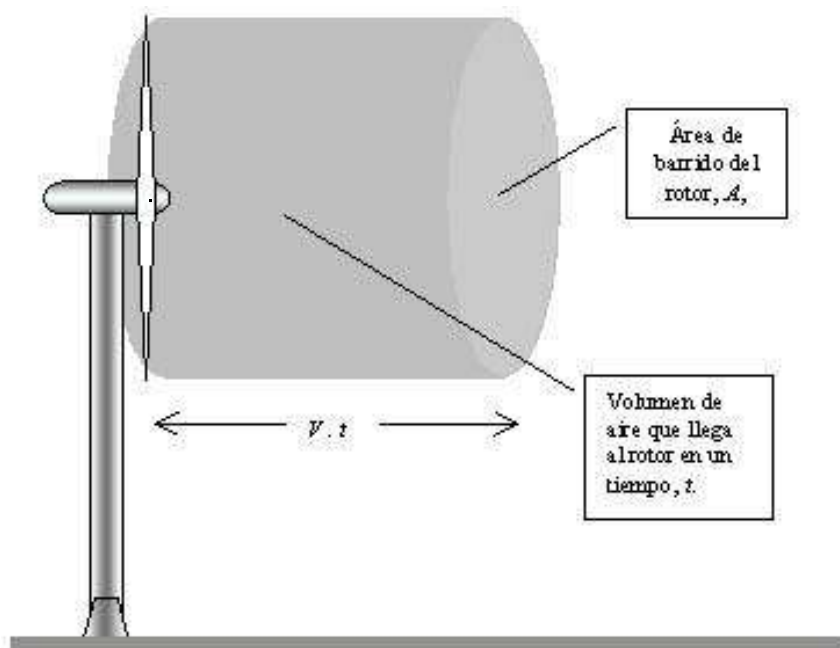


Figura 11: porción cilíndrica pasa a través del rotor de un aerogenerador

Densidad del aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen.

En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina.

A presión atmosférica normal y a 15° C el aire pesa unos 1,225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

Área de barrido del rotor

Nuestro aerogenerador, tiene un diámetro de barrido de 78m, lo que supone un área de barrido de 5 m. aproximadamente. El área del rotor determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá $2 = 2 \times 2 =$ cuatro veces más energía.

La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor.

El área del disco cubierto por el rotor (y, por supuesto, las velocidades del viento) determina cuanta energía podemos coleccionar en un año.

La figura 12 da una idea de los tamaños de rotor normales en aerogeneradores: una típica turbina con un generador eléctrico de 600 kW suele tener un rotor de unos 44 metros. Si dobla el diámetro del rotor, obtendrá un área cuatro veces mayor (dos al cuadrado).

Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible cuatro veces mayor.

Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas arriba, ya que muchos de los fabricantes optimizan sus máquinas ajustándolas a las condiciones de viento locales: por supuesto, un gran generador requiere más potencia (es decir, vientos fuertes) sólo para poder girar.

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Por lo tanto, si instala un aerogenerador en un área de vientos suaves realmente maximizará la producción anual utilizando un generador bastante pequeño para un tamaño de rotor determinado (o un tamaño de rotor más grande para un generador dado).

Para una máquina de 600 kW, los tamaños de rotor pueden variar entre 39 a 48 m. La razón por la que, en zonas de vientos suaves, se puede obtener una mayor producción de un generador relativamente más pequeño es que la turbina estará funcionando durante más horas a lo largo del año.

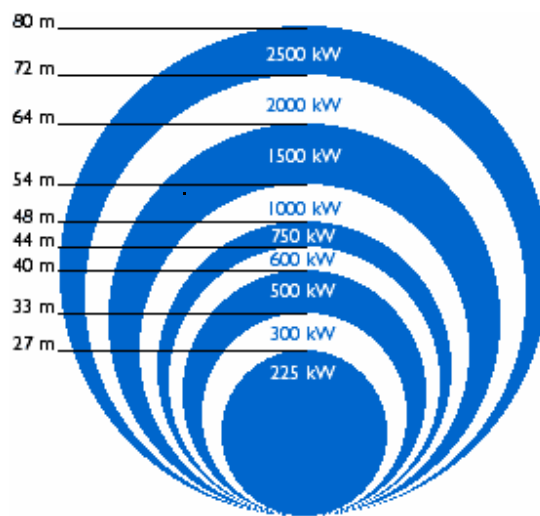


Figura 12: La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor

Razones para elegir grandes turbinas

Existen economías de escala en las turbinas eólicas, es decir, las máquinas más grandes son capaces de suministrar electricidad a un coste más bajo que las máquinas más pequeñas. La razón es que los costes de las cimentaciones, la construcción de carreteras, la conexión a la red eléctrica, además de otros componentes en la turbina (el sistema de control electrónico, etc.), son más o menos independientes del tamaño de la máquina.

Las máquinas más grandes están particularmente bien adaptadas para la energía eólica en el mar. Los costes de las cimentaciones no crecen en proporción con el tamaño de la máquina, y los costes de mantenimiento son ampliamente independientes del tamaño de la máquina.

En áreas en las que resulta difícil encontrar emplazamientos para más de una única turbina, una gran turbina con una torre alta utiliza los recursos eólicos existentes de manera más eficiente.

Razones para elegir turbinas más pequeñas

La red eléctrica local puede ser demasiado débil para manipular la producción de energía de una gran máquina. Este puede ser el caso de las partes remotas de la red eléctrica, con una baja densidad de población y poco consumo de electricidad en el área.

Hay menos fluctuación en la electricidad de salida de un parque eólico compuesto de varias máquinas pequeñas, pues las fluctuaciones de viento raras veces ocurren y, por lo tanto, tienden a cancelarse. Una vez más, las máquinas más pequeñas pueden ser una ventaja en una red eléctrica débil.

El coste de usar grandes grúas, y de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar los componentes de la turbina, puede hacer que en algunas áreas las máquinas más pequeñas resulten más económicas.

Con varias máquinas más pequeñas el riesgo se reparte, en caso de fallo temporal de la máquina (p.ej. si cae un rayo).

Consideraciones estéticas en relación al paisaje pueden a veces imponer el uso de máquinas más pequeñas. Sin embargo, las máquinas más grandes suelen tener una velocidad de rotación más pequeña, lo que significa que realmente una máquina grande no llama tanto la atención como muchos rotores pequeños moviéndose rápidamente.

Los aerogeneradores desvían el viento

En realidad, un aerogenerador desviará el viento antes incluso de que el viento llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador.

En la imagen de arriba tenemos el viento que viene desde la derecha y usamos un mecanismo para capturar parte de la energía cinética que posee el viento (en este caso usamos un rotor de tres palas, aunque podría haberse tratado de cualquier otro mecanismo).

El rotor de la turbina eólica debe obviamente frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Este efecto puede apreciarse en la imagen inferior, donde se muestra un tubo imaginario, el llamado tubo de corriente, alrededor del rotor de la turbina eólica. El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor.

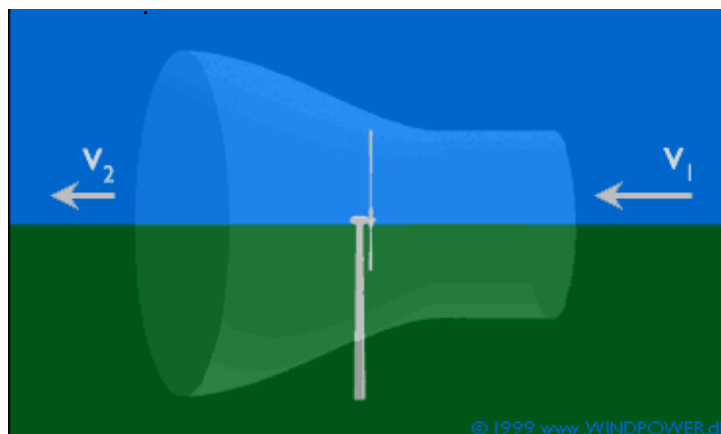


Figura 13: desvío del viento en el aerogenerador

El viento no será frenado hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. La ralentización se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que la velocidad llegue a ser prácticamente constante.

3.2. Variaciones temporales del viento

Los movimientos de la atmósfera varían en un amplio rango de escalas temporales (de segundos a meses) y espaciales (de centímetros a miles de kilómetros).

Mediante el análisis de las series temporales de viento en la región cercana al suelo, se observa que existen determinados ciclos o fluctuaciones de la velocidad del viento en diversos rangos de frecuencia.

Estos ciclos están asociados a diferentes escalas del movimiento atmosférico, los cuales sólo están provocados directamente por la radiación solar sino también por las energías procedentes de los diversos intercambios (dinámicos, térmicos y radiactivos) que tienen lugar simultáneamente en la atmósfera.

El espectro de la energía cinética del viento representa la distribución de una serie de ciclos energéticos que se detallan a continuación:

- Ciclos anuales, de muy baja frecuencia, con una gran energía asociada y motivada por el movimiento de la Tierra en su órbita alrededor del Sol.
- Ciclos de 3 a 4 días, de frecuencia intermedia, asociados a frentes meteorológicos (ciclones y anticiclones), y que son importantes para la operación de un parque eólico.
- Ciclos diarios, de menor importancia energética, como pueden ser las brisas marinas.
- Ciclos de menos de 1 minuto, de alta frecuencia y que pueden tener importancia energética, originados por el intercambio mecánico en las capas bajas de atmósfera debido a las características superficiales del terreno. Se denominan ciclos de turbulencia o, simplemente, turbulencia.

3.3 Variaciones espaciales del viento. Variación vertical del viento

En general, el perfil vertical de velocidades no es constante con la altura. Debido al rozamiento con la superficie terrestre, la velocidad es menor cerca del suelo y tiende a aumentar según se asciende.

La rugosidad y los cambios del relieve modifican la distribución vertical del viento provocando aceleraciones y deceleraciones del viento que se traducen en un perfil irregular, llegando incluso, a sobrecargar la estructura del aerogenerador.

Los datos de vientos son medidos a una altura determinada sobre el nivel del suelo. En el caso de las estaciones meteorológicas empleadas en este estudio se realizaron medidas a 10 m. Existen distintos métodos que permiten determinar la velocidad del viento a otras alturas de interés, como es, por ejemplo, la correspondiente a la altura del eje del rotor.

Los perfiles más utilizados para establecer las características cualitativas y cuantitativas de esta variación vertical son el perfil logarítmico y el perfil de potencia. En este proyecto se ha empleado la ley logarítmica. Más adelante explicaremos los motivos.

En este estudio ha sido preciso realizar la extrapolación vertical para conocer la velocidad más próxima a la realidad a la altura del buje del aerogenerador.

Se debe tener en cuenta que un cambio de rugosidad o la presencia de obstáculos provocan aceleraciones o deceleraciones del viento, a la vez que modifica su perfil vertical.

Como se ha podido observar, es obvia la dificultad de conocer las características del viento en una zona con la simple obtención de datos de una estación de medida.

3.4 Datos eólicos

a) Campaña de registro de datos eólicos

Para la determinación del recurso eólico de una zona es necesario disponer de datos lo más precisos posible, para lo cual se realiza una campaña de medidas que proporcione todos aquellos parámetros básicos para un buen diseño del parque eólico.

La campaña de registro de datos eólicos debe prolongarse al menos durante un año de forma interrumpida. En nuestro caso se han utilizado datos de alrededor de 1 año. De esta forma, podemos conocer las variaciones o ciclos anuales de la corriente de viento. Para determinar las características del viento y poder analizar las posibilidades y condiciones de su aprovechamiento es necesario realizar un análisis estadístico de estos datos, al ser el viento una fuente de energía variable y aleatoria.

Los valores instantáneos a medir mediante los correspondientes aparatos de medida son:

- La velocidad.
- La dirección del viento.
- La temperatura.
- La presión atmosférica.

b) Instrumentación

En energía eólica se utilizan principalmente cuatro tipos de instrumentos meteorológicos: anemómetros, termómetros, veletas y barómetros.

1. Anemómetros para medir la velocidad del viento.

La velocidad de rotación, proporcional a la velocidad del viento, se mide, en este caso, contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo.

2. Veletas para medir la dirección

Son dispositivos montados sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que pueden moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento.

3. Termómetros para medir la temperatura del aire

Con la medición de la temperatura se puede determinar la potencia suministrada, así como analizar la climatología local en emplazamientos de plantas eólicas. El termómetro más empleado consiste en un elemento de resistencia de platino.

4. Barómetros para medir la presión atmosférica ambiental

La señal que procede de cada instrumento se dirige a un sistema de registro o LOGGER ubicado en la base de la torre, donde la información queda almacenada en pequeños chips.

3.4.1 Gestión de datos eólicos

Con los datos obtenidos se hace una modelización en la zona de estudio, mediante una extrapolación temporal a largo plazo (al menos durante la vida útil del parque) y una extrapolación espacial a todo el dominio considerado.

Representaciones estadísticas

Al ser la energía eólica una fuente de energía variable y aleatoria, es necesario realizar análisis estadísticos de los datos.

Las representaciones estadísticas más comúnmente utilizadas para sintetizar las velocidades y direcciones de viento características del potencial eólico en un emplazamiento son: la distribución por rumbos de las direcciones y la distribución por frecuencias de las velocidades.

3.4.2 Distribución de direcciones. Rosa de los vientos

La representación más corriente de distribución direccional del viento es la llamada “Rosa de los vientos”, que representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección.

La dirección del viento siempre está referida al lugar desde donde procede la corriente de aire. Normalmente, en la rosa de vientos también se refleja la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

La parcela elegida para la ubicación del parque se encuentra en la ciudad de Lorca, entre las zonas de La quinta y Los pilones como ya hemos explicado anteriormente.

Lo primero que vamos a hacer es calcular la distribución de velocidades en la zona.

Para ello, vamos a acceder a los datos proporcionados por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). Fuente: www.cener.es

Estos datos han sido obtenidos mediante 1 año de simulaciones aprox. hora a hora con el modelo meteorológico SKIRON. Los resultados se presentan a 10 metros de altura sobre la superficie del terreno.

La Figura 14 representa la Rosa de Vientos formada por 16 sectores, relativa a la zona de Lorca. En ella se ve claramente dos direcciones predominantes en las zonas norte y oeste, encontrándose además que las velocidades máximas del emplazamiento corresponden con esas mismas direcciones.

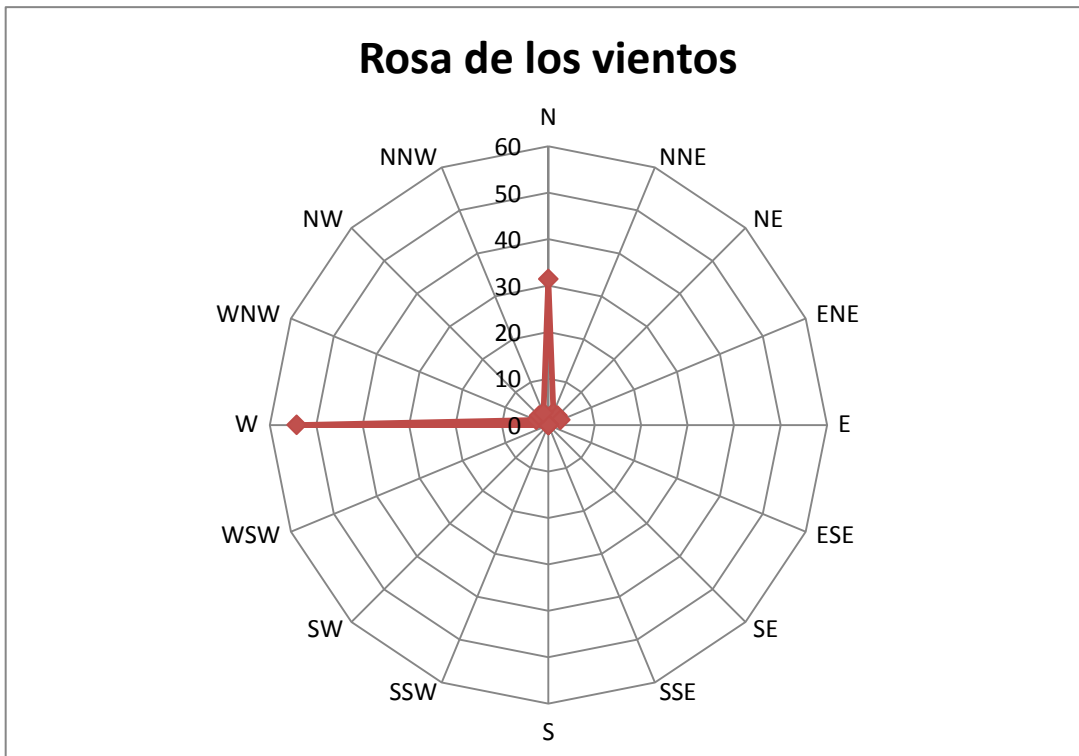


Figura 14: Rosa de Vientos

Como podemos observar, las direcciones predominantes del viento en la zona son la norte y la oeste.

La frecuencia en estas dos zonas es del 54.2% y el 31.4% respectivamente. Esto supone que los aerogeneradores que componen nuestro parque eólico deben tener una orientación opuesta a la dirección predominante del viento. En nuestro caso nos quedaremos con la dirección oeste (W) ya que es la que mayor porcentaje nos da. Por tanto los aerogeneradores estarán orientados en dirección este (E). Además, el parque estará formado, idealmente, por filas de aerogeneradores con dirección perpendicular a la predominante del viento, es decir, en dirección Norte.

En el anexo 1, apartado A se muestra la tabla con la frecuencia y el porcentaje en que se repiten las direcciones del viento proporcionada por Cener.

3.4.3 Distribuciones analíticas de velocidades. Ley de Weibull

El conocimiento de la distribución de probabilidades de viento es importante para determinar el potencial eólico disponible, además de obtener otros parámetros energéticos de interés como son, la potencia recuperable, el factor de irregularidad, o para estimar la probabilidad de que la velocidad esté comprendida dentro de un intervalo de velocidades dado.

Las representaciones analíticas más utilizadas por su similitud con las distribuciones reales normalmente medidas son la de Rayleigh y la de Weibull:

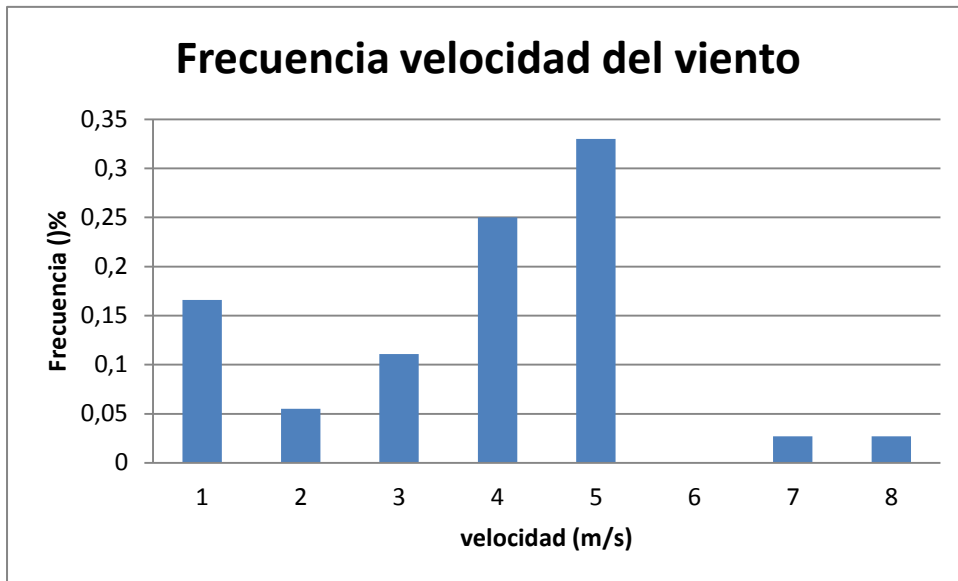
- Distribución de Rayleigh. La distribución de probabilidades acumuladas, que mide la probabilidad de que la velocidad del viento sea inferior a un valor dado V .
- Distribución de Weibull. La expresión analítica más usada en estudios de energía eólica para representar la probabilidad de velocidades de viento es la distribución de Weibull. Ésta consta de dos parámetros: el parámetro de forma K (adimensional) y el factor de escala A (m/s).

Desde el punto de vista práctico la expresión de Weibull, en función de dos parámetros, proporciona un método empírico preciso para la representación de la distribución de probabilidades de viento. La distribución de Rayleigh es un caso particular de la Weibull para $K=2$.

La distribución de velocidades obtenida del emplazamiento de Lorca es para una altura de 10 m correspondiente a la del anemómetro de la torre de medida.

Estas medidas deben extrapolarse a la altura del buje del aerogenerador escogido que, en este caso, siguiendo las indicaciones de los fabricantes para este tipo de proyectos será de 78m.

Por tanto, para las medidas realizadas por Cener, la gráfica de distribución de probabilidad de las velocidades medias del viento es la siguiente:



Gráfica 1: distribución de probabilidad del viento

Podemos observar como la velocidad de viento que aparece con más frecuencia es el intervalo 4-5 m/s, cuya frecuencia es casi del 35%. Estos valores de velocidad de viento son para la altura del anemómetro (10 metros), por eso son un poco bajos; sin embargo, hay que decir que dado el perfil vertical de velocidades observamos que esta velocidad aumenta.

Este perfil de velocidades lo podemos ver en el anexo 1 donde se explica con más detalle.

En el anexo 1 (y en cálculos Excel: Rosa de los vientos y Weibull) también tenemos todos los cálculos realizados para la obtención de la rosa de los vientos así como de los parámetros Weibull a 10m (altura de la torre de medición) y a 20 metros.

Para poder determinar el potencial eólico de la zona a la altura deseada (altura del buje: 78 m) a partir de los datos de viento obtenidos mediante nuestra torre de medida podemos usar dos métodos:

- Utilizando el software llamado Wasp el cual es una herramienta de estimación del régimen eólico especializado en las aplicaciones de energía eólica.
- Realizando los cálculos de forma analítica mediante el método Justus y Mikhail.

En nuestro caso se ha optado por la opción analítica la cual se explica a en el anexo 2 y en la hoja Excel: Weibull a 78 m.

Capítulo 4: Diseño del aerogenerador

4.1 Introducción

El apartado que vamos a comenzar incluye el diseño del aerogenerador de 1.8 MW adecuado para las características eólicas, descritas anteriormente, propias de la zona en la que se ubicará el parque eólico.

En primer lugar, en el apartado 4.2, se realizará el diseño del rotor. Para ello, debemos hacer previamente (apartado 4.2.1), un prediseño del mismo a partir de una serie de datos de partida, entre los que se encuentran la potencia nominal del aerogenerador, la velocidad nominal, el coeficiente de potencia, etc.

Una vez realizado el prediseño del rotor, pasamos al diseño aerodinámico de las palas del aerogenerador en el apartado 4.2.2. Para ello, utilizamos el procedimiento de diseño propuesto por Le Gourieres, que será explicado en este mismo apartado.

Tras realizar el diseño del rotor, pasamos a obtener las curvas características del aerogenerador. Estas curvas incluyen las de potencia y energía que serán definidas en los apartados posteriores.

Por último, en el apartado final, se estimarán la potencia total y la energía total obtenidas por el parque eólico compuesto por 15 de los aerogeneradores diseñados y finalmente se definirán las características principales del aerogenerador diseñado.

4.2 Diseño del rotor del aerogenerador

Realizar el diseño aerodinámico de las palas de un aerogenerador, consiste en que dadas unas condiciones de partida (potencia requerida y condiciones de viento) queremos determinar las características de la pala que maximizan la potencia capturada por la misma (longitudes de cuerda y ángulo de torsión o calado para cada sección de la pala).

Puesto que vamos a utilizar el procedimiento de diseño propuesto por Le Gourieres, nuestros datos de partida para el diseño son la velocidad nominal, el diámetro y la velocidad de rotación del rotor.

Esto significa que, antes de hacer el diseño, necesitamos esos datos, los cuales se obtienen mediante la realización de un prediseño del rotor.

4.2.1 Prediseño del rotor

Antes de empezar con el prediseño del rotor, resulta conveniente introducir cuáles son los parámetros adimensionales que caracterizan el comportamiento de la aeroturbina. Los parámetros más significativos del problema planteado serán:

$$f(P, v_0, \rho, R, \omega, \nu) = 0$$

Donde P es la potencia, v_0 la velocidad del viento, ρ la densidad del fluido, R el radio del rotor, ω la velocidad de rotación del rotor y ν la viscosidad del fluido. Aplicando el teorema de Pi, obtenemos tres parámetros adimensionales:

Coefficiente de potencia (C_p). Es la relación entre la potencia capturada y la potencia incidente sobre un área equivalente a la del rotor. No es un rendimiento, aunque se utiliza para comparar máquinas del mismo tipo. Viene dado por la expresión:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_0^3 \cdot \pi \cdot R^2}$$

Velocidad específica (λ). Es la relación entre la velocidad azimutal y la velocidad del viento. Su valor óptimo para maximizar la potencia oscila entre 6 y 10.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v_0}$$

Número de Reynolds (Re). Es la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas. Se suele representar tomando como longitud característica la cuerda en vez del radio, dado que el elemento con el que realmente se va a enfrentar el flujo es el perfil.

$$Re = \frac{v_0 \cdot R}{\nu} \quad \rightarrow \quad Re = \frac{v_0 \cdot c}{\nu}$$

Por tanto, en el prediseño del rotor se van a utilizar como datos de partida los siguientes:

Velocidad específica en punta de pala (λ_0)

Coefficiente de potencia a la velocidad nominal (C_p)

Densidad media (ρ)

Potencia nominal del aerogenerador (P_n)

Velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador (v_n)

Como podemos observar, el Número de Reynolds no se utiliza en el prediseño, pero sí en el diseño en sí de las palas, como veremos en el apartado siguiente.

Una vez expuesto lo anterior, podemos pasar a ver los valores seleccionados para cada dato de partida necesario para el prediseño del rotor.

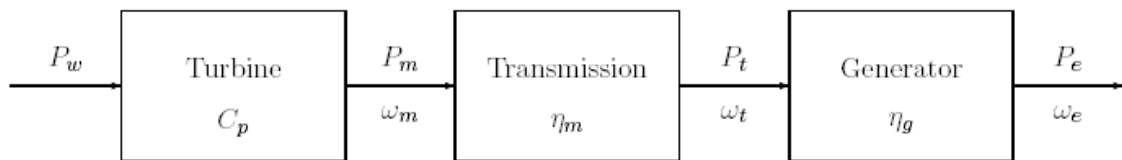
Para la velocidad específica en punta de pala (λ_0), se ha tomado un valor de 8,2 (valor típico en aeroturbinas de este tamaño).

Por otro lado, en general, las máquinas eólicas actuales pueden alcanzar valores medios del coeficiente de potencia de 0,4 o algo superiores. Por tanto, el coeficiente de potencia a la velocidad nominal seleccionado es $C_p = 0,45$. La densidad media utilizada es la densidad estándar, es decir, la densidad para una temperatura de 15 °C y a la presión atmosférica ($\rho = 1,267 \text{ kg/m}^3$).

Para los datos que nos faltan (potencia nominal y velocidad nominal) vamos a explicar, a continuación, el proceso de cálculo, ya que en la potencia nominal aparecen una serie de rendimientos que se deben tener

en cuenta y la velocidad nominal se va a obtener mediante el procedimiento descrito anteriormente.

La potencia que queremos obtener a la salida del aerogenerador es de 1800 kW. Puesto que en el aerogenerador se producen una serie de pérdidas, debemos tenerlas en cuenta a la hora de realizar nuestro prediseño. Estas pérdidas, expresadas en forma de rendimientos, son debidas a la caja multiplicadora y al generador fundamentalmente, además de las pérdidas debidas al propio rotor (pérdidas que se tienen en cuenta al utilizar el coeficiente de potencia en los cálculos). En el siguiente esquema, podemos observar las distintas potencias y rendimientos indicados.



Llamando P_w a la energía contenida en el viento, una aeroturbina sólo es capaz de transformar en energía mecánica una cantidad P_m , según Betz, habiendo sido afectado con el coeficiente de potencia C_p .

La potencia después de la transmisión mecánica vendrá afectada por un rendimiento de la forma:

$$P_t = \eta_m \cdot P_m$$

Por último la energía de salida de la transmisión mecánica, será transformada en energía eléctrica por medio de un generador, el cual, introducirá unas pérdidas:

$$P_e = \eta_g \cdot P_t$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores, se puede expresar la potencia eléctrica extraíble de un aerogenerador en función de la energía contenida en el viento:

$$P_e = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot P_w$$

Las pérdidas de transmisión se deben sobre todo a la fricción entre engranajes, así como las debidas a los cojinetes. Las pérdidas no varían fuertemente con el esfuerzo de torsión transmitido, siendo, por lo tanto, razonable asumir que la pérdida de transmisión es un porcentaje de la calidad de la transmisión. Considerando que q es el número de etapas en la transmisión:

$$\eta_m = \frac{P_t}{P_m} = \frac{P_m - (0,02) \cdot q \cdot P_{mR}}{P_m}$$

Donde: P_{mR} es la potencia nominal obtenida por el rotor.

Las pérdidas del generador se pueden considerar en tres categorías: las de histéresis y las pérdidas por corrientes de Foucault, que son funciones del voltaje y de la frecuencia de funcionamiento, y las pérdidas en el cobre, que son proporcionales al cuadrado de la carga.

La magnitud de estas pérdidas variará con el diseño del generador. Generadores más grandes son intrínsecamente más eficientes que generadores más pequeños. Algunas pérdidas son proporcionales al área superficial del rotor mientras que la corriente eléctrica clasificada es proporcional al volumen.

Los efectos de estas pérdidas se pueden tener en cuenta de forma empírica mediante la siguiente expresión:

$$\eta_g = \frac{X - 0,5 \cdot Y \cdot (1 - Y) \cdot (X^2 + 1)}{X}$$

donde:

$$X = \frac{P_t}{P_{tR}}$$

$$Y = 0,05 \cdot \left(\frac{10^6}{P_{eR}} \right)^{0,215}$$

Siendo: P_{tR} es la potencia nominal de la caja multiplicadora
 P_{eR} es la potencia nominal del generador eléctrico

Por tanto, pasamos a calcular cada uno de los rendimientos:

[1] Rendimiento de la caja multiplicadora (η_m):

Para calcular el rendimiento de la caja multiplicadora utilizamos la expresión definida anteriormente:

$$\eta_m = \frac{P_m - (0,02) \cdot q \cdot P_{mR}}{P_m}$$

Suponiendo: $P_m = P_{mR}$
 $q = 3$

Nos queda:

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

$$\eta_m = \frac{P_m - (0,02) \cdot q \cdot P_{mR}}{P_m} = \frac{P_m \cdot (1 - 0,02 \cdot q)}{P_m} = 1 - 0,02 \cdot q = 1 - 0,02 \cdot 3 = 0,94$$

[2] Rendimiento del generador (η_g):

$$\eta_g = \frac{X - 0,5 \cdot Y \cdot (1 - Y) \cdot (X^2 + 1)}{X}$$

Suponiendo: $P_t = P_{tR}$
 $P_{eR} = P_e = 1800 \text{ kW}$

Tenemos que:

$$X = \frac{P_t}{P_{tR}} = 1$$

$$Y = 0,05 \cdot \left(\frac{10^6}{P_{eR}} \right)^{0,215} = 0,05 \cdot \left(\frac{10^6}{2 \cdot 10^6} \right)^{0,215} = 0,043$$

Por tanto:

$$\eta_g = \frac{X - 0,5 \cdot Y \cdot (1 - Y) \cdot (X^2 + 1)}{X} = \frac{1 - 0,5 \cdot 0,043 \cdot (1 - 0,043) \cdot (1^2 + 1)}{1} = 0,96$$

Una vez calculados ambos rendimientos, podemos calcular el rendimiento global del aerogenerador (sin tener en cuenta el coeficiente de potencia para el rotor):

$$\eta_0 = \eta_m \cdot \eta_g = 0,94 \cdot 0,96 = 0,9024$$

De esta forma podremos calcular la potencia nominal que debemos utilizar para realizar el prediseño de manera que obtengamos realmente la potencia demandada a la salida del aerogenerador ($P_e = 1800 \text{ kW}$):

$$P_n = \frac{P_e}{\eta_0} = \frac{1800}{0,9024} = 1994.68 \text{ kW}$$

Por tanto, y para asegurar los 1800 kW a la salida del aerogenerador, vamos a utilizar en los cálculos la siguiente potencia nominal:

$$P_n = 2000 \text{ kW}$$

La velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador podría ser elegida directamente, sin embargo, existe un procedimiento de diseño con el que podemos determinar cuál es la velocidad nominal óptima que nos permite maximizar la energía capturada por la máquina eólica para una localización determinada caracterizada por un régimen de vientos propio.

Según este procedimiento de diseño, necesitamos los valores de los parámetros de *Weibull* (c y k) de la zona estudiada a la altura del buje.

Para obtener estos parámetros a partir de los cuales calcularemos la velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador, debemos utilizar los resultados obtenidos a la altura del buje. Para nuestro estudio la altura del buje es de 78 m.

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Los cálculos obtenidos a la altura del buje se encuentran descritos en el anexo 2, los cuales nos indican unos parámetros de Weibull a dicha altura de:

$$K=2 \quad \text{y} \quad c=6.3$$

Teniendo en cuenta que:

$$V_n = 1.8 * c$$

$$V_a = 0.5 * V_n$$

$$V_d = 2 * V_n$$

Obtenemos los siguientes resultados:

$$V_n = 11.34 \text{ m/s}$$

$$V_a = 5.67 \text{ m/s}$$

$$V_d = 22.68 \text{ m/s}$$

Con el valor obtenido de velocidad nominal y con el resto de datos necesarios, pasamos a realizar el prediseño del rotor.

Para obtener el diámetro utilizamos la expresión que nos relaciona la potencia nominal (P_n) con el coeficiente de potencia (C_p), la densidad del aire (ρ), el diámetro del rotor (D) y la velocidad nominal de funcionamiento del aerogenerador (v_n):

$$P_n = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{D^2}{4} \cdot v_n^3 \quad \rightarrow \quad D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_n}{\rho \cdot C_p \cdot \pi \cdot v_n^3}}$$

Y para calcular la velocidad de giro del rotor usamos la expresión de la velocidad específica (λ) en función del radio del rotor (R), la velocidad de rotación del rotor (N) y la velocidad nominal (v_n):

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v_0} = \frac{N \cdot \pi \cdot D}{60 \cdot v_n} \quad \rightarrow \quad N = \frac{60 \cdot v_n \cdot \lambda}{\pi \cdot D}$$

Sustituyendo los datos en las expresiones:

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot 2000 \cdot 10^3}{1,267 \cdot 0,45 \cdot \pi \cdot 11,34^3}} = 78,26 \text{ m} \rightarrow D = 78 \text{ m}$$

$$N = \frac{60 \cdot 11,34 \cdot 8,2}{\pi \cdot 78} = 22,7 \text{ r.p.m.} \rightarrow N = 23 \text{ r.p.m.}$$

Cuadro resumen del prediseño del rotor del aerogenerador:

Velocidad nominal (v_n)	11.34 m/s
Altura de buje (H)	78 m
Diámetro de rotor (D)	78 m
Velocidad de rotación (N)	23 r.p.m.

4.2.2 Procedimiento de diseño de las palas

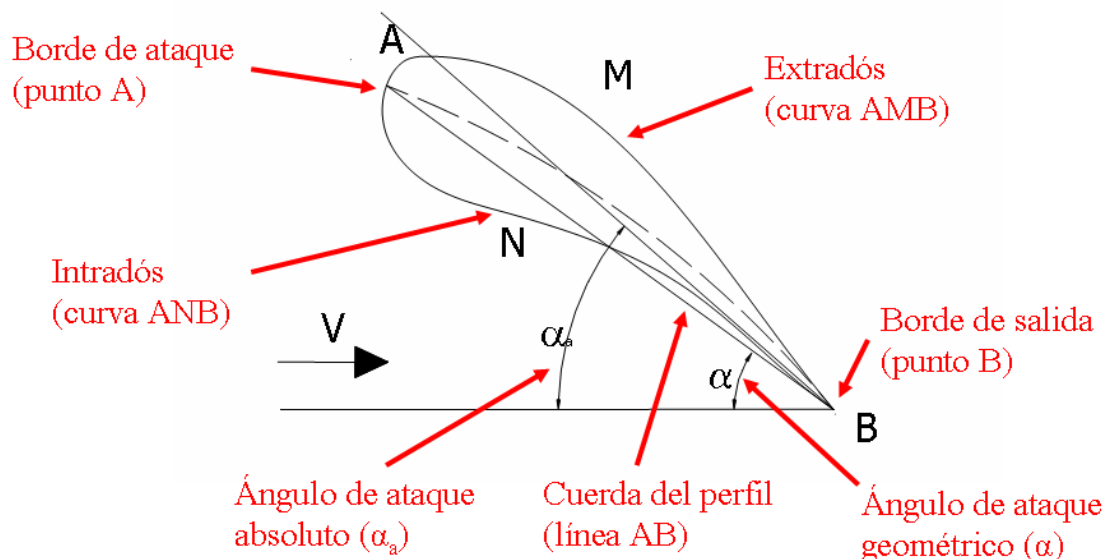
Antes de empezar a desarrollar el procedimiento de diseño de las palas, es conveniente explicar cuáles son los parámetros que definen un perfil aerodinámico. De esta forma nos será más fácil comprender este procedimiento de diseño.

En un perfil aerodinámico distinguiremos:

- Un borde enfrentado a la corriente, denominado borde de ataque o borde de entrada (punto A), redondeado y de forma lisa y suave. Esta forma permite al perfil actuar con elevado rendimiento a distintos ángulos de orientación a la corriente.
- Un borde en el extremo de sotavento, denominado borde de fuga o borde de salida (punto B), afilado. Esta forma tiene por objeto evitar que la corriente le rodee, salvo con un desprendimiento intenso. Dirige la corriente y permite reducir la resistencia al avance.

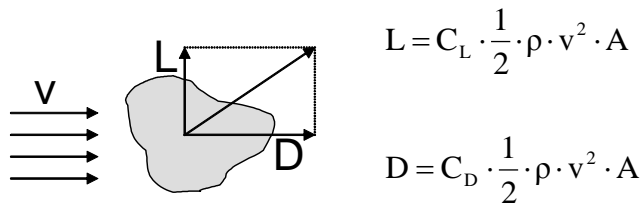
- La cuerda del perfil (línea AB), que es la línea recta que une el borde de ataque con el borde de fuga.
- Una línea de curvatura, equidistante entre ambos lados del perfil. El extradós (Curva AMB) es el más convexo y el intradós (Curva ANB) el menos, pudiendo llegar a ser cóncavo. La distancia máxima a la cuerda define la curvatura máxima del perfil.
- Una distribución de espesor, definido por la distancia entre extradós e intradós. Cuanto más grueso es un perfil, mayor resistencia aerodinámica tiene; pero permite una estructura más rígida para soportar las cargas. Los perfiles con curvatura tienen un óptimo de espesor por consideraciones aerodinámicas y de resistencia mecánica.
- El ángulo de ataque geométrico, que es el ángulo formado por la dirección de la velocidad del flujo relativa al perfil y la dirección de la cuerda.

En la gráfica podemos ver cada uno de los parámetros descritos:



El perfil genera una sustentación creando una diferencia de presiones entre las superficies superior e inferior. La sustentación (L) es la fuerza que el fluido ejerce sobre el perfil en la dirección perpendicular al flujo. La sustentación se produce generando bajas presiones en la superficie superior (extradós) y/o altas presiones en la inferior (intradós).

Además, también se genera una fuerza de resistencia (D) debido a la fricción existente entre el flujo y el perfil. Esta resistencia tiene la misma dirección y sentido que la corriente incidente sin perturbar. En el esquema siguiente podemos ver ambas fuerzas sobre un cuerpo sometido al flujo de un fluido:



Donde C_L es el coeficiente de sustentación, C_D es el coeficiente de resistencia, ρ es la densidad del fluido, v es la velocidad de la corriente y A es el área característica.

Una vez descritos los parámetros que definen el perfil aerodinámico, ya podemos pasar a explicar el procedimiento de diseño de las palas del aerogenerador.

Para diseñar las palas de una aeroturbina a partir de unas condiciones de partida, como son potencia requerida y potencial eólico de la zona para la cual se realiza el diseño, se hace necesario emplear una serie de teorías que nos permitan interpretar la captación de potencia del viento a través del rotor.

Para ello se aplicará la ecuación de conservación de cantidad de movimiento y el Límite de Betz, que nos permitirá plantear el balance general de fuerzas sobre el rotor utilizando el concepto de disco poroso, proporcionando el límite superior de extracción de energía de la corriente; se utilizará la teoría del momento cinético, para poder tener en cuenta el intercambio de momento entre el flujo de aire y el rotor; junto a esta última, se empleará la teoría turbillonaria en torno al rotor, permitiéndonos deducir el conjunto de velocidades, y la teoría del elemento de pala, que hará posible incluir los parámetros geométricos de la pala en el proceso de captación de energía.

Teniendo en cuenta las teorías mencionadas, se dimensiona geoméricamente la pala tomando como criterio maximizar el coeficiente

de potencia. De esta forma indicaremos las ecuaciones que, a partir de cada teoría, nos hacen falta para nuestro diseño.

Partiremos igualando las ecuaciones del empuje axial y del momento generado a través de las teorías del elemento de pala y de conservación del momento, despreciando los efectos de fricción. El empuje axial diferencial obtenido de la teoría de cantidad de movimiento vendrá dado por:

$$dF_v = \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot v \cdot (v_1 - v_2) = \rho \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot v_1^2 \cdot (1 - a^2)$$

Donde:

a es el factor de inducción axial dado por $a = \frac{v_2}{v_1}$

r es el radio de la corona circular y dr el espesor de la misma (Figura 15)

v_1 y v_2 son la velocidad del viento a la entrada y a la salida del rotor, respectivamente, como podemos ver en la figura 16

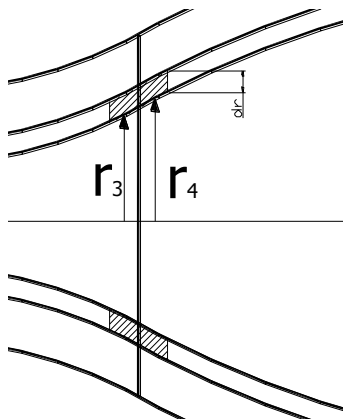


Figura 15. Volumen de control sobre el disco actuador

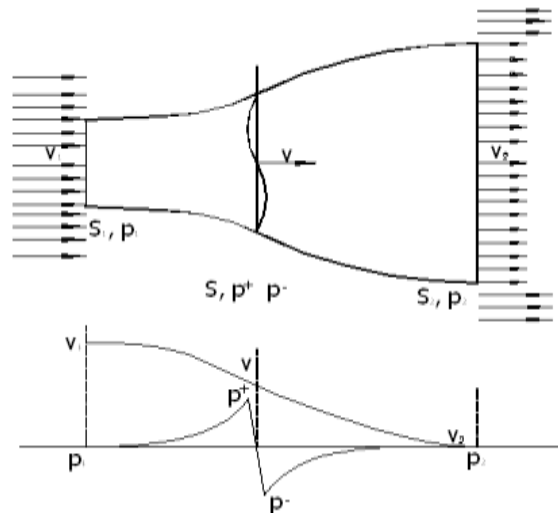


Figura 16. Volumen de control

Mientras que el empuje axial diferencial dado por la teoría del elemento de pala valdrá:

$$dF_v = p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot c \cdot C_L \cdot \cos I \cdot dr$$

Donde:

p es el número de palas

c es la cuerda de la pala

I es el ángulo de inclinación de la pala

C_L es el coeficiente de sustentación del perfil

w es la velocidad relativa del flujo y que es la velocidad con la que el viento incide realmente sobre el perfil si consideramos a éste parado.

Teniendo en cuenta que

$$w^2 = \frac{v_1^2 \cdot (1+a)^2}{2 \cdot \sin^2 I}$$

Obtenemos:

$$C_L \cdot p \cdot c = \frac{8 \cdot \pi \cdot r \cdot (1-a) \cdot \sin^2 I}{(1+a) \cdot \cos I}$$

Para el momento, la teoría del momento cinético proporciona:

$$dM = \rho \cdot \pi \cdot r^3 \cdot dr \cdot v_1 \cdot (1+a) \cdot (h-1) \cdot \omega$$

Donde:

ω es la velocidad de giro del rotor

h es el coeficiente de rotación inducida dado por $h = 1 + \frac{\Omega}{\omega}$

Mientras que la teoría del elemento de pala nos da:

$$dM = \rho \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot w^2 \cdot c \cdot C_d \cdot \sin I \cdot r \cdot dr$$

Donde:

C_d es el coeficiente de resistencia del perfil

Igualando ambas expresiones:

$$C_L \cdot \rho \cdot c = \frac{4 \cdot \pi \cdot r \cdot (h-1) \cdot 2 \cdot \sin I \cdot \cos I}{(1+h) \cdot \sin I}$$

Si dividimos miembro a miembro las dos expresiones anteriores, y tenemos en cuenta que:

$$\cotg I = \frac{u}{v} = \frac{1+h}{1+a} \cdot \frac{\omega \cdot r}{v_1} = \frac{1+h}{1+a} \cdot \lambda$$

Donde:

u es la velocidad de arrastre del flujo dada por

$$u = \omega \cdot r + \frac{\Omega \cdot r}{2} = \frac{1+h}{2} \cdot \omega \cdot r$$

v es la velocidad absoluta a la entrada del perfil dada por

$$v = v_1 \cdot \frac{1+a}{2}$$

Obtenemos:

$$\frac{(1-a) \cdot (1+h)}{(1+a) \cdot (h-1)} = \cotg^2 I = \lambda^2 \cdot \frac{(1+h)^2}{(1+a)^2}$$

Donde:

λ es la velocidad específica

De aquí se deduce que:

$$h = \left(1 + \frac{(1-a^2)}{\lambda^2} \right)^{1/2}$$

Definamos ahora el coeficiente de potencia local. La potencia susceptible de ser comunicada al rotor por el flujo de aire que atraviesa la corona circular entre r y $r+dr$ vale:

$$dP = \rho \cdot \pi \cdot \omega^2 \cdot r^3 \cdot dr \cdot v_1 \cdot (1+a) \cdot (h-1)$$

Esto proporciona un coeficiente de potencia local de:

$$C_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot dr \cdot v_1^3} = \frac{\omega^2 \cdot r^2}{v_1^2} \cdot (1+a) \cdot (h-1)$$

Que en función de la velocidad específica del perfil y sustituyendo el valor de h viene dado por:

$$C_p = \lambda^2 \cdot (1+a) \cdot \left(\left(1 + \frac{(1-a^2)}{\lambda^2} \right)^{1/2} - 1 \right)$$

Calculemos la relación que deben verificar a y λ para que el coeficiente de potencia local sea máximo. Haciendo $\frac{dC_p}{da} = 0$ obtenemos:

$$\lambda^2 = \frac{1-3 \cdot a + 4 \cdot a^3}{3 \cdot a - 1}$$

O lo que es lo mismo:

$$4 \cdot a^3 - 3 \cdot a \cdot (\lambda^2 + 1) + \lambda^2 + 1 = 0$$

Resolviendo esta ecuación diferencial llegamos a que:

$$a = (\lambda^2 + 1)^{1/2} \cdot \cos\left(\frac{1}{3} \cdot \arctg(\lambda) + \frac{\pi}{3}\right)$$

De esta manera hemos obtenido las relaciones que nos permiten llevar a cabo el diseño geométrico de las palas de una máquina eólica de eje horizontal.

Los datos de partida serán los siguientes:

Velocidad nominal ($v_n = 11.34$ m/s)

Velocidad de rotación del rotor ($N = 23$ r.p.m.)

Potencia nominal ($P_n = 1.8$ MW)

Numero de palas ($p = 3$ palas)

Diámetro del rotor ($D = 78$ m)

Los cálculos se efectuarán analizando el rotor en un número determinado de secciones entre el radio de acoplamiento de la pala con el cubo, y el radio exterior del rotor, definiendo tramos de igual longitud. Para una sección genérica i de las secciones en estudio, se sigue el siguiente proceso:

1. Partiendo del radio r_i de la sección genérica se determina la velocidad específica en cada una de las secciones de la pala (λ_i):

$$\lambda_i = \frac{\omega \cdot r_i}{v_n} = \frac{2 \cdot \pi \cdot N \cdot r_i}{60 \cdot v_n}$$

2. Con λ_i podemos determinar el factor de inducción axial a lo largo de la pala (a_i):

$$a_i = \sqrt{\lambda_i^2 + 1} \cdot \cos\left(\frac{1}{3} \arctg(\lambda_i) + \frac{\pi}{3}\right)$$

3. Con λ_i y a_i determinamos el coeficiente de rotación inducida (h_i), que nos servirá para calcular la rotación inducida a lo largo de la pala. Este coeficiente de rotación inducida representa el aumento de la velocidad de giro que experimenta el viento después de atravesar el rotor. La expresión para calcularlo es la siguiente:

$$h_i = \sqrt{1 + \frac{1 - a_i^2}{\lambda_i^2}}$$

A partir del coeficiente de rotación inducida y de la velocidad de rotación del rotor que hemos calculado en el primer apartado podemos obtener la rotación inducida a lo largo de la pala:

$$\omega + \Omega_i = h_i \cdot \omega \quad \rightarrow \quad \Omega_i = h_i \cdot \omega - \omega$$

4. Evaluamos el ángulo de inclinación para cada sección de la pala (I_i):

$$I_i = \operatorname{arccotg}\left(\lambda_i \frac{1 + h_i}{1 + a_i}\right)$$

5. Se determina el producto $C_L \cdot c_i = Q_i$:

$$C_{Lopt} \cdot c_i = \frac{8 \cdot \pi \cdot r_i \cdot (1 - a_i) \cdot \operatorname{sen}^2 I_i}{p \cdot (1 + a_i) \cdot \cos I_i} = Q_i$$

Donde se ha supuesto flujo ideal, con $C_D = 0$ y $\varepsilon = 0$.

6. Conocidos l_i y la cantidad Q_i , podemos determinar ϑ_i y c_i según el siguiente criterio: elegida la polar del perfil a instalar, se determina el valor óptimo de α que será el que hace ε mínimo, con lo que se fija el valor de α_{opt} y de C_{Lopt} , determinando de esta forma el punto de máxima eficiencia del perfil seleccionado. Así tendremos:

$$c_i = \frac{Q_i}{C_{Lopt}} \quad \theta_i = l_i - \alpha_{opt}$$

Este proceso es el que habría que seguir para determinar el ángulo de calado ϑ_i (en grados) y la longitud de cuerda c_i (en metros) en cada una de las secciones de estudio (el valor del radio irá expresado en metros).

Resultados obtenidos en el diseño.

Haciendo uso del procedimiento de diseño explicado en el apartado anterior, vamos a realizar los cálculos correspondientes para cada término obteniendo el diseño de las palas del aerogenerador.

Antes de pasar al cálculo de cada parámetro, debemos calcular la longitud de la pala y de las secciones en que dividiremos ésta. Para calcular la longitud de la pala sólo tenemos que obtener el radio del rotor, mientras que para las secciones tomaremos los valores comprendidos entre 1 y 39 metros que es la longitud total de la pala.

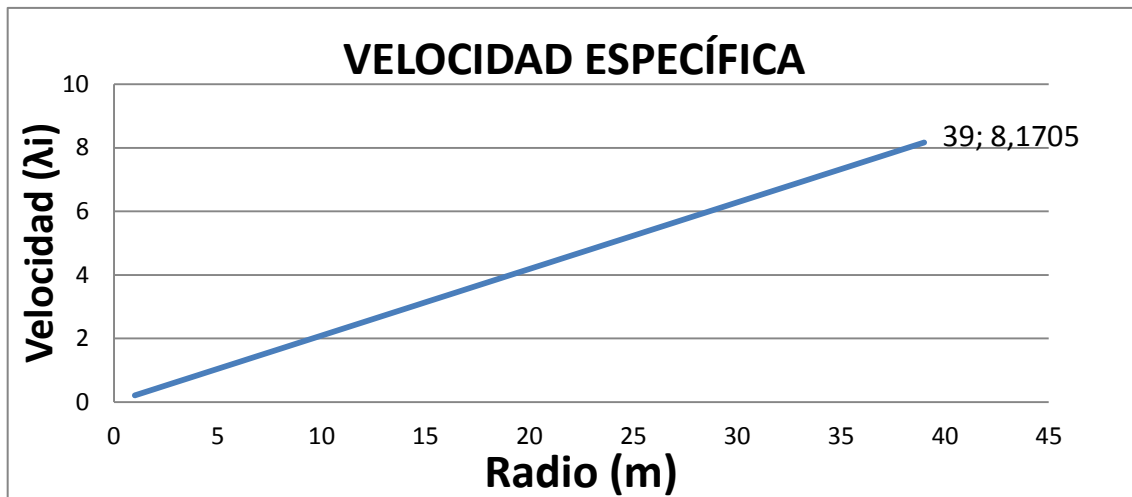
Por tanto:

$$L = R = \frac{D}{2} = \frac{78}{2} = 39 \text{ m}$$

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

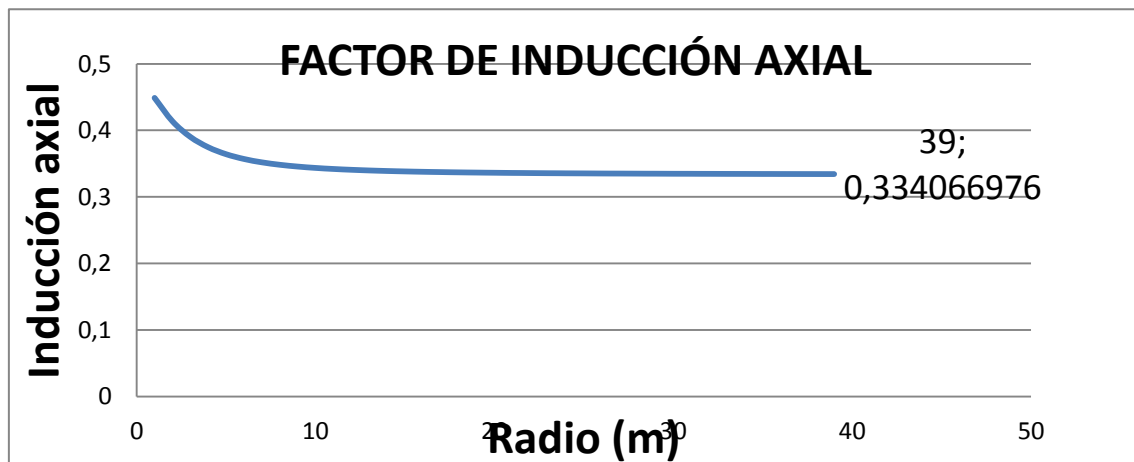
En este momento, ya podemos pasar al cálculo de los parámetros necesarios para realizar el diseño pretendido. A continuación, vamos a mostrar las gráficas obtenidas para cada parámetro a lo largo de la longitud de la pala y, al final del apartado, aparecerán los resultados numéricos en una tabla resumen. Se pueden ver los cálculos realizados en la hoja Excel: Diseño rotor.

- Velocidad específica en cada una de las secciones de la pala:



Podemos observar que la velocidad específica sigue una relación lineal con el radio, tal y como podemos deducir de su expresión. Si consideramos el valor de la velocidad específica para el valor extremo del radio (λ_0), se puede comprobar que su valor es próximo a 8,2, tal y como definíamos en el prediseño (apartado 4.2.1).

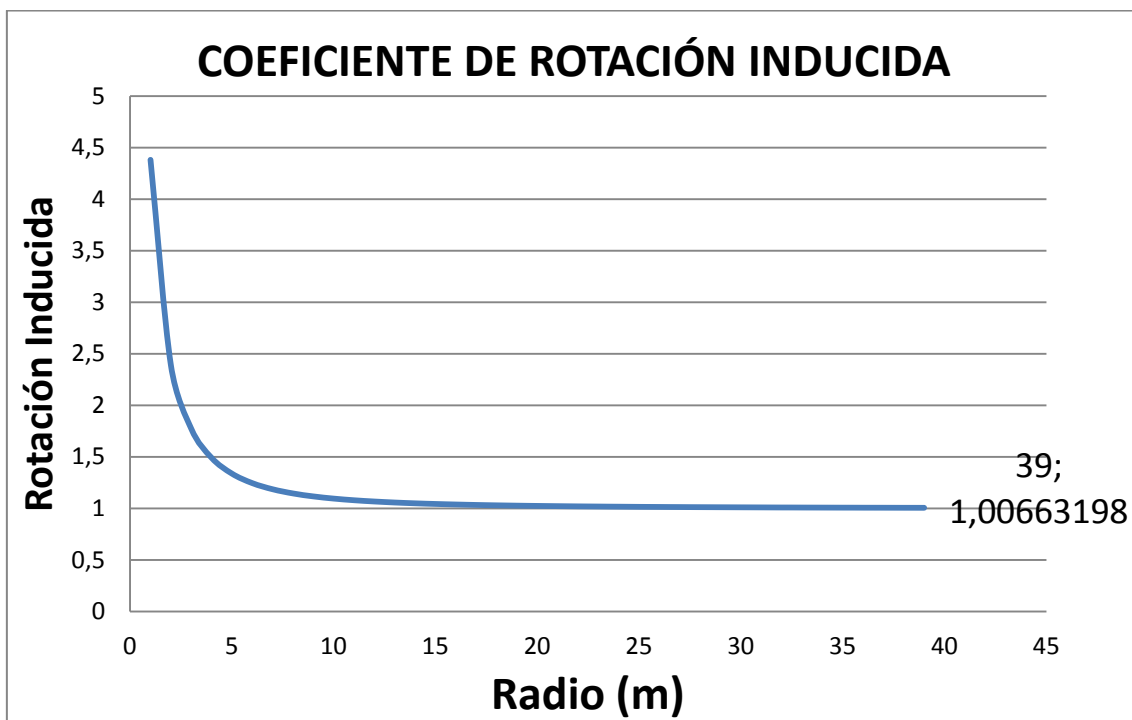
- Factor de inducción axial a lo largo de la pala:



En esta gráfica podemos ver que a medida que nos desplazamos en la pala a secciones más próximas a la punta, la relación de velocidades entre entrada y salida que optimiza la energía producida se acerca al punto óptimo propuesto por Betz de 1/3. Sin embargo, en la zona próxima a la raíz de la pala este valor es bastante superior. Esto se debe al aumento de la rotación del fluido en esta zona.

- Rotación inducida a lo largo de la pala:

Como ya se explicó en el apartado anterior, para poder calcular la rotación inducida a lo largo de la pala tenemos que obtener primero el coeficiente de rotación inducida (h_i). A continuación se muestra la gráfica para este coeficiente.



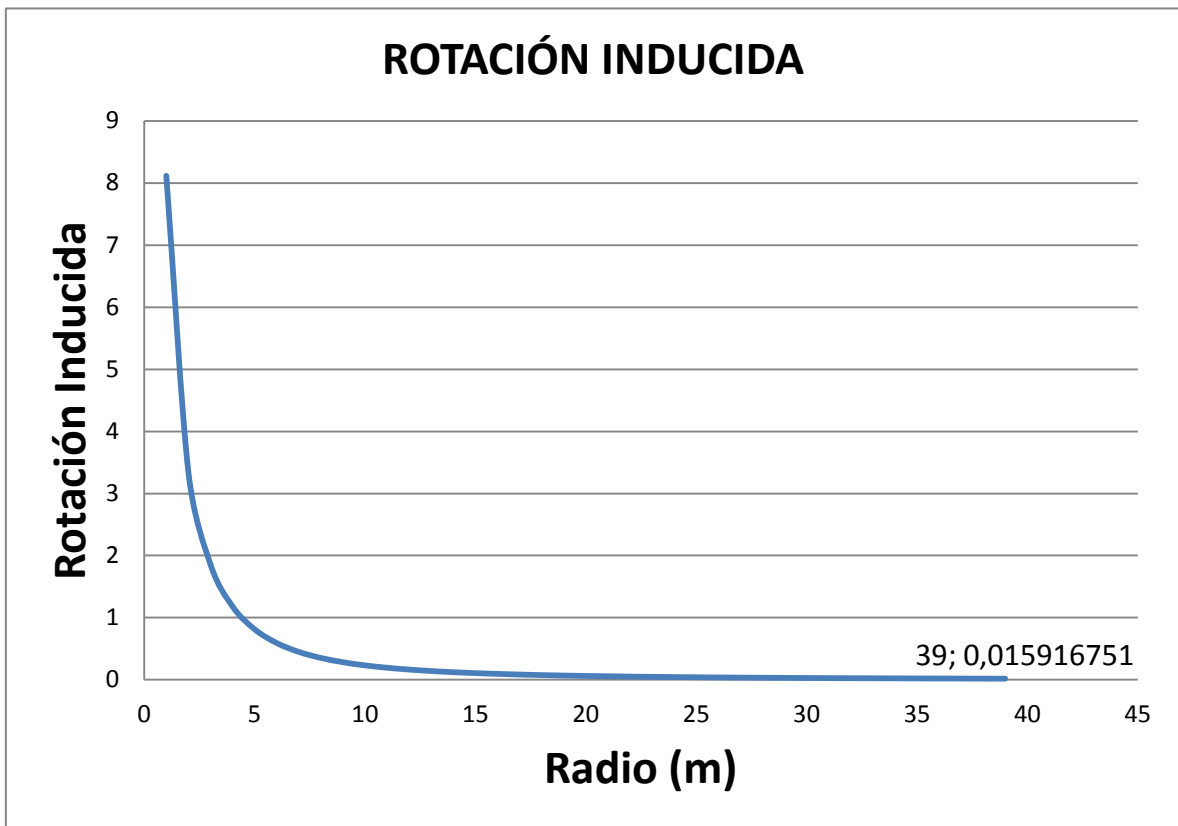
Sabiendo que:

$$\Omega_i = h_i \cdot \omega - \omega$$

Siendo:

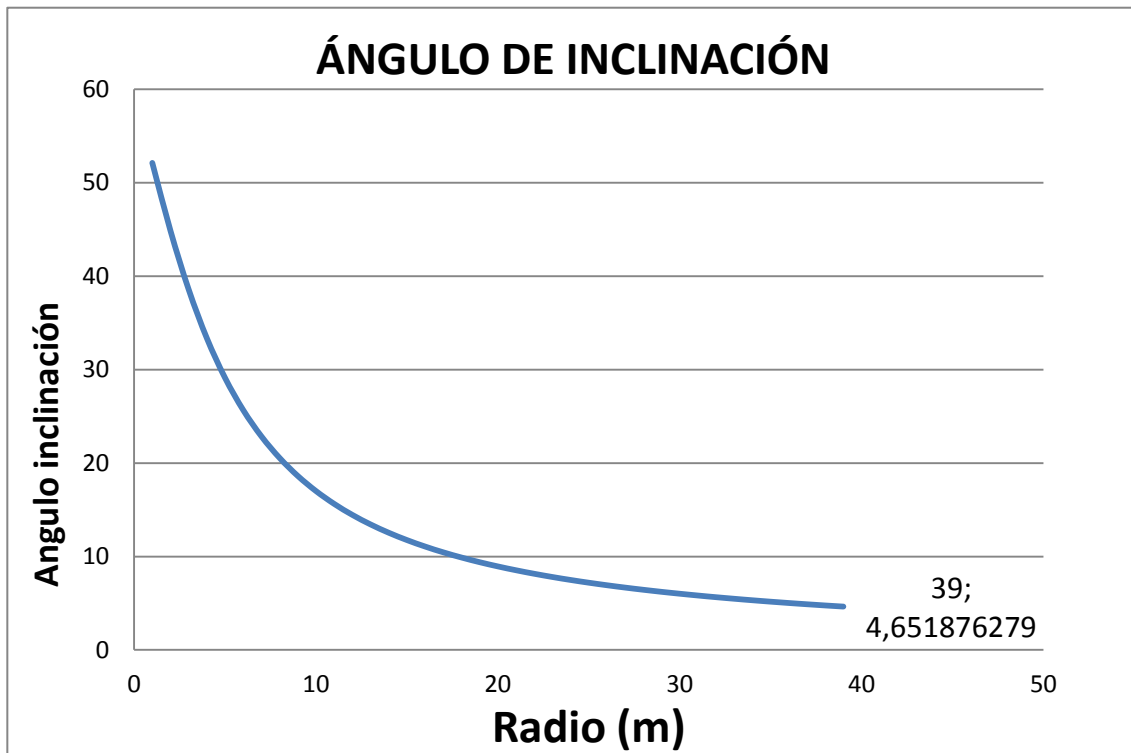
$$\omega = N \cdot \frac{\pi}{30} = 23 \cdot \frac{\pi}{30} = 2,4 \text{ rad/sg}$$

Podemos ver en la siguiente gráfica la rotación inducida a lo largo de la pala:



Observamos ahora la indicación que se hizo en la gráfica del factor de inducción axial, donde apuntábamos que la rotación inducida es grande en las secciones de la pala más próximas al buje. Sin embargo, esta rotación va desapareciendo conforme nos acercamos a la punta de la pala.

- Ángulo de inclinación para cada sección de la pala:



Observamos que el ángulo de inclinación de la pala se va reduciendo conforme avanzamos hacia la punta de la pala. Esto significa que, puesto que este ángulo es la suma del ángulo de ataque (α) y del ángulo de calado (ϑ), para mantener el ángulo de ataque óptimo debe ir variando el ángulo de calado a lo largo de la pala, como veremos en la gráfica correspondiente.

- Punto de máxima eficiencia del perfil (C_{Lopt} y α_{opt})

Para poder obtener la distribución del ángulo de calado y la distribución de la cuerda, a lo largo de la pala, sólo nos queda calcular el punto de máxima eficiencia del perfil, definido por los valores del coeficiente de sustentación y del ángulo de ataque óptimos.

En primer lugar, debemos elegir el perfil. Nuestro perfil seleccionado es el siguiente:

Perfil NACA 0012

Elegimos este perfil porque es muy sencillo constructivamente hablando, ya que es simétrico. Podemos ver toda la información referente a este tipo de perfil aerodinámico en el Anexo 3.

Además, tenemos que calcular el Número de Reynolds para cada sección, ya que dependiendo de este número, van a variar las curvas polares del perfil, es decir, los valores de los coeficientes de sustentación (C_L) y de resistencia (C_D) en función del ángulo de ataque (α); nosotros estimamos uno constante para todas las secciones de la pala, utilizando como longitud característica la cuerda de la misma.

Como no conocemos la cuerda, la estimamos. Para ello consideramos que es, aproximadamente, el 6% de la longitud de la pala.

$$c = 0,06 \cdot R = 0,06 \cdot 39 = 2,34 \text{ m}$$

Además de la cuerda, también necesitamos el valor de la viscosidad del aire:

$$\mu = 1,8 \cdot 10^{-5} \text{ kg/m}\cdot\text{s}$$

Con la cuerda estimada, la viscosidad y la densidad del aire y con la velocidad nominal del viento, ya podemos obtener el Número de Reynolds:

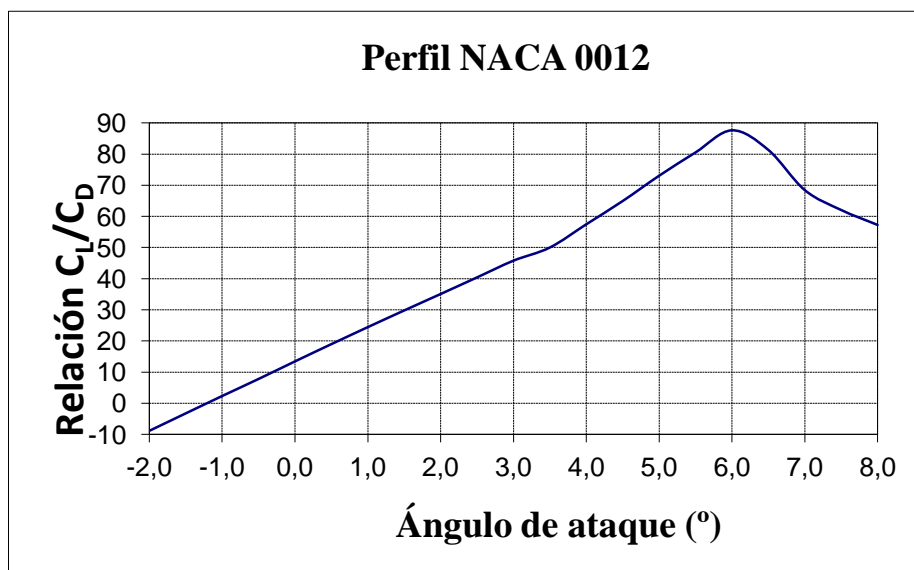
$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot c}{\mu} = \frac{1,267 \cdot 11,34 \cdot 2,34}{1,8 \cdot 10^{-5}} = 1,86 \cdot 10^6$$

Para obtener el valor del ángulo de ataque óptimo tenemos que obtener el máximo de la relación entre los coeficientes de sustentación y de resistencia del perfil. Para eso, conociendo el valor del Número de Reynolds, entramos en las gráficas características de nuestro perfil elegido (NACA 0012) y obtenemos para cada valor del ángulo de ataque los valores de los coeficientes C_L y C_D :

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

α	C_l	C_d	C_l/C_d
-2,0	-0,0941	0,01060	-8,877358
-1,5	-0,0348	0,01061	-3,279925
-1,0	0,0246	0,01071	2,296919
-0,5	0,0835	0,01075	7,767442
0,0	0,1424	0,01062	13,408663
0,5	0,2015	0,01063	18,955786
1,0	0,2607	0,01068	24,410112
1,5	0,3197	0,01074	29,767225
2,0	0,3788	0,01081	35,041628
2,5	0,4377	0,01084	40,378229
3,0	0,4968	0,01086	45,745856
3,5	0,5556	0,01112	49,964029
4,0	0,6127	0,01067	57,422680
4,5	0,6703	0,01033	64,888674
5,0	0,7264	0,00995	73,005025
5,5	0,7831	0,00973	80,483042
6,0	0,8400	0,00959	87,591241
6,5	0,8748	0,01076	81,301115
7,0	0,8928	0,01305	68,413793
7,5	0,9141	0,01474	62,014925
8,0	0,9270	0,01620	57,222222

Tabla de coeficientes de sustentación y resistencia del perfil NACA 0012



Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

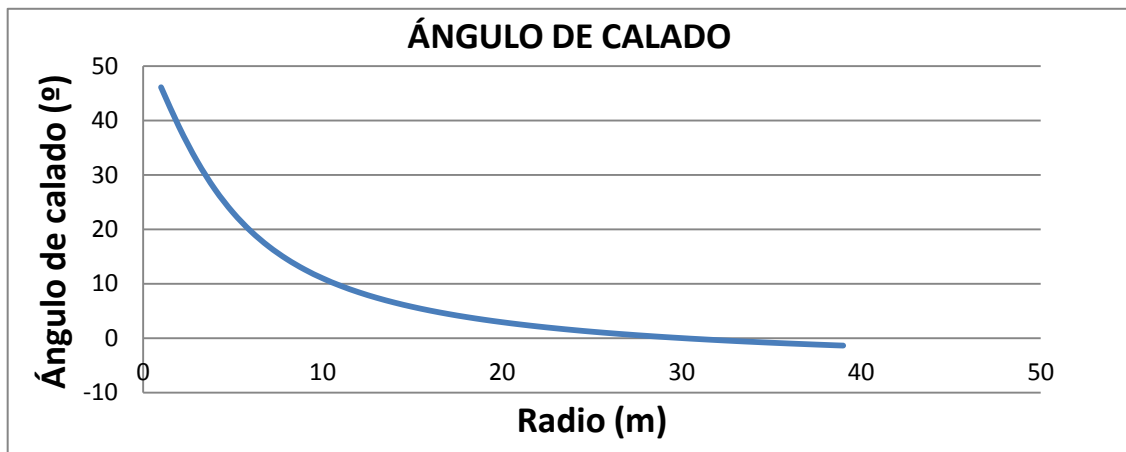
Como podemos observar en la gráfica, el valor máximo de la relación entre los coeficientes de sustentación y de resistencia se corresponde para un ángulo de ataque de 6° .

Por tanto:

$$\alpha_{opt} = 6^\circ$$

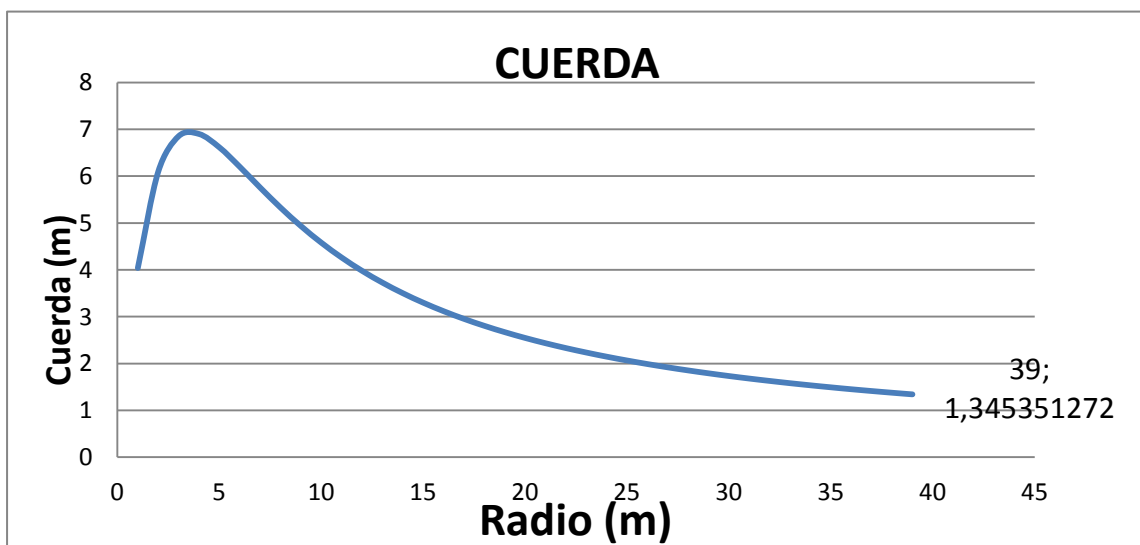
$$C_{Lopt} = 0,84$$

- Ángulo de calado a lo largo de la pala:



Esta gráfica muestra la torsión óptima que debe poseer la pala en cada sección con el fin de mantener siempre el ángulo de ataque óptimo, en el punto de diseño, obteniendo de esta manera la máxima eficiencia.

- Cuerda para cada sección de la pala:



Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Podemos ver la distribución de cuerdas a lo largo de la pala, mostrando el perfil longitudinal de la misma.

Podemos ver la geometría de la pala y la torsión de la misma en los planos correspondientes (Plano 5 y Plano 6).

- Tabla resumen de cálculos:

Radio	Velocidad específica	Factor Ind. Axial	Coef. Rot. Inducida		Angulo Inclinación	Angulo Calado	Parametro Qi	Cuerda
r	λ	a	h	Qi	l	θ	Qi	c= Qi/CL
1	0,2095	0,44878	4,381237	8,114968	52,111774	46,11177434	3,232715349	4,04089419
2	0,419	0,41356	2,392038	3,3408902	44,844211	38,84421066	4,875302519	6,09412815
3	0,6285	0,39005	1,773813	1,8571508	38,567092	32,56709231	5,481987014	6,85248377
4	0,838	0,37446	1,491419	1,1794054	33,357995	27,35799495	5,520784913	6,90098114
5	1,0475	0,36399	1,338139	0,8115343	29,114022	23,11402151	5,292403214	6,61550402
6	1,257	0,35681	1,24592	0,590208	25,669217	19,66921731	4,960706564	6,2008832
7	1,4665	0,35175	1,18636	0,4472638	22,859938	16,85993844	4,605986946	5,75748368
8	1,676	0,3481	1,145803	0,3499267	20,548522	14,54852201	4,264170087	5,33021261
9	1,8855	0,34539	1,117018	0,2808426	18,626559	12,62655863	3,949324333	4,93665542
10	2,095	0,34335	1,095893	0,2301431	17,010934	11,0109344	3,66528007	4,58160009
11	2,3045	0,34177	1,079956	0,1918935	15,638428	9,638428266	3,411335304	4,26416913
12	2,514	0,34053	1,06765	0,1623592	14,460867	8,46086737	3,184979566	3,98122446
13	2,7235	0,33953	1,057958	0,1390991	13,441302	7,441301505	2,983160725	3,72895091
14	2,933	0,33873	1,050194	0,1204659	12,551132	6,551132491	2,802849753	3,50356219
15	3,1425	0,33807	1,043882	0,1053163	11,768004	5,768003738	2,641270786	3,30158848
16	3,352	0,33752	1,038682	0,092838	11,074258	5,074257727	2,4959744	3,119968
17	3,5615	0,33706	1,03435	0,082441	10,455807	4,455806674	2,364840107	2,95605013
18	3,771	0,33668	1,030704	0,0736891	9,901301	3,90130096	2,246049437	2,8075618
19	3,9805	0,33635	1,027606	0,0662542	9,401512	3,401512003	2,138049229	2,67256154
20	4,19	0,33606	1,024952	0,0598857	8,9488702	2,948870164	2,03951409	2,54939261
21	4,3995	0,33581	1,022662	0,0543897	8,5371155	2,537115523	1,949311827	2,43663978
22	4,609	0,3356	1,020673	0,0496145	8,1610315	2,16103145	1,866473153	2,33309144
23	4,8185	0,33541	1,018933	0,0454395	7,8162395	1,816239467	1,790165834	2,23770729
24	5,028	0,33524	1,017404	0,0417687	7,4990399	1,499039879	1,719672935	2,14959117
25	5,2375	0,3351	1,016052	0,0385241	7,2062869	1,2062869	1,654374653	2,06796832
26	5,447	0,33497	1,014851	0,0356424	6,93529	0,93528999	1,593733202	1,9921665
27	5,6565	0,33485	1,01378	0,0330716	6,6837353	0,683735307	1,537280254	1,92160032
28	5,866	0,33475	1,01282	0,0307686	6,4496227	0,449622684	1,484606481	1,8557581
29	6,0755	0,33465	1,011957	0,0286976	6,2312147	0,231214734	1,435352854	1,79419107
30	6,285	0,33457	1,011179	0,0268284	6,0269954	0,026995446	1,389203371	1,73650421
31	6,4945	0,33449	1,010473	0,0251357	5,8356363	-0,16436369	1,345878968	1,68234871
32	6,704	0,33442	1,009833	0,0235981	5,6559684	-0,34403159	1,305132401	1,6314155
33	6,9135	0,33435	1,009249	0,0221971	5,4869594	-0,51304065	1,266743936	1,58342992
34	7,123	0,3343	1,008715	0,020917	5,327694	-0,67230598	1,230517704	1,53814713
35	7,3325	0,33424	1,008227	0,0197445	5,1773585	-0,8226415	1,196278602	1,49534825
36	7,542	0,33419	1,007778	0,0186676	5,0352265	-0,96477347	1,163869659	1,45483707
37	7,7515	0,33415	1,007365	0,0176765	4,9006481	-1,0993519	1,133149789	1,41643724
38	7,961	0,33411	1,006984	0,0167621	4,7730397	-1,22696025	1,103991856	1,37998982
39	8,1705	0,33407	1,006632	0,0159168	4,6518763	-1,34812372	1,076281018	1,34535127

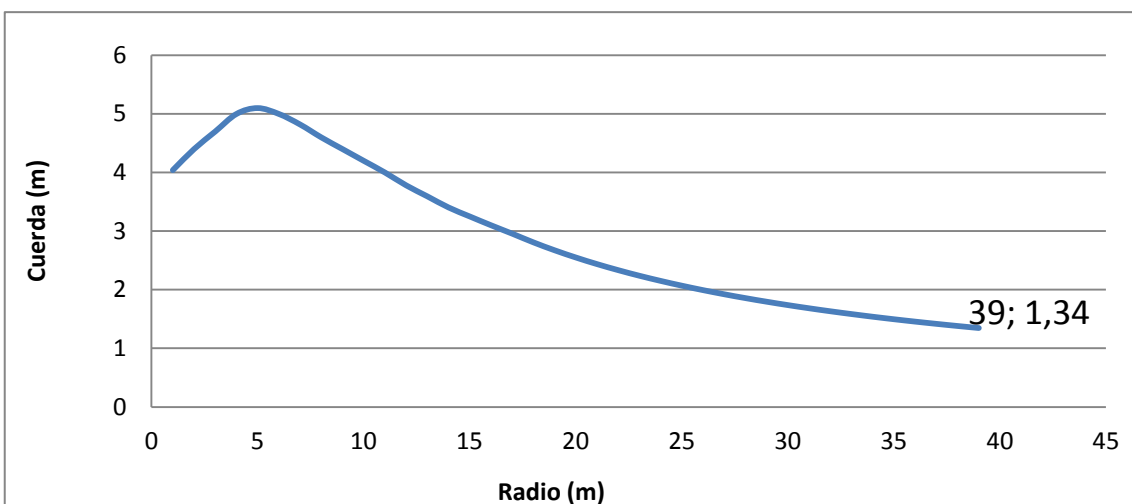
Como podemos comprobar, tanto en la tabla como en la correspondiente gráfica, los valores de la cuerda en la parte más próxima a la raíz de la pala son muy grandes, lo que supone un problema constructivo.

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Por tanto, puesto que lo realizado es un diseño, y que esta parte inicial de la pala es la que menos energía proporciona, vamos a modificar estos valores, reduciéndolos hasta valores más coherentes constructivamente hablando.

r	c
1	4,04
2	4,4
3	4,7
4	5
5	5,1
6	5
7	4,82
8	4,6
9	4,4
10	4,2
11	4

Realizamos los cambios oportunos en la parte inicial de la pala y obtenemos la nueva distribución de cuerdas.



4.3 Curva del aerogenerador

Para definir el aerogenerador tenemos que obtener la curva de potencia que servirá para mantener, a partir de la velocidad nominal, la potencia generada por el aerogenerador constante e igual a la potencia nominal.

- Curva de potencia

Para generar la curva de potencia, utilizamos la siguiente expresión que nos definirá la máxima potencia para velocidades inferiores a la nominal y la potencia nominal para velocidades superiores a la nominal.

$$P = \pi * \omega^2 * \rho * V_n * \int_0^R (1 + a) * (h - 1) * r^3 dr$$

Donde:

$$\pi = 3.14$$

$$\omega = 2.37 \text{ rad/s}$$

$$\rho = 1.267 \text{ Kg/m}^3$$

$$V_n = 11.34 \text{ m/s}$$

$$a = (\lambda^2 + 1)^{1/2} \cdot \cos\left(\frac{1}{3} \cdot \arctg(\lambda) + \frac{\pi}{3}\right)$$

$$h = \left(1 + \frac{(1 - a^2)}{\lambda^2}\right)^{1/2}$$

$$r = 78/2 = 39 \text{ m}$$

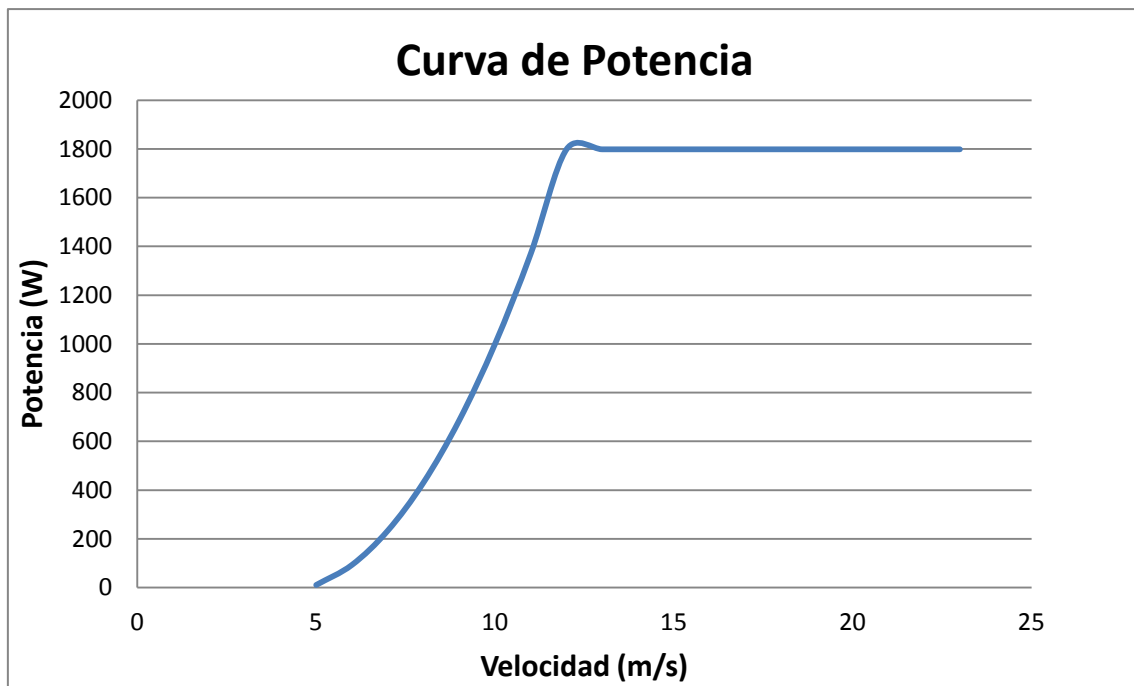
Resolviendo la ecuación obtenemos la siguiente función polinómica que nos da la relación entre la potencia y la velocidad para cada valor de velocidad comprendido entre la velocidad de arranque ($V_a = 5.67 \text{ m/s}$) y la velocidad de desconexión ($V_d = 22.68 \text{ m/s}$):

$$P = 0.0003 * V^4 - 0.0108 * V^3 + 28.981 * V^2 - 235.47 V - 463.97$$

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

De esta forma conseguimos la siguiente curva de potencia: Ver cálculos Excel: Curva de potencia.

Velocidad (m/s)	Potencia (kw)
5	9,9825
6	92,522
7	232,7649
8	430,6932
9	686,2961
10	999,57
11	1370,5185
12	1799,1524
13	1799,15
14	1799,15
15	1799,15
16	1799,15
17	1799,15
18	1799,15
19	1799,15
20	1799,15
21	1799,15
22	1799,15
23	1799,15



4.4 Cálculo de la energía

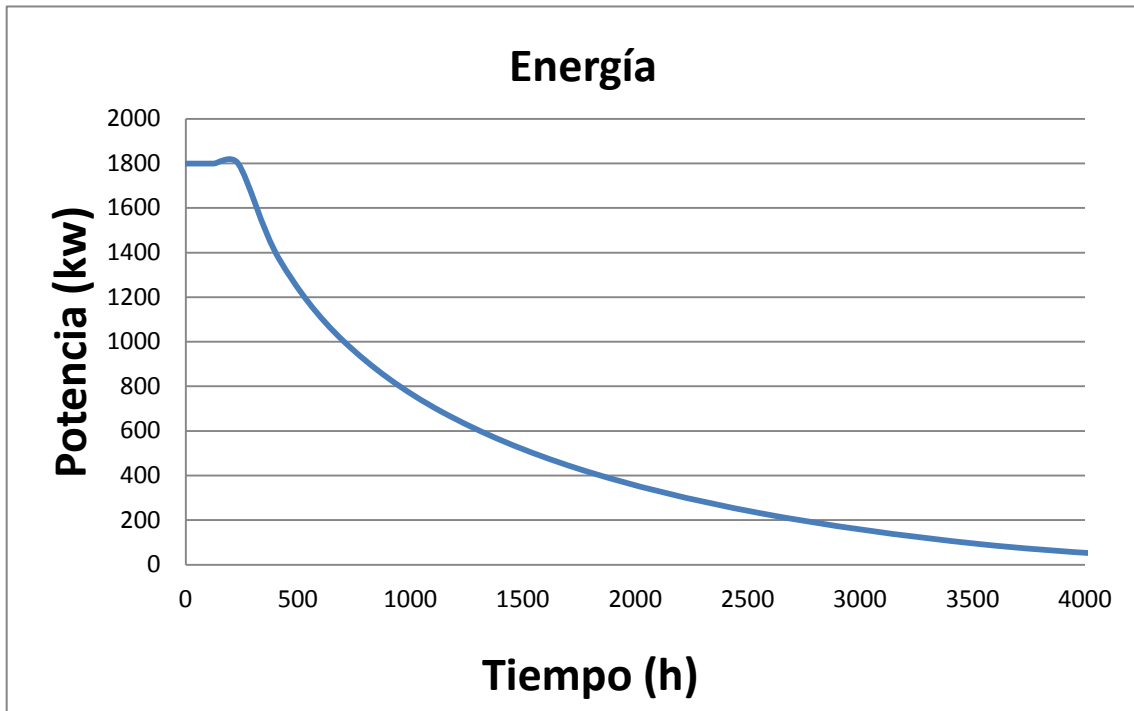
Para realizar el cálculo de la energía que podemos obtener de nuestro aerogenerador diseñado a lo largo de un año necesitamos saber la relación entre la potencia y el tiempo al que funcionará el aerogenerador para cada valor de velocidad. El tiempo lo obtenemos de la curva de velocidades de viento clasificadas a 78m descrita en el anexo 2.

Para calcular el tiempo total multiplicamos cada valor de P_i (obtenido en la curva de velocidades clasificadas) por 8760 horas que tiene un año.

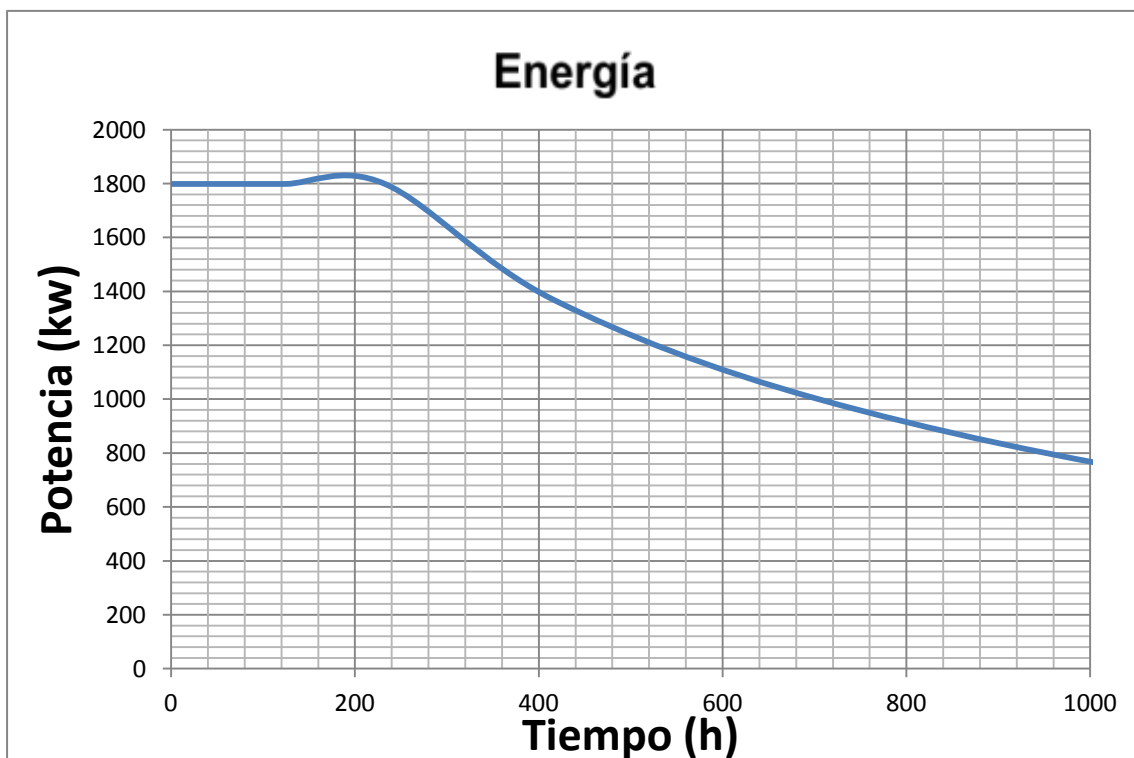
De esta forma obtenemos los siguientes resultados:

v_i	$\pi(v > v_i)$	$T_t = \pi * 8760h/año$	Potencia (kW)
5	0,532654873	4666,056688	9,9825
6	0,403721709	3536,602167	92,522
7	0,290960459	2548,81362	232,765
8	0,199389147	1746,648929	430,693
9	0,129922608	1138,122049	686,296
10	0,080497727	705,1600899	999,57
11	0,047424	415,4342363	1370,52
12	0,026566137	232,7193614	1799,15
13	0,014150582	123,9591019	1799,15
14	0,007166975	62,78270133	1799,15
15	0,003451542	30,23550644	1799,15
16	0,001580542	13,84554862	1799,15
17	0,0006882	6,028631841	1799,15
18	0,00028493	2,495991083	1799,15
19	0,000112171	0,982614047	1799,15
20	4,19889E-05	0,367822743	1799,15
21	1,49453E-05	0,130921165	1799,15
22	5,05816E-06	0,044309497	1799,15
23	1,62778E-06	0,014259341	1799,15

La relación entre la potencia y el tiempo (T_t) para cada valor de velocidad comprendido entre la velocidad de arranque y la velocidad de desconexión nos da la siguiente curva mediante la cual obtendremos la energía producida por nuestro aerogenerador en un año.



El área comprendida por debajo de la curva nos dará la energía total que estamos buscando. Para calcular dicha área lo hacemos de forma gráfica.



$$E_t = 200 \cdot 1800 + \frac{1}{2} (4666 - 200) \cdot 1800 = 360000 + 4019400 = 4379400 \text{ kW} \cdot \text{h} = 4.38 \text{ Gw} \cdot \text{h/año.}$$

- Cálculo de la energía producida por el parque

Tras haber diseñado la aeroturbina más apropiada para aprovechar la energía eólica de la zona estudiada, pasamos a estimar la energía que es capaz de producir un parque eólico compuesto por un grupo de los aerogeneradores diseñados en este proyecto.

Nuestro Parque Eólico constará de 15 de los aerogeneradores diseñados de 1800 kW de potencia nominal. Hemos elegido este número de aerogeneradores porque la extensión del parque nos limitaba a este número máximo de turbinas y también porque hemos estimado que con esta potencia cubriremos las necesidades de nuestra zona elegida para el emplazamiento. Por tanto, vamos a tener una potencia nominal y una energía total del parque:

$$P_{n(\text{parque})} = 15 * 1800 = 27000 \text{ kW} = 27 \text{ MW/año}$$

$$E_{t(\text{parque})} = 15 * 4.38 = 65.7 \text{ Gw*h/año}$$

- Características de la turbina diseñada

Una vez realizado el diseño de la aeroturbina más apropiada para las condiciones eólicas de la zona seleccionada para la instalación del parque eólico, las características generales obtenidas para nuestro aerogenerador, a partir de este diseño, son las que se enumeran a continuación:

Potencia nominal (P_n).....	1800 kW
Altura de la torre (H)	78 m
Diámetro del rotor (D)	78 m
Densidad del aire (ρ)	1,267 kg/m ³
Voltaje nominal (U_n)	0,69 kV
Velocidad de arranque (v_a)	5.67 m/s
Velocidad nominal (v_n)	11.34 m/s
Velocidad de desconexión (v_p)	22.68 m/s
Velocidad de rotación (N)	23 r.p.m.
Curva de potencia	Ver apartado 4.3.1
$P_{n(\text{parque})}$	27 Mw/año
$E_{t(\text{parque})}$	65.7 Gw*h/año

Capítulo 5: Conclusiones

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

En el presente proyecto se ha realizado el diseño de un aerogenerador de 1.8 MW de potencia nominal, para un régimen nominal de vientos de 11.34 m/s y una velocidad de giro de 23 r.p.m.

Primero se ha partido de la campaña de registro de datos eólicos obtenida por CENER y sus correspondientes representaciones analíticas por medio de las gráficas de distribución de Weibull.

A continuación se ha realizado el diseño del rotor. Para ello, se ha partido de una serie de datos de partida, entre los que se encuentran la potencia nominal del aerogenerador y la velocidad nominal.

Una vez realizado el prediseño del rotor, se ha pasado a realizar el diseño aerodinámico de las palas del aerogenerador el cual consiste en que dadas unas condiciones de partida concretas se determinan las características de la pala que maximizan la potencia capturada por la misma, utilizando para ello el procedimiento de diseño propuesto por Le Gourieres.

Utilizando el perfil aerodinámico NACA 0012, se han obtenido la distribución de cuerdas y ángulos de calado que definen el diseño de nuestra pala.

Tras realizar el diseño del rotor, pasamos a obtener la curva características de potencia que define el diseño del aerogenerador.

Una vez obtenido el diseño del aerogenerador, se ha realizado el diseño de un parque eólico formado por 15 de estas turbinas. Estas aeroturbinas tienen una altura de buje de 78 m. y un diámetro de rotor también de 78 m.

La energía ideal que nos entrega este parque ha sido calculada a partir del recurso eólico de la zona, obtenido por medio de los datos de viento y la topografía del terreno mediante el modelo gráfico representado por la relación entre la potencia y el tiempo (Tt) para cada valor de velocidad comprendido entre la velocidad de arranque y la velocidad de desconexión.

Esta energía, asciende a un valor de 65.7 GWh/año.

Como conclusión cabe decir que el aerogenerador diseñado para las condiciones de viento de la zona en estudio producirá más energía que un aerogenerador comercial de la misma potencia que no haya sido diseñado específicamente para el parque eólico en cuestión ya que tendrá una altura de torre y características de rotor y palas diferentes a las diseñadas en este proyecto para las condiciones específicas que hemos planteado.

Por tanto, podemos decir que el aerogenerador diseñado será más eficiente que los aerogeneradores comerciales que existen en el mercado.

Anexo 1: Recursos eólicos a 10 m

A) Rosa de los vientos a la altura de 10 metros.

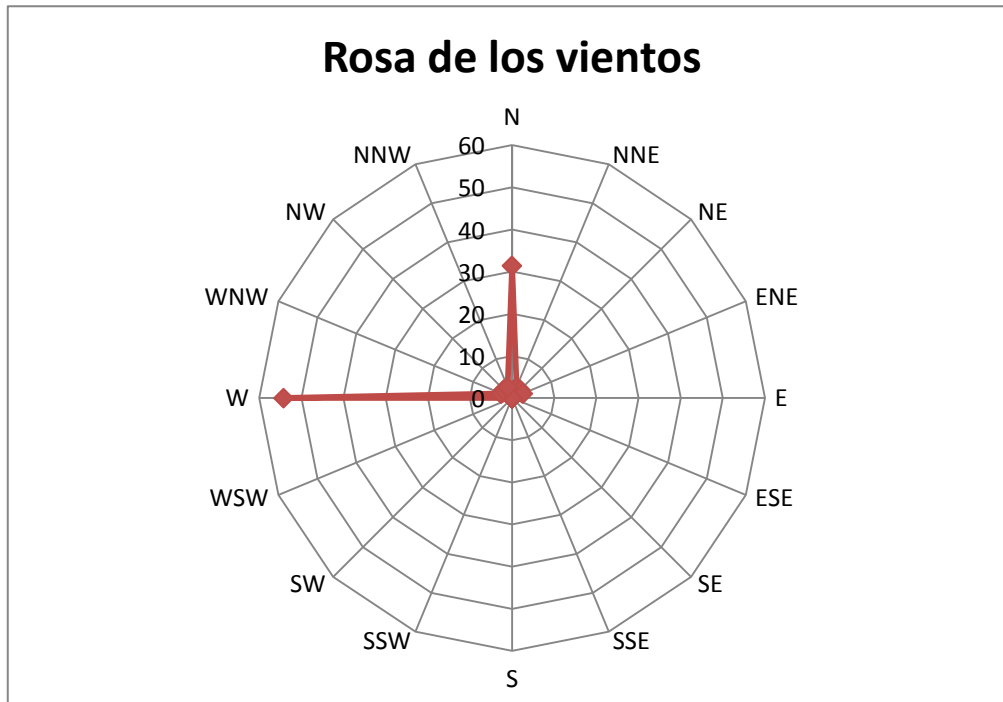
En esta rosa de los vientos se representan las direcciones que sigue el viento en porcentaje de frecuencia. De esta forma podemos determinar cuales son las direcciones dominantes, en este caso W (54,2 %) y N (31,4%). En los datos recogidos la dirección del viento, en un instante concreto, se considera la misma para diferentes alturas, ya sean 20, 10, 32, etc.

En la Tabla 1 se muestra la frecuencia y el porcentaje en que se repiten las direcciones del viento. Las direcciones que no aparecen en la tabla tienen una frecuencia de observación 0.

DIRECCIONES	FRECUENCIA	PORCENTAJE %
N	11	31,4
NNE	1	2,8
NE	1	2,8
ENE	1	2,8
E	0	0
ESE	0	0
SE	0	0
SSE	0	0
S	0	0
SSW	0	0
SW	0	0
WSW	0	0
W	19	54,2
WNW	1	2,8
NW	1	2,8
NNW	1	2,8

Tabla 1: Frecuencia y porcentaje de repetición. Fuente: Cener.es

ROSA DE LOS VIENTOS



Gráfica 1. Rosa de los vientos

B) Perfil vertical de velocidades medio. Proporcionar una expresión para el perfil.

Se puede hacer uso de dos modelos diferentes para expresar la variación de la velocidad con la altura.

- Ley logarítmica. Este modelo es más utilizado si tenemos datos del viento medio o estacionario (velocidad obtenida por el promedio de medidas para un intervalo de tiempo de 10 minutos).

$$\frac{V(z)}{V(z_1)} = \frac{\ln z - \ln z_0}{\ln z_1 - \ln z_0}$$

Z_0 =Rugosidad del terreno (m).

- Ley potencial. Cuando los datos de los que disponemos corresponden a la velocidad a largo plazo (velocidad media anual), este es el modelo más usado.

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^n$$

n=nivel de rugosidad del terreno

Las velocidades ha utilizar en los modelos serán velocidades medias.

$$V_{\text{media}} (H=10) = 3,567 \text{ m/s}$$

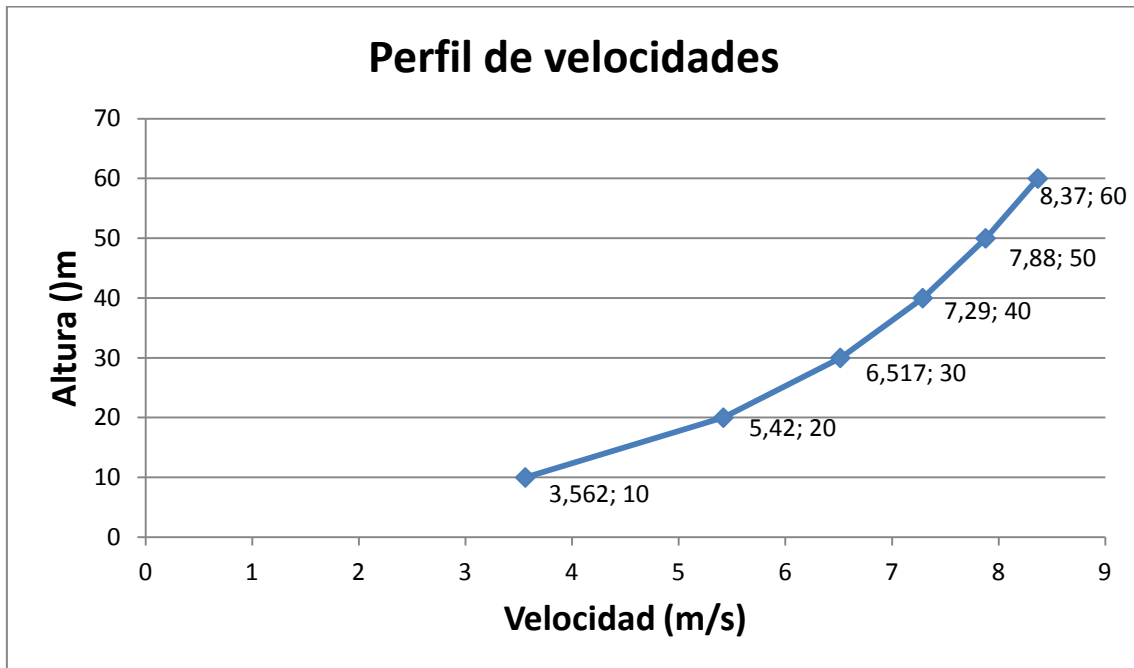
$$V_{\text{media}} (H=32) = 6,6984 \text{ m/s}$$

Utilizaremos el modelo logarítmico. Ya que disponemos de datos a diferentes alturas, podemos calcular la rugosidad del terreno Z_0 :

$$\frac{V(10)}{V(32)} = \frac{\ln 32 - \ln z_0}{\ln 10 - \ln z_0} \rightarrow z_0 = 2,65$$

De forma que obtenemos la siguiente expresión para el perfil de velocidades:

$$V(z) = 3,567 \cdot \frac{\ln z - \ln 2,65}{\ln 10 - \ln 2,65}$$



Gráfica 2. Perfil de velocidades medio.

C) Ley de Weibull a la altura de 20 metros.

Mediante la ley de Weibull podemos representar una distribución de probabilidades para la velocidad del viento que se ajusta bien a los resultados comprobados experimentalmente. De forma que tenemos una expresión que nos permite ver como se distribuyen las velocidades a lo largo de un periodo de tiempo.

Al no disponer de los datos de viento para la altura de 20 metros se calculará en primer lugar la Ley de Weibull para una altura de 10 metros, para después transformar los valores para 20 metros mediante el método de Justus y Mikhail.

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

En la Tabla 2 se presentan las frecuencias de observación, frecuencias acumuladas y los valores de x_i e y_i de las velocidades a 10 metros de altura proporcionadas por Cener.

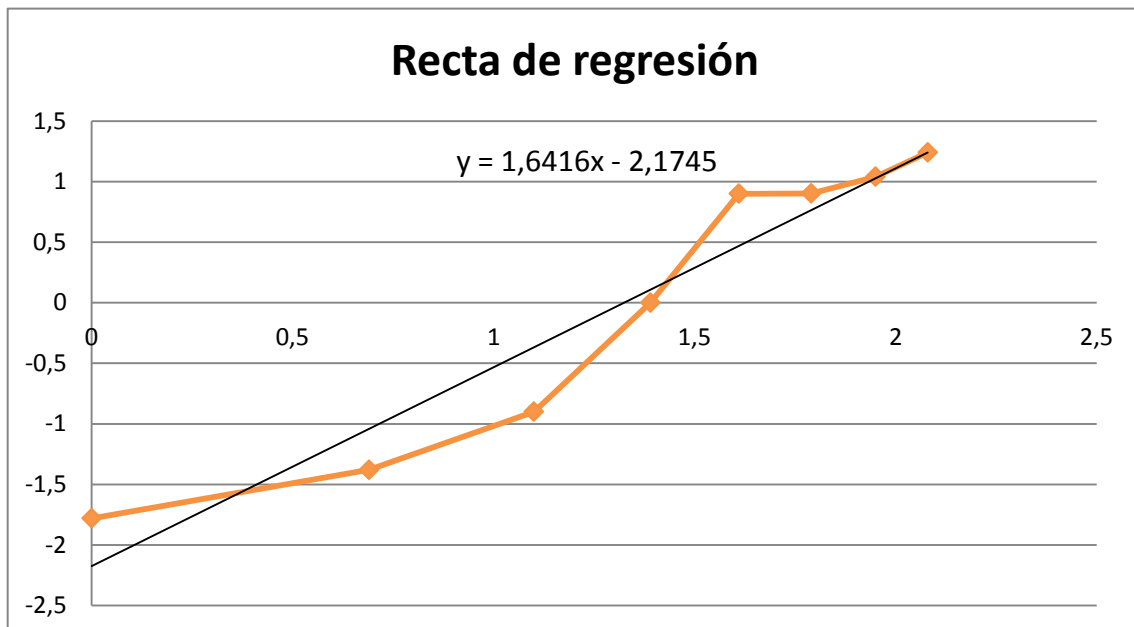
$V_i(H=10)(m/s)$	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
F_i	0,166	0,055	0,111	0,25	0,333	0	0,027	0,027
P_i	0,166	0,221	0,332	0,58	0,915	0,915	0,942	0,969
$X_i=\ln v_i$	0,00	0,69	1,10	1,39	1,61	1,79	1,95	2,08
$Y_i=\ln(-\ln(1-P_i))$	-1,78	-1,38	-0,90	-0,14	0,90	-0,902	1,04	1,24

Tabla 2

El cálculo de los parámetros c y k se realizará por ajuste de mínimos cuadrados.

En la Gráfica 4 se representa la recta de regresión calculada por mínimos cuadrados, cuya ecuación será:

$$y = 1,6416x - 2,1745$$



Gráfica 4: Recta de regresión

Diseño de un aerogenerador de 1.8 Mw

Con estos datos ya podemos calcular el factor de escala (c) y el factor de forma (k) que buscamos.

$$k = b = 1,641$$

$$c = e^{\frac{-2,174}{-1,6416}} = 3,76$$

Para una altura de 20 metros:

$$k(20) = \frac{1,641 \left[1 - 0,088 \ln \left(\frac{10}{10} \right) \right]}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{20}{10} \right)} = 1,748$$

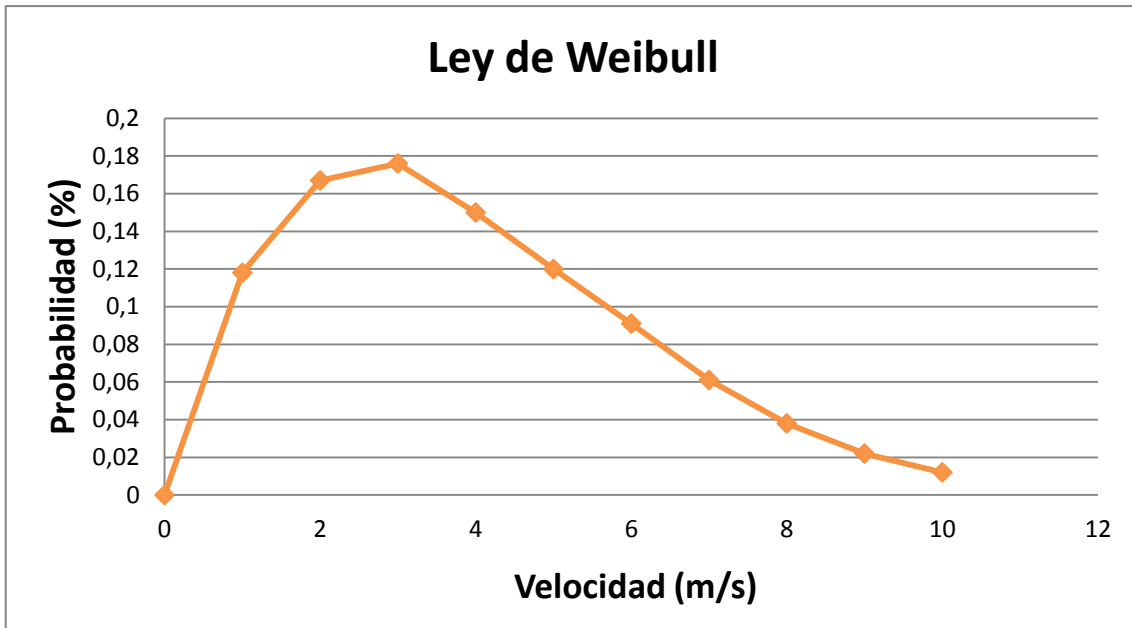
$$c(20) = 3,76 \left(\frac{20}{10} \right)^{\alpha}$$

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln 3,76}{1 - 0,088 \ln \frac{10}{10}} = 0,253$$

$$c(20) = 4,48$$

La ley de Weibull para una altura de 20 metros queda de la forma:

$$p(v) = \frac{1,748}{4,48} \cdot \left(\frac{v}{4,48} \right)^{0,748} \cdot e^{-\left(\frac{v}{4,48} \right)^{1,748}}$$



Gráfica 5: Ley de Weibull a 20 m

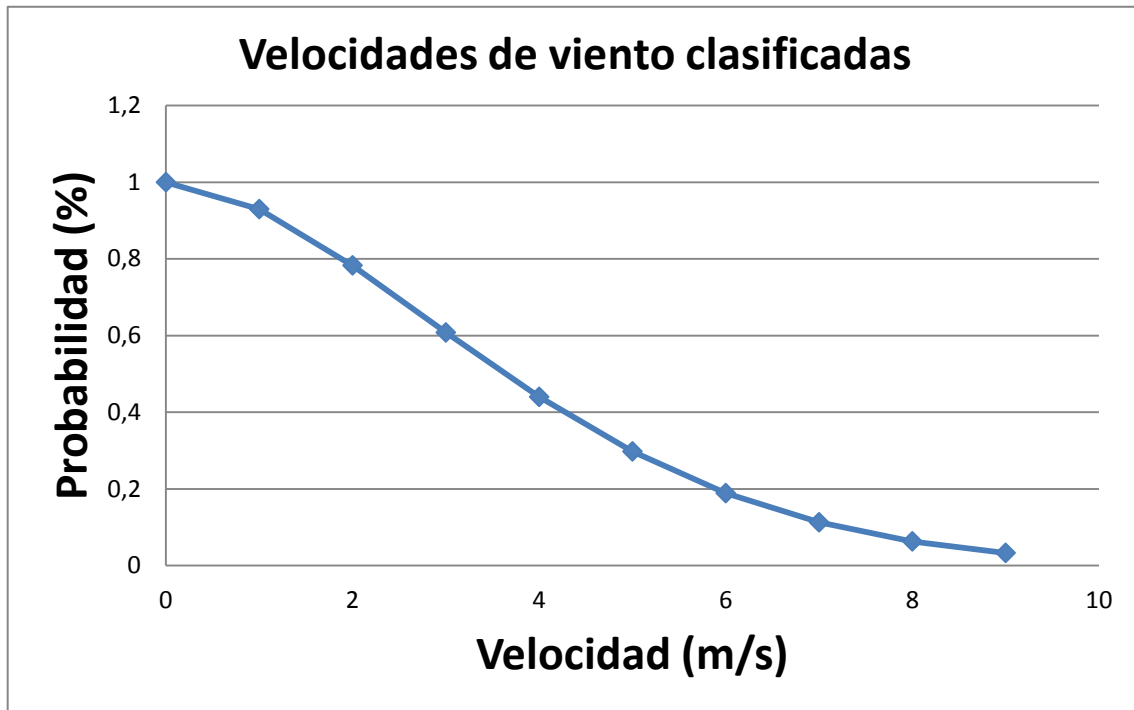
D) Curva de velocidades de viento clasificadas a la altura de 20 metros.

Muestra la probabilidad de que se de un rango determinado de velocidades. Por ejemplo la probabilidad de que se den velocidades iguales o mayores que 0 m/s será 1 (del 100%) y así con velocidades sucesivas.

La curva se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$p(V > V_i) = e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k}$$

Con los valores de c y k calculados anteriormente para la altura de 20 metros.



Gráfica 6: Velocidades de viento clasificadas

E) Potencia media disponible a 20 metros.

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

Al no conocer al área barrida por el aerogenerador calculamos la densidad de potencia media.

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

Donde ρ es la densidad media calculada en el apartado C, con un valor de 1,267 Kg/m³. v^3 se puede calcular a través de la función densidad de probabilidad.

$$v^3_{media} = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \gamma \left(1 + \frac{3}{k}\right) = 4,48^3 \gamma \left(1 + \frac{3}{1,74}\right) = 89,91 \gamma (2,716)$$

$$\gamma(1 + 1,716) = 1,716 \gamma(1,716) = 1,5625$$

$$v^3_{media} = 140,48 \text{ m/s}$$

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} 1,267 140,48 = 89 \text{ w/m}^2$$

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} p v^3$$

$$v^3_{media} = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \gamma \left(1 + \frac{3}{k}\right) = 6,8^3 \gamma \left(1 + \frac{3}{1,98}\right) = 314,13 \gamma (2,515)$$

$$\gamma(1 + 1,515) = 1,515 \gamma(1,515) = 1,515 * 0,88659168 = 1,3433$$

$$v^3_{media} = 421,97 \text{ m/s}$$

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} 1,267 421,97 = 267,32 \text{ w/m}^2$$

Anexo 2: Recursos eólicos a la altura del buje

A) Ley de Weibull a la altura del buje. 78m

En la primera parte del trabajo que nos ocupa se calculo la ley de Weibull para una altura de 10 metros, obteniendo los valores:

$$k = b = 1,641$$

$$c = e^{\frac{-2,174}{-1,6416}} = 3,76$$

Mediante el método de Justus y Mikhail se determinarán los valores de c y k para la altura del buje del aerogenerador, que en este caso será 78 metros.

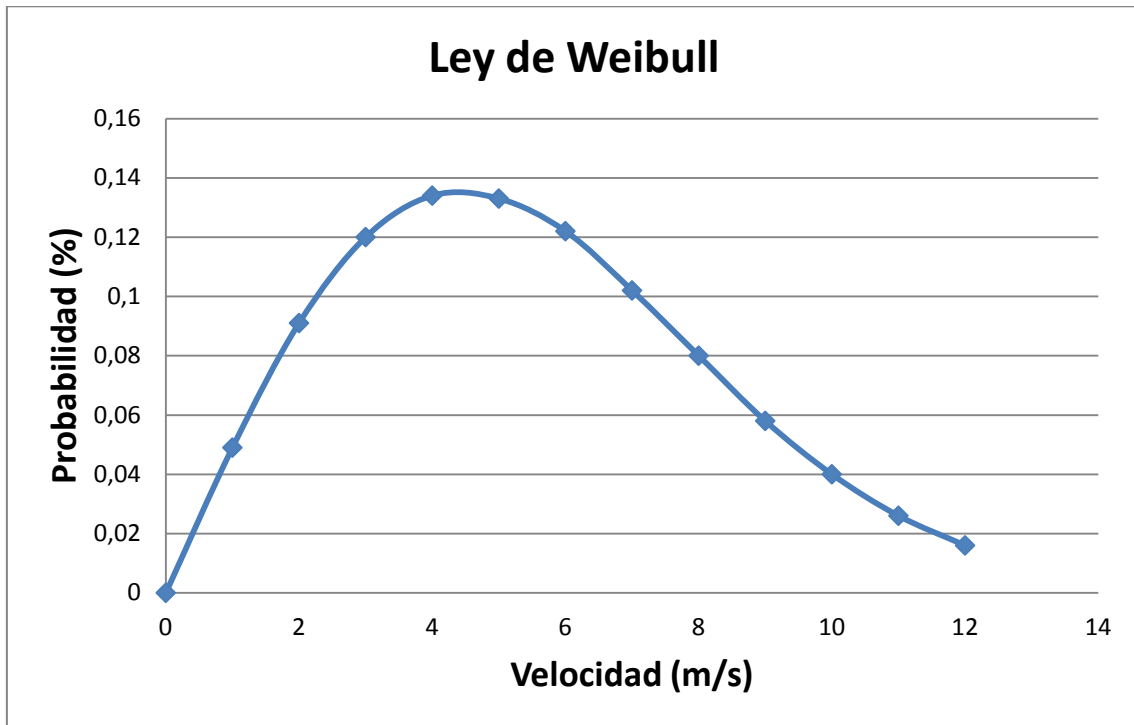
$$k(78) = \frac{1,641 \left[1 - 0,088 \ln \left(\frac{10}{78} \right) \right]}{1 - 0,088 \ln \left(\frac{10}{10} \right)} = 2$$

$$c(78) = 3,76 \left(\frac{78}{10} \right)^{\alpha} = 6,3$$

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln 3,76}{1 - 0,088 \ln \frac{10}{10}} = 0,253$$

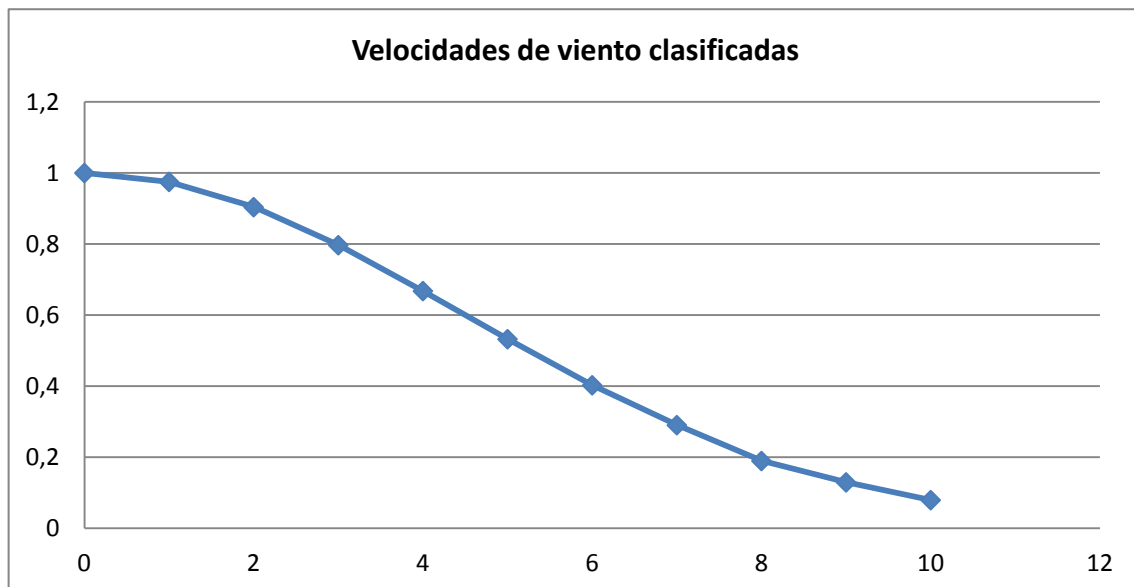
La ley de Weibull a la altura del buje quedará de la siguiente forma:

$$p(v) = \frac{2}{6,3} \cdot \left(\frac{v}{6,3} \right)^1 \cdot e^{-\left(\frac{v}{6,3} \right)^2}$$



Gráfica 7: Ley de Weibull 78 m

B) Curva de velocidades de viento clasificadas a la altura del buje.



C) Potencia media disponible a la altura del buje.

La densidad de potencia viene dada por la siguiente expresión:

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

$$v^3 \text{ media} = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \gamma \left(1 + \frac{3}{k}\right) = 6,3^3 \gamma \left(1 + \frac{3}{2}\right) = 250 \gamma (2,5)$$

$$\gamma(1 + 1,5) = 1,5 \gamma(1,5) = 1,329$$

$$v^3 \text{ media} = 332,25 \text{ m/s}$$

Para la densidad media del aire con valor 1,267 Kg/m³ la potencia media por área disponible será:

$$\frac{P}{S} = \frac{1}{2} 1,267 * 332,25 = 210,48 \text{ w/m}^2$$

Sabiendo que el diámetro del rotor es de 78 metros podremos calcular la potencia media disponible para esa área.

$$P = S \frac{1}{2} \rho v^3 = S * 210,48 = \pi \frac{d^2}{4} * 210,48 = 5944,67 \text{ w}$$

Anexo 3: Características del perfil NACA 0012

1. Geometría del perfil

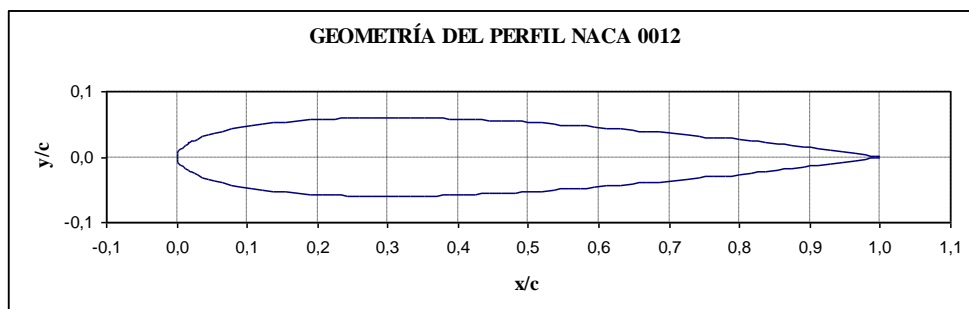
Área = 0,08206

Espesor = 0,12002

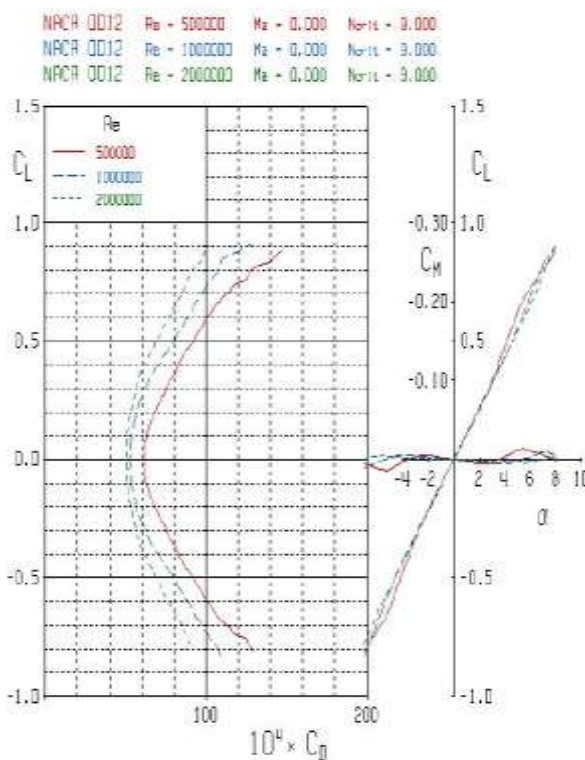
Combadura = -0,00000

$r_{LE} = 0,01391$

$\Delta\theta_{TE} = 15,76^\circ$



2. Relación ángulo de ataque con coeficientes de resistencia y sustentación del perfil.



α	C_L	C_D	C_L/C_D
-2,0	-0,0941	0,01060	-8,877358
-1,5	-0,0348	0,01061	-3,279925
-1,0	0,0246	0,01071	2,296919
-0,5	0,0835	0,01075	7,767442
0,0	0,1424	0,01062	13,408663
0,5	0,2015	0,01063	18,955786
1,0	0,2607	0,01068	24,410112
1,5	0,3197	0,01074	29,767225
2,0	0,3788	0,01081	35,041628
2,5	0,4377	0,01084	40,378229
3,0	0,4968	0,01086	45,745856
3,5	0,5556	0,01112	49,964029
4,0	0,6127	0,01067	57,422680
4,5	0,6703	0,01033	64,888674
5,0	0,7264	0,00995	73,005025
5,5	0,7831	0,00973	80,483042
6,0	0,8400	0,00959	87,591241
6,5	0,8748	0,01076	81,301115
7,0	0,8928	0,01305	68,413793
7,5	0,9141	0,01474	62,014925
8,0	0,9270	0,01620	57,222222

Planos

Bibliografía

- [1] Johnson, Gary L. (2001), Wind Energy Systems, Edición Electrónica, Manhattan.
- [2] Le Gouriérés (1983), Energía Eólica. Teoría, Concepción y Cálculo Práctico de las Instalaciones, Primera edición, Editorial Eyrolles, Paris.
- [3] Rosato, M. A. (1991), Diseño de Máquinas Eólicas de Pequeña Potencia, Primera edición, Editorial Progensa, Sevilla.
- [4] Sánchez, A. y Viedma, A. (2003), Energía Eólica, Segunda Edición, Horacio Escarabajal, Cartagena.
- [5] Sánchez Kaiser, A. (1998), Diseño Aerodinámico y Estructural de las Palas y la Torre de un Aerogenerador de 500 KW, Proyecto Fin de Carrera, Valencia.
- [6] Villarrubia, M. (2007), Energía Eólica, Primera Edición, Editorial Ceac, Madrid.
- [7] Villarrubia, M. (2012), Ingeniería de la Energía Eólica, primera edición 2012.

Programas informáticos

- [1] Microsoft Office.
- [2] Autocad 2010.

Webs utilizadas

- [1] <http://www.argem.regionmurcia.net>, Agencia de Gestión de Energía de la Región de Murcia.
- [2] <http://www.boe.es>, Boletín Oficial del Estado.
- [3] <http://www.carm/borm.es>, Boletín Oficial de la Región de Murcia.
- [4] <http://www.ecotecnica.com>, Ecoténica S.A.
- [5] <http://www.gamesa.es>, Gamesa S.A.
- [6] <http://www.idae.es>, Instituto para la diversificación y ahorro de energía.
- [7] <http://www.izar.es>, Izar S.A.
- [8] <http://www.made.es>, Made S.A.
- [9] <http://www.nordex.es>, Nordex Energy Ibérica S.A.
- [10] <http://www.windpower.dk>, Asociación Danesa de la Industria Eólica.