



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN
NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

TESIS:

DISEÑO Y MANUFACTURA DEL
HUB Y ÁLABES DE UNA TURBINA DE VIENTO

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECANICA.

PRESENTA:

ING. ERICK YUVANIEL GÓMEZ URIETA

ASESOR:

M. C. VÍCTOR LÓPEZ GARZA



Morelia; Mich. a Enero del 2011



ÍNDICE

INTRODUCCION.....	3
CAPITULO I. RESEÑA HISTÓRICA DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	5
1.1 Aerogeneradores de eje vertical vs. a los de eje horizontal.....	9
1.2 Partes de un aerogenerador.....	10
1.3 Informe mundial de energía eólica 2008.....	11
1.3.1 Principales países generadores de energía mediante el viento en el 2008.....	12
1.3.2 Principales países generadores de nuevos aerogeneradores.....	12
1.3.3 Aumento de las tasas de crecimiento.....	13
1.3.4 La energía eólica como una respuesta a la crisis mundial.....	14
1.3.5 La energía eólica como una inversión de bajo riesgo.....	14
1.3.6 Distribución continental de aerogeneradores en América.....	15
1.4 Panorama energético en México.....	16
1.5 Energía eólica en México descrita por CFE.....	19
1.5.1 Sistemas eólicos: tecnologías.....	21
1.5.2 Sistemas híbridos eólico-solar.....	23
1.5.2.1 Potencial eólico.....	23
1.5.3 Regiones eoloenergéticas de México.....	23
1.5.3.1 Sur del Istmo de Tehuantepec.....	23
1.5.3.2 Península de Baja California.....	24
1.5.3.3 Península de Yucatán.....	24
1.5.3.4 Altiplano norte.....	24
1.5.3.5 Región Central.....	24
1.5.3.6 Las costas del país.....	25
1.5.4 Potencial de aplicación en México.....	25
1.5.5 Escenarios de emisiones evitadas.....	27
1.5.6 Resumen de agua dulce y emisiones evitadas por generación eoloeléctrica.....	28
1.6 Antecedentes del proyecto registrados en la Facultad de Ingeniería mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.....	29
1.7 JUSTIFICACIÓN.....	30
1.8 OBJETIVOS.....	31
1.8.1 OBJETIVO GENERAL.....	31
1.8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	31
1.8.3 COMO TRABAJO FUTURO PARA ESTA TESIS:.....	31
1.9 HIPOTESIS.....	31
1.10 INFRAESTRUCTURA.....	32
1.11 GRUPO DE TRABAJO:.....	32
1.12 METODOLOGÍA.....	33
1.12.1 METODOLOGÍA EN FORMA DE DIAGRAMA DE FLUJO.....	35
CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS AERODINÁMICOS.....	38
2.1 Perfil aerodinámico.....	38
2.2 La teoría de cantidad de movimiento y el límite de Betz.....	38
2.3 Perfiles aerodinámicos, conceptos generales de aerodinámica.....	46
2.3.1 Características de presión en un perfil aerodinámico.....	47
2.3.2 Centro de presiones.....	47
2.3.3 Viento relativo.....	48
2.4 Perdidas.....	49
2.5 Nomenclatura de los perfiles aerodinámicos.....	50
2.5.1 Aerodinámica de las turbinas de viento.....	50
2.5.2 Serie NACA de cuatro dígitos.....	51
2.6 Teoría de Momento y Teoría de Elemento de Palas.....	51
2.6.1 Teoría de Momento.....	52



2.6.2 Teoría de elemento de pala.	53
2.6.3 Forma de la pala para un rotor ideal sin estela de rotación.	56
2.7 Procedimiento general para el diseño del rotor.	59
2.7.1 Determinar los parámetros básicos.	59
2.7.2 Definir la forma de la pala.	60
2.7.3 Calculo de la potencia del rotor y modificar el diseño de la pala.	61
2.8 Curvas $C_p - \lambda$	62
2.9 Efecto del arrastre del numero de palas en la potencia optima.	63
2.10 Características operativas de un aerogenerador.	64
2.10.1 Velocidad del viento.	64
2.10.2 Densidad del viento.	64
2.10.3 Materiales para la fabricación de álabes de turbina de viento.	64
CAPÍTULO 3: DISEÑO Y MANUFACTURA DEL HUB.	67
3.1.1 Corriente plana paralela.	67
3.1.2 Cuerpo sumergido en un fluido.	72
3.1.3 Distribución de la velocidad de un fluido alrededor de un cilindro de sección circular.	74
3.1.4 Descripción de la Transformación.	78
3.1.5 Transformación de un círculo en un perfil aerodinámico.	81
3.2- Simulación del perfil en el programa ANSYS.	82
3.2.1 Simulación realizada para épsilon 15.	87
3.2.2 Simulación realizada para épsilon 25.	91
3.2.3 Simulación realizada para épsilon 50.	93
3.2.4 Simulación realizada para épsilon 100.	97
3.3 Análisis de los resultados arrojados al variar épsilon.	99
3.4 Manufactura del hub.	99
3.4.1 Vectorizado del hub en AutoCAD® 2009.	99
3.4.2 Manufactura del hub en madera.	100
CAPÍTULO 4: DISEÑO Y MANUFACTURA DEL ÁLABE DE UNA TURBINA DE VIENTO.	103
4.1 Obtención de la geometría del álabe mediante el programa timeo®.	103
4.2 Vectorizado 3D usando el software AutoCAD®.	108
4.3 Mecanizado de la cama falsa.	109
4.3.1 Proceso de maquinado de la cama falsa.	110
4.3.2 Proceso de maquinado de la parte inferior o intradós del modelo.	111
4.3.3 Modelo ya terminado del álabe.	111
4.4 Dibujo de las plantillas para cama falsa en AutoCAD®.	112
4.4.1 Simulación y Programación en el Software Mastercam X5®.	113
4.5 Modelado del prototipo en el software AutoCAD®.	115
4.6 Metodología para la manufactura de nuestro álabe:	116
CONCLUSIONES.	119
ÍNDICE DE FIGURAS.	120
ÍNDICE DE TABLAS.	121
ÍNDICE DE GRÁFICAS.	121
NOMENCLATURA.	123
BIBLIOGRAFIA.	125



INTRODUCCIÓN.

En el presente trabajo el autor plantea cómo diseñar y manufacturar partes de un aerogenerador, las cuales son: el hub y un álabe, para ello se recorrió al estudio de los principios básicos de la aerodinámica y un estudio de la historia de cómo ha sido la evolución del aprovechamiento eólico para la generación de energía para la satisfacción del hombre. Comenzando con las pequeñas embarcaciones impulsadas por el viento que chocaba contra las velas y esto a su vez provocaba el empuje que hacía que se desplazaran por el ancho mar, continuando con nuestro estudio histórico encontramos que la energía eólica también fue usada para el riego de los campos y para la molienda de granos mediante molinos los cuales aprovechaban el movimiento del aire; ya que este pegaba y provocaba que las aspas se movieran generando así energía mecánica la cual era utilizada para estos servicios, mas tarde sirvieron para el bombeo de agua, prensado de semillas, etc. En la actualidad uno de los usos que se le ha dado es la generación eléctrica, es decir, el aire choca contra las aspas o álabes los cuales tienden a girar y el movimiento se convierte en energía mecánica la cual pasa por una flecha que está conectada a un generador el cual convierte la energía mecánica en eléctrica, lo cual se puede apreciar en el capítulo uno.

La principal motivación de este trabajo es la creación de tecnología en el país, además de no dañar el medio ambiente, ya que el país sufre de un exagerado consumismo de tecnología extranjera por lo cual uno de los objetivos, es el de demostrar que las cosas que se hacen en este país pueden tener trascendencia, además de empezar a progresar en nuevos campos tecnológicos. Para ello se realizará lo que se conoce como “re-ingeniería”. Otro punto importante es el impulso en el uso de las energías renovables en nuestro estado. La apertura de nuevos horizontes en el campo de la manufactura de álabes; ya que la mayoría de los álabes son fabricados con el uso de moldes y otros mas de manera artesanal; la meta de este proyecto es hacer una metodología la cual permita de manera más fácil y rápida la realización de estas partes para ello se recurrirá a las técnicas de CAD/CAM las cuales facilitaran la creación del trabajo.

En el capítulo dos se abordaran conceptos básicos como: la aerodinámica, mecánica de fluidos, energía eólica, potencia de extracción por el aerogenerador, etc.; además de dar un panorama amplio de cuáles son las teorías de diseño en las que se basa la construcción de álabes y las metodologías utilizadas; uno de los conceptos importantes fundamental, es el conocimiento de la teoría del límite de Betz, continuando con la descripción de los parámetros básicos de todo perfil aerodinámico los cuales son los coeficientes de sustentación y arrastre, para final mente obtener el coeficiente de potencia optimo o el mayor aprovechable.

En el capítulo tres se describe la metodología para la obtención del hub aerodinámico el cual es la parte frontal del aerogenerador, para ello, se generaron cuatro puntos importantes los cuales son: el estudio del estado del arte; lo que es el sustento teórico, para ello se recurrió al estudio del flujo alrededor de un cilindro el cual da los resultados para generar perfiles de hub aerodinámicos. Posteriormente se generaron simulaciones para diferentes distancias entre el eje real y un eje imaginario esta distancia recibe el nombre de épsilon (ϵ), después se puede observar la generación del perfil en un



software de dibujo llamado AutoCAD® donde se puede visualizar su forma en 3D y finalmente se procedió a la manufactura del hub aerodinámico. Estos fueron los pasos que se siguieron para el diseño y manufactura del hub.

En el capítulo cuatro podemos observar la culminación de años de investigación invertida que por fin dan frutos; con paciencia, entrega y pasión es como se hacen las cosas, sabias palabras que el autor escucho alguna vez; estas palabras sirvieron de inspiración y como el motor principal para no desfallecer en la realización y culminación de este proyecto, después de estas palabras de aliento damos comienzo a la explicación de este capítulo en el cual se puede visualizar los cuatro puntos importantes los cuales son: el sustento teórico, simulación del proceso de mecanizado, generación del programa para el centro de maquinado y mecanizado donde se puede observar el producto final, el cual resultado se logro satisfactoriamente.



CAPITULO I. RESEÑA HISTÓRICA DE LA ENERGÍA EÓLICA

La primera utilización de la capacidad energética del viento la constituye la navegación a vela. En ella, la fuerza del viento se utiliza para impulsar un barco. Barcos con velas aparecían ya en los grabados egipcios más antiguos (3000 A.C.). Los egipcios, los fenicios y más tarde los romanos tenían que utilizar también los remos para contrarrestar una característica esencial de la energía eólica, su discontinuidad. Efectivamente, el viento cambia de intensidad y de dirección de manera impredecible, por lo que había que utilizar los remos en periodos de calma o cuando no soplaba en la dirección deseada. Hoy, en los parques eólicos, se utilizan los acumuladores para producir electricidad durante un tiempo, cuando el viento no sopla.

Los molinos movidos por el viento tienen un origen remoto. En el siglo VII D.C. ya se utilizaban molinos elementales en Persia (hoy, Irán) para el riego y moler el grano. En estos primeros molinos la rueda que sujetaba las aspas era horizontal y estaba soportada sobre un eje vertical. Estas máquinas no resultaban demasiado eficaces, pero aún así se extendieron por China y el Oriente Próximo. En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento.

El molino de torre (Figura 1.1) se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo.

Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura.

Además de emplearse para el riego y moler el grano, los molinos construidos entre los siglos XV y XIX tenían otras aplicaciones, como el bombeo de agua en tierras bajo el nivel del mar, aserradores de madera, fábricas de papel, prensado de semillas para producir aceite, así como para triturar todo tipo de materiales. En el siglo XIX se llegaron a construir unos 9,000 molinos en Holanda.



Figura 1.1. Molino tradicional europeo de eje horizontal en Dinamarca.

Las primeras referencias de molinos de viento en la península ibérica datan de la época medieval, originalmente en las zonas cristianas, para posteriormente incrementar su presencia en el califato de Córdoba. De los siglos XVI al XIX queda gran cantidad de restos de molinos. Manchegos en Campo de Criptana, andaluces en Huelva y Cádiz, molinos cartagenos y mallorquines. Ya en el siglo XVII se realizaron mejoras tecnológicas que empiezan a configurar los molinos modernos.

El avance más importante fue la introducción del abanico de aspas, inventado en 1745, que giraba impulsado por el viento. En 1772 se introdujo el aspa con resortes. Este tipo de aspa consiste en unas cerraduras de madera que se controlan de forma manual o automática, a fin de mantener una velocidad de giro constante en caso de vientos variables.

Otros avances importantes han sido los frenos hidráulicos para detener el movimiento de las aspas y la utilización de aspas aerodinámicas en forma de hélice, que incrementan el rendimiento de los molinos con vientos débiles.

El uso de las turbinas de viento para generar electricidad comenzó en Dinamarca a finales del siglo pasado y se ha extendido por todo el mundo. Los molinos para el bombeo de agua se emplearon a gran escala durante el asentamiento en las regiones áridas del oeste de Estados Unidos. Pequeñas turbinas de viento generadoras de electricidad abastecían a numerosas comunidades rurales hasta la década de los años treinta, cuando en Estados Unidos se extendieron las redes eléctricas. También se construyeron grandes turbinas de viento en esta época.

En 1922 el ingeniero finlandés S. J. Savonius, desarrolló una aeroturbina de eje vertical compuesta de dos aspas de forma helicoidal, sujetados por el eje como se muestra en la Figura 1.2; esta máquina eólica tiene una forma de S, con el eje justo en el centro, de esta forma, siempre reciben viento independientemente de la dirección que tenga, es por ello que no requieren un mecanismo orientador. El par de arrastre es elevado, pero la velocidad máxima es claramente inferior a la de los rotores de eje horizontal. Este tipo de



aerogeneradores es utilizado frecuentemente cuando el factor económico es más importante que la eficiencia.

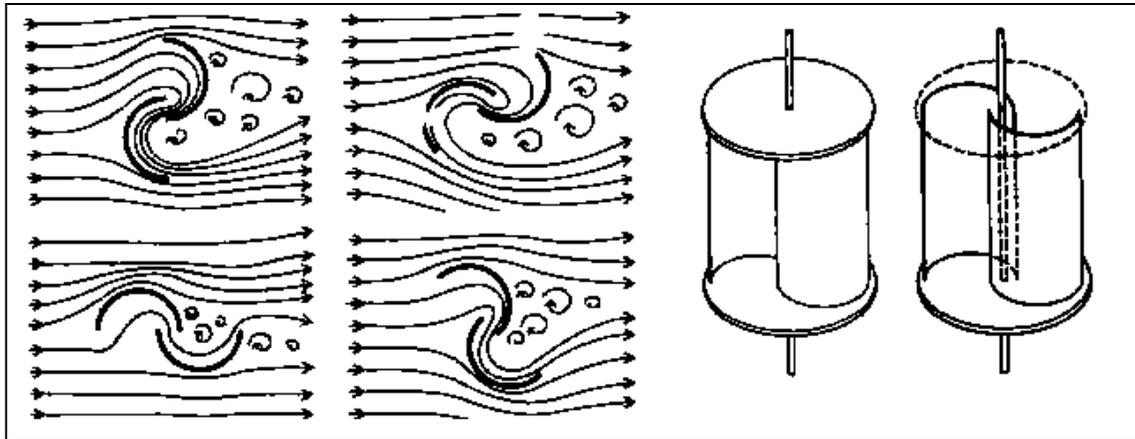


Figura 1.2. Aeroturbina de eje vertical Savonius.

En 1927 el ingeniero aeronáutico francés Georges Jean Marie Darrieus patentó un modelo de aeroturbina de eje vertical que consiste de un número de perfiles aerodinámicos montados sobre un eje ó armazón como el mostrado en la Figura 1.3. Emplea la sustentación de las palas para hacer girar el rotor y están caracterizados por un débil par de arranque y velocidad de rotación elevada que permite la recuperación de una gran potencia.

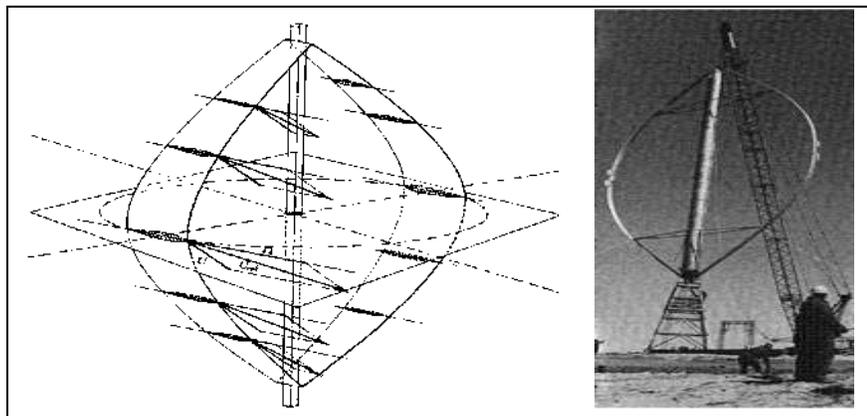


Figura 1.3 Aeroturbina de eje vertical tipo Darrieus.

Hasta la segunda guerra mundial se realiza la construcción de aerogeneradores cada vez mayores, pero de resultado aún no del todo satisfactorio, resultado lógico de la inexperiencia y de lo somero de los estudios de desarrollo realizados. Tras la guerra, el bajo precio del petróleo detuvo notablemente la expansión de la energía eólica, hasta la crisis del petróleo de 1973. Cabe destacar, sin embargo, la iniciativa realizada por el gobierno danés, que tras realizar una evaluación detallada de los recursos del país, instala en 1957 un generador de 240 kW en Gedser, que sirvió de base para el desarrollo pionero de modernas turbinas eólicas, lo que ha convertido a este país en un líder mundial.



Tras la crisis del petróleo, los países más desarrollados comienzan programas de investigación y desarrollo en energía eólica y fruto de ellos es la actual tecnología. Cabe destacar los resultados logrados en los Estados Unidos de Norteamérica, como el aerogenerador MOD-0 de 100 kW en 1975 y el MOD-5B de 3,2 MW en 1987, construido por Boeing e instalado en Hawái. En los últimos 25 años, el tamaño de las turbinas comerciales más grandes se ha incrementado enormemente, como se ilustra en la Figura 1.4.

La capacidad total instalada en el mundo a partir del año 2001 fue aproximadamente 20,000 MW, con la mayor parte de las instalaciones en Europa. Se han establecido estándares y procedimientos de certificación, así que la confiabilidad y el rendimiento están lejos de los que se tenían en los setentas y los ochentas.

El costo de la energía del viento ha caído a tal grado que en algunos sitios es ya competitiva con las fuentes convencionales, incluso sin incentivos gubernamentales. En países donde los incentivos tienen lugar, el desarrollo es realmente fuerte.



Figura 1.4. Aerogenerador moderno de tipo hélice de eje horizontal (fuente: <http://www.dforcesolar.com/energia-solar/turbinas-de-viento/>).

En la actualidad, el desarrollo de este tipo de aerogeneradores (Figura 1.4) ha sido una base fundamental para el desarrollo de la energía eólica a nivel mundial, ya que por sus características físicas y operativas permite aprovechar de forma eficiente la energía del viento para ser transformada en energía eléctrica, y de esta forma explotar un recurso totalmente renovable que en un futuro pueda sustituir el uso de combustibles fósiles que además de ser caros provocan daños irreversibles al medio ambiente y no son renovables^[2].



1.1 Aerogeneradores de eje vertical vs. a los de eje horizontal.

Uno de los puntos importantes es la comparación del aerogenerador que se desea diseñar con los que ya existen y observar sus ventajas y desventajas para comprobar el por qué se eligió dicho aerogenerador. Muestra de ello a continuación se presenta la comparación entre un aerogenerador de eje vertical y un aerogenerador de eje horizontal.

Aerogenerador de eje vertical.

Sus ventajas son:

- No necesitan torre, por lo que la instalación y mantenimiento de los sistemas de generación es más fácil.
- No necesitan mecanismo de orientación para orientarse respecto al viento.

Sus desventajas:

- Al estar cerca del suelo la velocidad del viento es baja.
- Baja eficiencia.
- No son de arranque automático, requieren conexión a la red para poder arrancar utilizando el generador como motor.
- Requieren cables tensores.

Aerogenerador de eje horizontal.

Ventajas:

- Alto coeficiente de potencia.
- Mayores revoluciones.
- Rotor en la parte más alta de la torre.

Desventajas:

- Mayor complejidad y costo.
- Menor par de arranque.
- Mayores cargas dinámicas.



1.2 Partes de un aerogenerador.

Sea mencionado mucho la palabra aerogenerador pero usted como lector se preguntara ¿de qué está compuesto un aerogenerador?, de manera general se muestra la Figura 1.5 en la cual se pueden apreciar las distintas partes del aerogenerador y a su vez muestran las partes diseñadas.

1. Cimientos.
2. Conexión a la red eléctrica.
3. Torre.
4. Escalera de acceso.
5. Sistema de orientación.
6. Góndola.
7. Generador.
8. Anemómetro.
9. Freno.
10. Caja de cambios.
11. Pala o álabe.
12. Inclinación de la pala.
13. Rueda del rotor o hub.

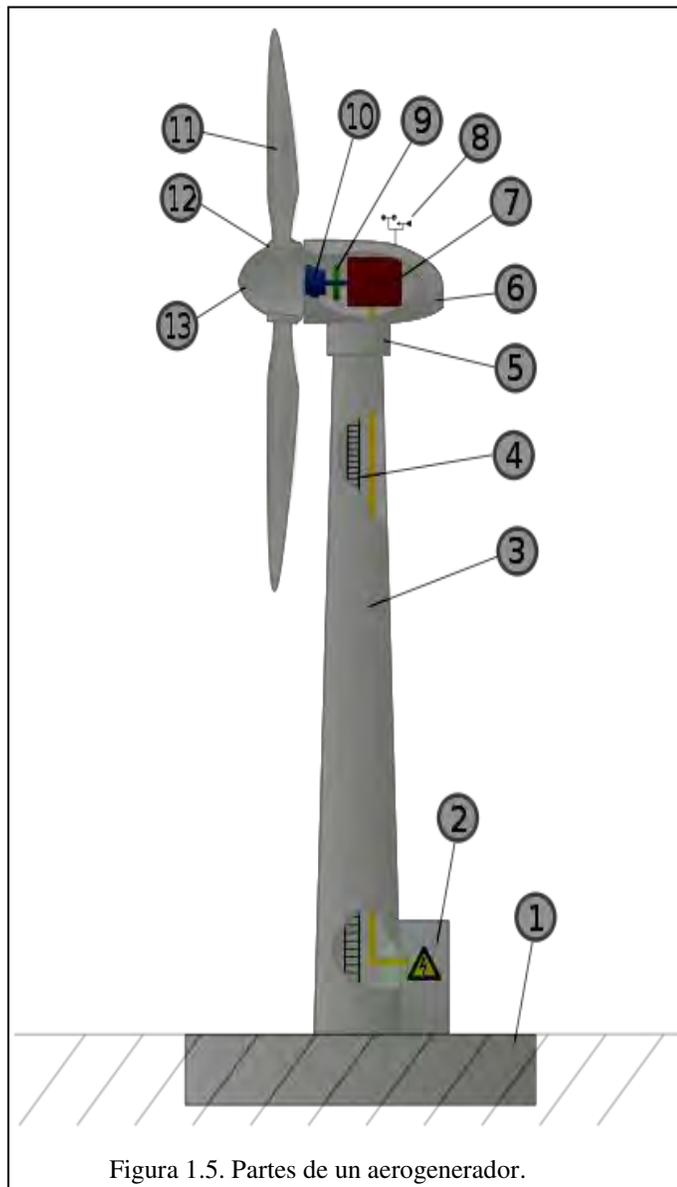


Figura 1.5. Partes de un aerogenerador.



1.3 Informe mundial de energía eólica 2008.



Figura 1.6 Capacidad Total Instalada en el Mundo (fuente: World Wind Energy Report 2008).

La capacidad de todo el mundo llega a 121'188 MW, de los cuales 27'261 MW se añadieron en el 2008, la energía eólica continúa su crecimiento en 2008 a una tasa mayor del 29% como se puede observar en la Figura 1.6. Todos los aerogeneradores instalados a finales de 2008 en todo el mundo están generando 260 TW*h por año, lo que equivale a más de 1,5% del consumo mundial de electricidad, el sector eólico se convirtió en un generador de empleo con 440'000 en todo el mundo, el sector eólico en 2008 representó un volumen de negocios de 40 mil millones.

Por primera vez en más de una década, los Estados Unidos de Norteamérica se hizo cargo en la posición número uno desplazando a Alemania en términos de total de las instalaciones; China continúa su papel como el mercado eólico más dinámico en el año 2008 más al duplicar las instalaciones para la tercera vez, en la actualidad más de 12 GW en aerogeneradores instalados, el pionero de los países Dinamarca cayó a la posición número 9, en términos de capacidad total, sin embargo, Dinamarca sigue siendo un líder mundial en lo que respecta a la energía eólica.

Con base en un desarrollo acelerado y la mayor mejora de las políticas, es posible tener capacidad de más de 1'500'000 MW para el año 2020, Un estudio publicado recientemente por el Grupo de "Energía Watch" revela que incluso es probable en el año 2025 tener 7'500'000 MW. Desde 2005, instalaciones globales de viento sean duplicado, un antecedente de ello es 59'024 MW en 2005, 74'151 MW en 2006, y 93'927 MW en 2007.

El mercado de los nuevos aerogeneradores mostró un aumento del 42% y alcanzó los una superficie total de 27'261 MW, después de 19'776 MW en 2007 a diferencia del año 2006 con 15'127 MW. Hace diez años, el mercado de los nuevos turbinas de viento tenía un tamaño de 2'187 MW, menos de una décima parte del tamaño en 2008.



1.3.1 Principales países generadores de energía mediante el viento en el 2008.

Los Estados Unidos de Norteamérica y China tomaron la iniciativa, teniendo los Estados Unidos de Norteamérica la posición número uno con respecto al número global, desplazando la posición que ocupaba Alemania; mientras tanto China se muestra a la vanguardia con respecto a la India por primera vez, tomando la iniciativa en Asia. Estos dos grandes mercados Estados Unidos de Norteamérica y China representaron el 50,8% de las ventas de aerogeneradores en 2008.

1.3.2 Principales países generadores de nuevos aerogeneradores.

Los principales países generadores los cuales representan casi el 80% de los nuevos aerogeneradores son: Estados Unidos de Norteamérica; Alemania, España, China, India, Italia, Francia, Reino Unido, Dinamarca y Portugal, como se puede apreciar tanto en la Figura 1.7 y en la Figura 1.8.

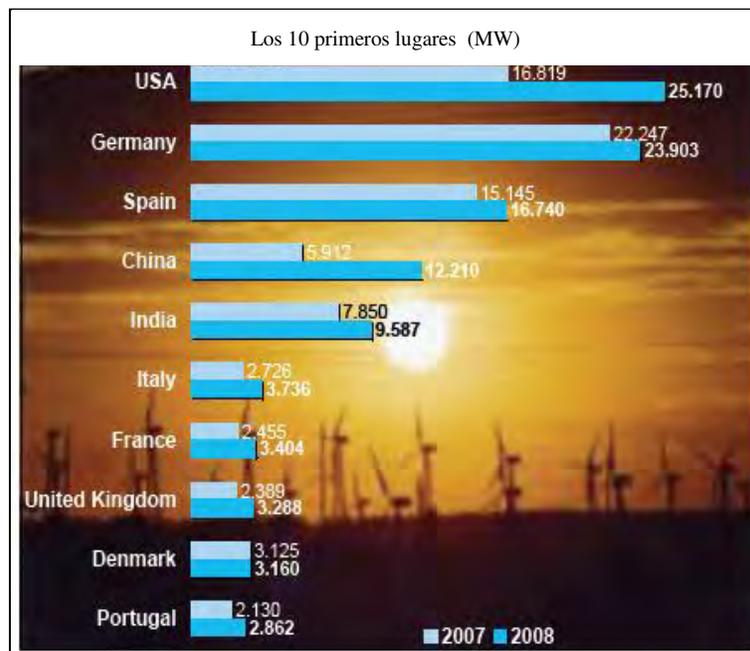


Figura 1.7 Principales países generadores de energía eléctrica mediante energía eólica el 2008 (fuente: World Wind Energy Report 2008).

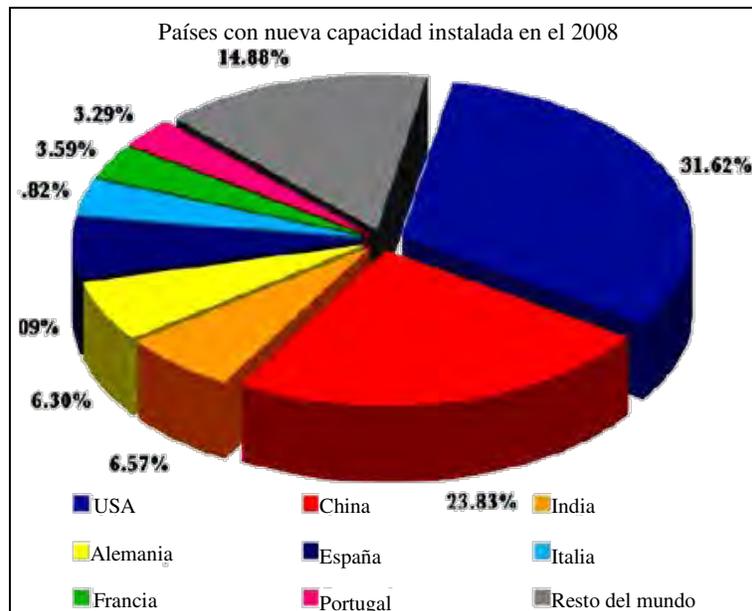


Figura 1.8 Principales países con nueva capacidad instalada en el 2008 (fuente: World Wind Energy Report 2008).

En total, 76 países son hoy en día quienes tienen uso de la energía eólica a escala comercial. Los recién llegados en la lista son dos países de Asia, Pakistán y Mongolia.

1.3.3 Aumento de las tasas de crecimiento.

Los dos mayores mercados de aerogeneradores mostraron tasas de crecimiento muy por encima de la media: Estados Unidos de Norteamérica con el 50% y China con el 107%. Bulgaria mostró la tasa de crecimiento más alta con el 177%, sin embargo, a partir de un mínimo nivel. También Australia, Polonia, Turquía e Irlanda, mostraron un crecimiento dinámico muy por encima del promedio, como se muestra en la Figura 1.9.

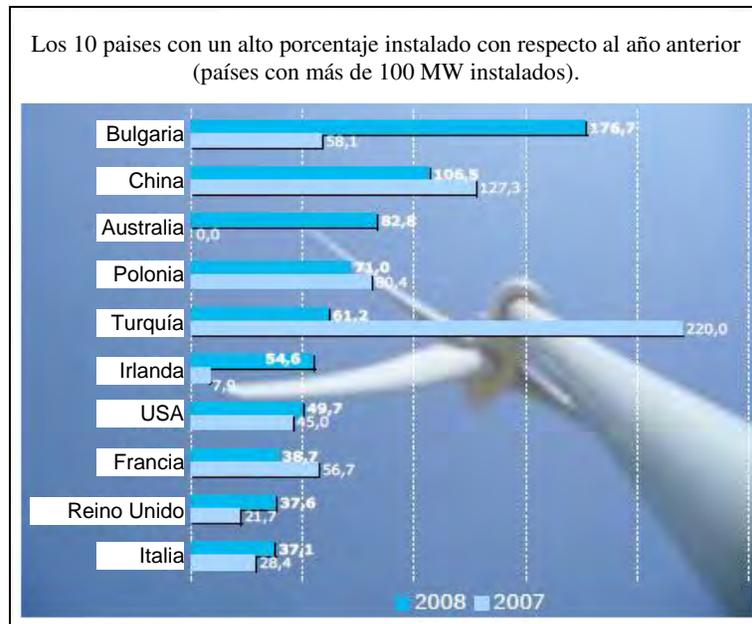


Figura 1.9 Países con el mayor porcentaje de crecimiento en capacidad instalada de aerogeneradores (fuente: World Wind Energy Report 2008).

1.3.4 La energía eólica como una respuesta a la crisis mundial.

A la luz de la triple crisis mundial, la humanidad enfrenta en la actualidad, la crisis de la energía, la crisis de las finanzas y la crisis del medio ambiente y el clima; como respuesta a este problema una solución viable es la energía eólica, este tipo de energía ofrece soluciones a todos estos enormes retos; el ejemplo más claro se ofrece en el hogar, teniendo un suministro de energía fiable, accesible y limpia; sin embargo, en este momento es difícil predecir cuándo terminara el impacto de la crisis crediticia, es por ello este tipo de proyecto ha ido en declive, además de la petrolificación de los mercados, sin contar el subsidio que el gobierno tiene con respecto al pago de la energía eléctrica, además de que en noviembre del 2008 en México se aprobó en el diario oficial el uso de energías renovables, todo esto es un gran problema para el uso de las energías limpias.

Una de las ventajas fundamentales de la energía del viento es que reemplaza los gastos generados en su mayoría por la compra de productos fósiles o nucleares importados.

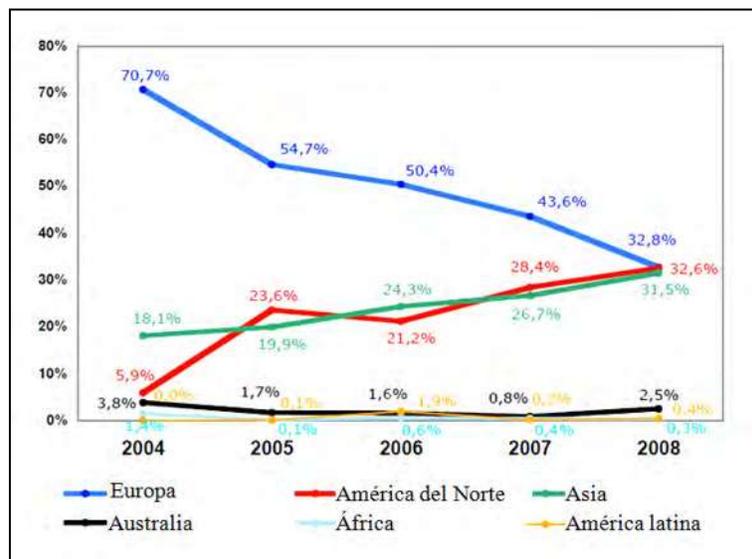
1.3.5 La energía eólica como una inversión de bajo riesgo.

En el mediano plazo es evidente que las inversiones en energía eólica, se fortalecerán debido a su carácter de bajo riesgo, además de los beneficios para la sociedad, tales como estímulos económicos adicionales más conocidos como bonos verdes. La inversión inicial en una turbina de viento hoy en día representa un alto costo pero comparado con los beneficios que se obtendrán esta inversión vale la pena. La energía eólica no implica gastos de combustible y de costos de operación y los gastos de mantenimiento son por lo general bien predecibles y más bien marginales, en relación con la inversión total.

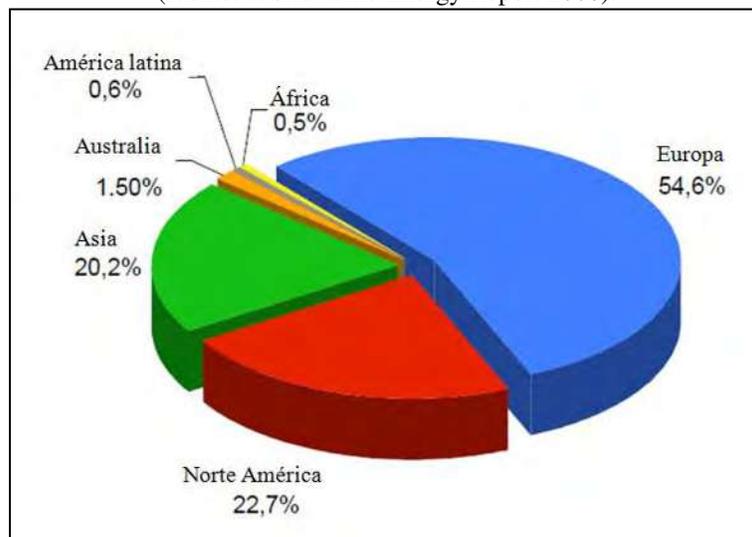


1.3.6 Distribución continental de aerogeneradores en América.

En términos de distribución continental, el proceso de diversificación continúa y puede ser visto en general como: el sector eólico toma fuerza en Asia y América del Norte, a pesar de estar lejos del nivel del continente Europeo, como se puede observar en la Grafica 1.1 (a) y en la Grafica 1.1 (b) se observa el total de aerogeneradores instalados en el 2008, los resultados arrojados por el reporte mundial de energía eólica indica que México en el 2008 se encuentra en la posición número 34 de la clasificación mundial, como se puede observar en la Tabla 1.1, para el 2009 México mostro un importante incremento de energía mediante la generación eléctrica por medio de aerogeneradores, en el 2010 México se sigue manteniendo dentro de los primeros 25 países como podemos observar en la Tabla 1.2.



Grafica 1.1 (a) Nueva capacidad instalada registrada desde el 2004 por continente (fuente: World Wind Energy Report 2008).



Grafica 1.1 (b) Capacidad total instalada de los nuevos aerogeneradores en el 2008 (fuente: World Wind Energy Report 2008).



Tabla 1.1 Posiciones con respecto al 2008, donde se muestra a México que ocupa la posición número 34 (fuente: World Wind Energy Report 2008).

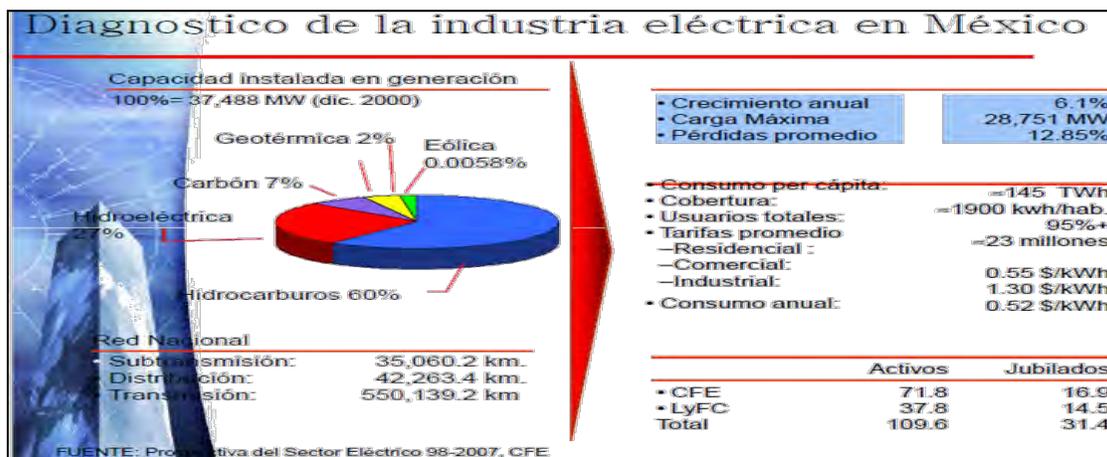
Posición en el 2008	País	Capacidad total instalada en el 2008	Capacidad adicional en el 2008	Incremento en el 2008	Posición en el 2007	Capacidad total instalada en el 2007	Capacidad total instalada en el 2006	Capacidad total instalada en el 2005
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[MW]
32	Morocco	125,2	0,0	0,0	36	125,2	64,0	64,0
33	Ucrania	90,0	1,0	1,1	30	89,0	85,6	77,3
34	Mexico	85,0	0,0	0,0	31	85,0	84,0	2,2
35	Iran	82,0	15,5	23,3	34	66,5	47,4	31,6

Tabla 1.2 Posiciones con respecto al 2010, donde se muestra a México que ocupa la posición número 25 (fuente: World Wind Energy Report 2010).

Posición en el 2008	País	Capacidad total instalada en el 2010 (MW)	Capacidad adicional en el 2008	Incremento en el 2008 en (%)	Posición en el 2009	Capacidad total instalada en el 2009 (MW)	Capacidad total instalada en el 2008 (MW)	Capacidad total instalada en el 2007 (MW)	Capacidad total instalada en el 2006 (MW)
1	China	44.733,0	18.928,0	73,3	2	25.810,0	12.210,0	5.912,0	2.599,0
2	USA	40.180,0	5.600,0	15,9	1	35.159,0	25.237,0	16.823,0	11.575,0
24	Egypt	550,0	120,0	27,6	26	435,0	390,0	310,0	230,0
25	Mexico	521,0	104,5	25,1	27	416,8	85,0	85,0	84,0
26	Chinese Taipeh	518,7	82,6	18,9	24	436,0	358,2	279,9	187,7

1.4 Panorama energético en México.

Como se menciona en el primer Encuentro Regional de Energías Renovables celebrado en noviembre del año 2009, en una conferencia se comento el panorama energético en México donde se hizo una comparación entre las distintas formas de obtener energía eléctrica arrojando la alta dependencia de los hidrocarburos en el país como se muestra en la Grafica 1.2.



Grafica 1.2 Diagnostico de la industria eléctrica en México.

En México existen instalados 521 MW según el reporte mundial de energía eólica (World Wind Energy Report). La Comisión Reguladora de Energía ha otorgado 1,700 MW



en permisos de generación. Además de la región del Istmo en Oaxaca, otras zonas como la península de Baja California, han despertado el interés de desarrolladores, dando mejores perspectivas al desarrollo de la energía eólica en México, como se muestra en la Figura 1.10, donde podemos apreciar los centros de generación eléctrica mediante diferentes tipos de tecnologías.

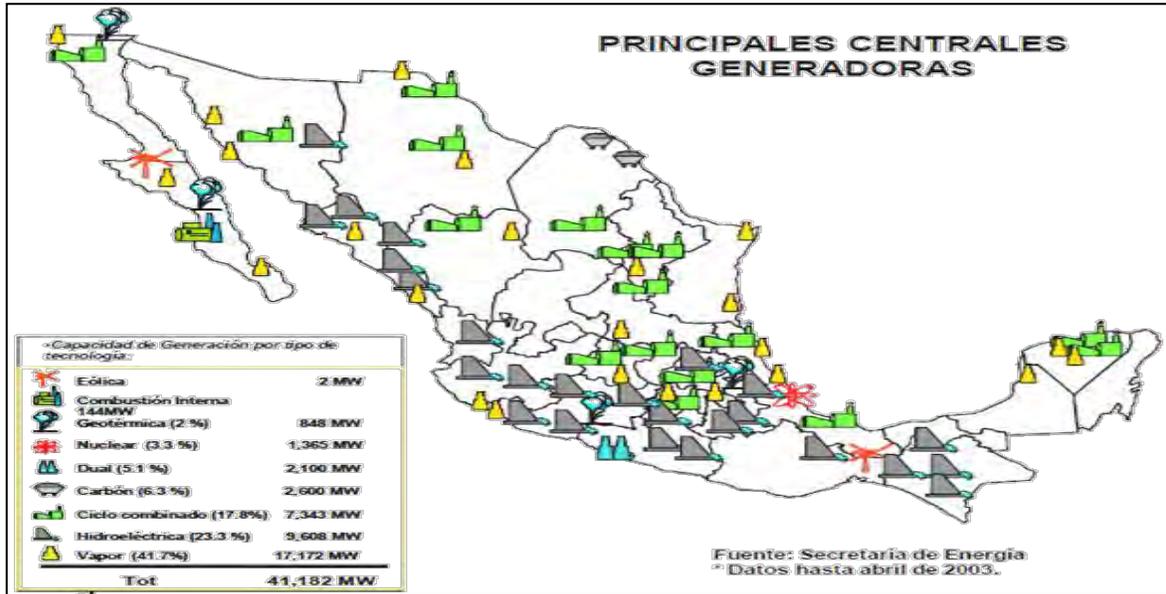


Figura 1.10 Principales centrales generadoras.

Es indudable que gran número de países están optando por la energía eólica en su cualidad de energía autóctona y la seguridad energética que esto implica, por su importantísimo impacto al medio ambiental y contribución a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y por último el aspecto económico, la cadena de valor en la industria eólica implica un efecto de arrastre en otros sectores económicos y la creación de empresas de base tecnológica, sobre todo el sector metalmecánico, eléctrico, etc., como se pudo observar en la Grafica 1.3, la gran dependencia de los combustibles fósiles para la generación eléctrica en nuestro país, además se presenta la baja inversión en el sector eólico.



Sistema Eléctrico Nacional Capacidad Efectiva por Área (MW)^{1/} a Diciembre de 2001

AREA	HIDRO-ELECTRICA	EOLIO-ELECTRICA	HIDROCARBUROS					CARBO-ELECTRICA	GEOTERMO-ELECTRICA	NUCLEO-ELECTRICA	TOTAL
			TÉRMINICA CONVENCIONAL	CICLO COMBINADO	TURBOGAS	COMBUSTIÓN INTERNA	DUAL ^{3/}				
NOROESTE	941		2162	229	281					3614	
NORTE	28		1074	1145	253					2500	
NORESTE	118		1715	1075	455		2600			5963	
OCCIDENTAL	1798		3466	218	146		2100	93		7820	
CENTRAL	1524		2474	382	374					4754	
ORIENTAL	5210	2	2217	947	43			15	1365	9799	
PENINSULAR			442	696	342	2				1482	
B.C. NORTE			620	496	358			720		2194	
B.C. SUR			113		125	114				351	
AISLADOS		1			3	28		10		41	
TOTAL ^{2/}	9619	2	14283	5188	2381	143	2100	838	1365	38519	

1/ La capacidad efectiva incluye a los Productores Independientes de Energía (PIE): Mérida III (484.0 MW), Hemosillo (288.9 MW), Saltillo (247.5 MW) y Tuxpan II (495.0 MW), con un total de 1455.4 MW
2/ Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no coincidir con las sumas
3/ A partir de enero 2001 utiliza carbón en tres unidades.

Grafica 1.3 Sistema Eléctrico Nacional capacidad efectiva por área a diciembre de 2001.

En nuestro país, la falta de información, de incentivos fiscales y en general de un marco legal regulatorio provoca que el aprovechamiento de energías renovables esté restringido mayoritariamente a la generación hidroeléctrica, (16.6%), y el uso de otras fuentes de ER (eólica, geotérmica, fotovoltaica y biocombustibles) que representa menos del 4%, en México el potencial eólico estudiado por el instituto de investigaciones eléctricas (IIE) nos muestra por medio de un código de colores el potencial de cada región, como se muestra en la Figura 1.11.

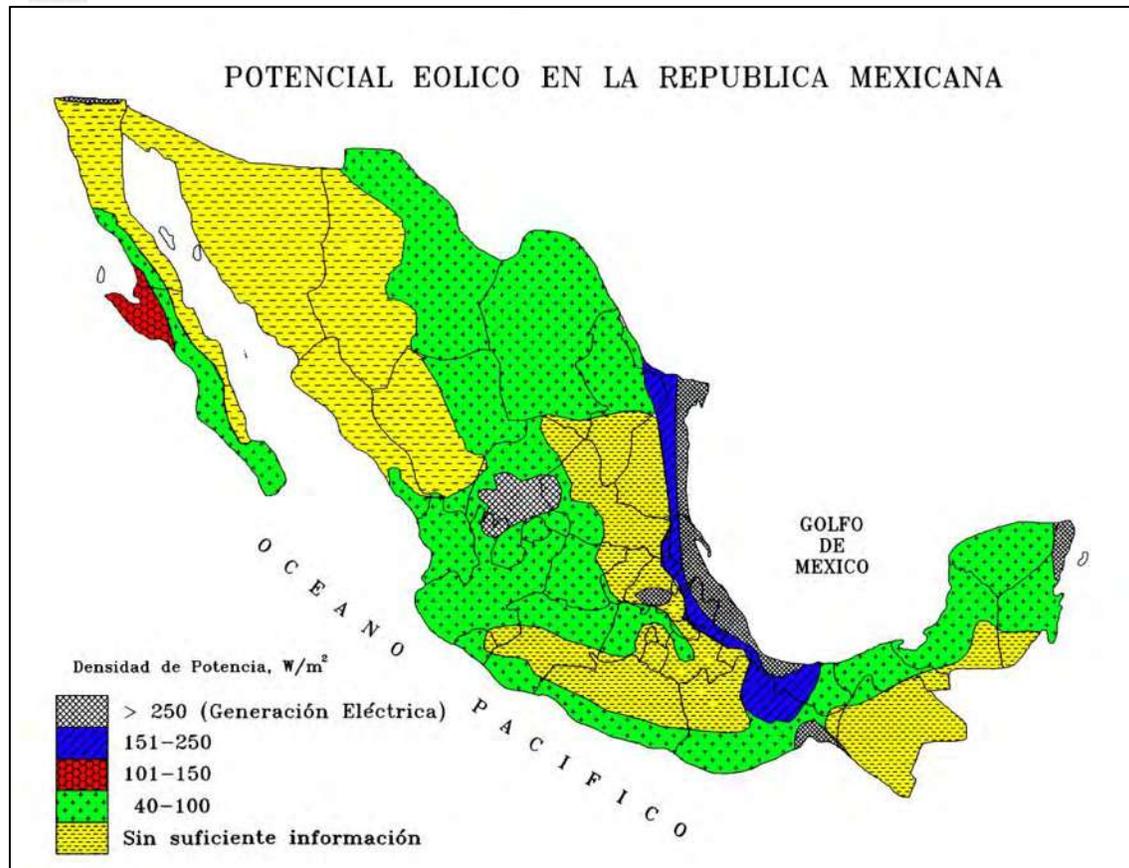


Figura 1.11 Potencial eólico en la Republica Mexicana.
(Cortesía del Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE).

1.5 Energía eólica en México descrita por CFE.

En México se cuenta con la central eólica de la Ventosa en Oaxaca, operada por CFE, con una capacidad instalada de 1.5 MW y una capacidad adicional en aerogeneradores y aerobombas, según el Balance nacional de energía de 1997, de alrededor de 2.4 MW.

Existen varias ventajas competitivas de la energía eólica con respecto a otras opciones, como son:

- Se reduce la dependencia de combustibles fósiles.
- Los niveles de emisiones contaminantes, asociados al consumo de combustibles fósiles se reducen en forma proporcional a la generación con energía eólica.
- Las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con otras fuentes energéticas.
- El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.
- Al ser plantas modulares, son convenientes cuando se requiere tiempo de respuesta de crecimiento rápido.



Un sistema conversor de energía eólica se compone de tres partes principales: el rotor, que convierte la energía cinética del viento en un movimiento rotatorio en la flecha principal del sistema; un sistema de transmisión, que acopla esta potencia mecánica de rotación de acuerdo con el tipo de aplicación. Aplicación para cada caso, es decir, si se trata de bombeo de agua el sistema se denomina aerobomba, si acciona un dispositivo mecánico se denomina aeromotor y si se trata de un generador eléctrico se denomina aerogenerador.

El rotor puede ser de eje horizontal o vertical, éste recupera, como máximo teórico, el 60% de la energía cinética del flujo de viento que lo acciona. Está formado por las aspas y la maza central en donde se fijan éstas y se unen a la flecha principal; el rotor puede tener una o más aspas. Un rotor pequeño, de dos aspas, trabaja a 900 revoluciones por minuto (rpm), en tanto que uno grande, de tres aspas y 56 metros de diámetro, lo hace a 32 rpm. El rotor horizontal de tres aspas es el más usado en los aerogeneradores de potencia, para producir electricidad trifásica conectada a los sistemas eléctricos de las empresas suministradoras.

La transmisión puede consistir en un mecanismo para convertir el movimiento rotatorio de la flecha en un movimiento recíprocante para accionar las bombas de émbolo de las aerobombas, que en el campo se utilizan para suministrar agua a los abrevaderos del ganado o a las viviendas. Para la generación de electricidad normalmente se utiliza una caja de engranes para aumentar las revoluciones a 900, 1,200 ó 1,800 rpm, para obtener corriente alterna trifásica de 60 ciclos por segundo.

En la actualidad, la generación de electricidad es la aplicación más importante de este tipo de sistemas. Los aerogeneradores comerciales alcanzan desde 500 hasta 1,000 kW de potencia nominal, tienen rotores de entre 40 y 60 m de diámetro y giran con velocidades que van de las 60 a las 30 rpm. Los generadores eléctricos pueden ser asíncronos o síncronos, operando a una velocidad y frecuencia constante, que en México es de 60 hz. En el caso de aerogeneradores con potencias inferiores a los 50 kW también se utilizan generadores de imanes permanentes, que trabajan a menor velocidad angular (de entre 200 y 300 rpm), que no necesitan caja de engranes y que, accionándose a velocidad variable, pueden recuperar mayor energía del viento a menor costo.

Un sistema conversor de energía eólica es tan bueno como su sistema de control. La fuerza que ejerce el viento sobre la superficie en que incide es función del cuadrado de la velocidad de éste. Rachas de más de 20 metros por segundo, que equivalen a más de 70 km/hora, pueden derribar una barda o un anuncio espectacular, e incluso dañar un aerogenerador si éste no está bien diseñado o su sistema de control está fallando.

En los aerogeneradores de potencia, el sistema de control lo constituye un microprocesador que analiza y evalúa las condiciones de operación considerando rumbo y velocidad del viento; turbulencia y rachas; temperaturas en el generador, en la caja de transmisión y en los valeros de la flecha principal. Además, muestrea la presión y la temperatura de los sistemas hidráulicos de los frenos mecánicos de disco en la flecha; sus rpm, así como los voltajes y corrientes de salida del generador. Detecta vibraciones indebidas en el sistema, optando por las mejores condiciones para arrancar, parar, orientar



el sistema al viento y enviar señales al operador de la central eoloelectrica sobre la operación del mismo.

La torre que soporta al aerogenerador de eje horizontal es importante, ya que la potencia del viento es función del cubo de su velocidad y el viento sopla más fuerte entre mayor es la distancia desde el suelo; por ello, el eje del rotor se sitúa por lo menos a 10 metros en aerogeneradores pequeños y hasta 50 o 60 metros del suelo, en las máquinas de 1000 kW. En un aerogenerador de 500 kW son típicas las torres de 40 metros, y estas pueden ser de dos tipos: La tubular, recomendada en áreas costeras, húmedas y salinas, y la estructural o reticular, propia de regiones secas y poca contaminación atmosférica, por ser más baratas y fáciles de levantar.

1.5.1 Sistemas eólicos: tecnologías.

La tecnología de materiales alrededor de los materiales compuestos, que permitan estructuras más esbeltas y ligeras, más resistentes a la oxidación y la corrosión, y más fuertes a la vez, así como de supermagnetos en los generadores, permitirán desarrollar nuevos conceptos más confiables y económicos, desde unidades de decenas de Watts hasta grandes aerogeneradores de potencia, trabajando en régimen de velocidad variable, aprovechando mejor la energía del viento y constituyendo junto con la energía hidroeléctrica, el soporte principal de la generación eléctrica en los sistemas nacionales.

En México, el desarrollo de la tecnología de conversión de energía eólica a electricidad, se inició con un programa de aprovechamiento de la energía eólica en el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en febrero de 1977, cuando la Gerencia General de Operación de Comisión Federal de Electricidad, cedió al IIE la Estación Experimental Eoloelectrica de El Gavillero, en las cercanías de Huichapan, Hidalgo, donde se pretendía energizar el ejido ya electrificado y con servicio, a partir de una microcentral eólica, integrada por dos aerogeneradores australianos Dunlite de 2 kW cada uno, un banco de baterías, y un inversor de 6 kW para alimentar la red de distribución del poblado. El inversor, construido por personal de CFE, fallaba arriba de los dos kW de demanda por problemas de calidad de componentes, por lo que físicamente no pudo realizarse el experimento, sin embargo, estando instrumentado el sitio, se tenían los promedios horarios de velocidad del viento y conociéndose las características de respuesta de los aerogeneradores era posible estimar numéricamente la energía que podría suministrarse al ejido. El régimen de vientos del lugar producía exceso de energía en verano y déficit en invierno para el consumo normal del poblado.

La Estación Experimental de El Gavillero se habilitó como centro de prueba de pequeños aerogeneradores y en ella se construyó además un simulador de pozo de agua para la prueba y caracterización de Aerobombas. La Estación estuvo en operación hasta 1996 en que fue desmantelada.



El IIE desarrollo y probó en El Gavillero, los siguientes prototipos de aerogeneradores:

1. De 1.5 kW, tres aspas de aluminio, con control centrífugo de ángulo de ataque (1977-1978)
2. El Fénix, de 2 kW, eje horizontal y tres aspas fijas de lámina de hierro, y control de cola plegable (1981-1983)
3. El Albatros I, de 10 kW, eje horizontal, 11 m de diámetro, tres aspavelas de estructura de Al y forradas de tela de dacrón de alta resistencia. (1981-1985)
4. El Albatros II, de 10 kW, eje horizontal, tres aspas de fibra de vidrio superdelgada con control por torcimiento del aspa. (1986-1987)
5. La segunda versión del Fénix, con tres aspas de fibra de vidrio. (1992-1995)
6. La Avispa, de 300 Watts, eje horizontal, tres aspas de fibra de vidrio y control por timón de cola plegable. (1990-1995)
7. También se desarrolló una aerobomba mecánica, denominada "Itia", de eje horizontal, 5 aspas metálicas, con potencia del orden de 1/4 de HP, que bombeaba agua de pozos de hasta 50 m de profundidad. Este sistema, probado también en El Gavillero, en el simulador de pozos, fue objeto de una patente para el IIE, y aunque se concedió licencia para su fabricación y comercialización, la carencia de un mecanismo de financiamiento de riesgo compartido, la dificultad para la creación de la red de distribución y servicios, como la falta de financiamiento a los usuarios potenciales, impidió su diseminación.

Al lado de estas actividades, otras instituciones han incursionado en el desarrollo de sistemas conversores de energía eólica, como la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma del Estado de México, que desarrolló el Ehecatl de 1 kW. El Instituto de Ingeniería de la UNAM junto con el Centro de Investigaciones Biológicas de Baja California Sur, que desarrollaron otro prototipo de 1 kW. Las Facultades de Ingeniería de la Universidad Veracruzana y de la Universidad de Zacatecas, han realizado como trabajo de tesis, prototipos de pequeños aerogeneradores, usando alternadores automotrices.

A mediados de 1994 entró en operación en la Venta, Oaxaca, una central eoloeléctrica de 1,575 kW, constituida por 7 aerogeneradores Vestas (Daneses) de 225 kW cada uno, como resultado de una licitación pública convocada por CFE. Esta central, construida en un lugar donde el IIE realizó mediciones desde 1984 y ubicó el sitio como uno de los más ventosos en el Sur del Istmo de Tehuantepec, presenta factores de planta anuales del orden del 60%, cuando la media en Dinamarca y California es del orden del 25%. Esta minicentral representa la primera experiencia para CFE de la interconexión de eoloeléctricas al sistema eléctrico interconectado.



1.5.2 Sistemas híbridos eólico-solar.

Los sistemas híbridos son una tecnología emergente y, como tal, se encuentran en proceso de investigación; su arquitectura aún no está bien definida y por lo tanto, ni la filosofía de control ni el equipo correspondiente son tecnologías ya establecidas. El sistema de X-Calak (1992) representa la mayor instalación que se ha realizado en México bajo la concepción híbrida eólico-fotovoltaica y actualmente es objeto de análisis e investigación por parte de diferentes instituciones y empresas. El equipo de acondicionamiento de potencia, tal como los inversores de corriente, algunos convertidores y los controladores de carga, están en la etapa de prototipos industriales y poco se ha hecho para caracterizar el comportamiento en campo de las unidades disponibles comercialmente. De cualquier manera, dado que los sistemas híbridos son por definición centralizados, es decir, proporcionan energía al usuario por medio de una red de distribución; falta definir el conocimiento preciso de las posibles ventajas que puedan presentar en comparación con los sistemas fotovoltaicos dispersos o distribuidos; este es un tema que debe ser analizado más profundamente antes de impulsar su desarrollo.

1.5.2.1 Potencial eólico.

La determinación de la magnitud del recurso energético eólico de un país, en términos de reservas probadas y probables, como capacidad instalable en MW y generación posible en GWh, se realiza siguiendo una metodología semejante a la evaluación del potencial hidroeléctrico de un país. Se requiere de elaborar el inventario de cuencas eólicas y su caracterización, precisando los sitios, su extensión superficial en hectáreas, sus características topográfico eólicas, la rosa de los vientos, vientos energéticos, rumbos dominantes, etc. lo que permitiría con figurar la distribución topográfica de los aerogeneradores, y determinar un índice de capacidad instalable por hectárea, que multiplicado por la superficie total, indicaría la capacidad total instalable en el sitio. La velocidad media del viento en el mismo, sería indicativa del factor de planta posible y por tanto de la generación bruta esperada en GWh/año. Este procedimiento cuantificaría reservas probables, la caracterización detallada, a nivel de estudio de factibilidad, demostraría una reserva probada.

1.5.3 Regiones eoloenergéticas de México.

El conocimiento del recurso energético eólico en México está a nivel exploratorio y de reconocimiento, sin embargo, las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas, realizadas principalmente por el IIE y CFE y algunas otras entidades o empresas, han servido para confirmar a nivel de prefactibilidad, la existencia de vientos técnicamente aprovechables y económicamente viables en las siguientes regiones:

1.5.3.1 Sur del Istmo de Tehuantepec.

Esta región contiene un área del orden de 1000 km. cuadrados expuesta a vientos muy intensos, dado un fenómeno monzónico entre el Golfo de México y el Golfo de Tehuantepec, donde aflora una corriente marina anormalmente caliente, originando un



gradiente térmico y de presión que da lugar a un intenso viento del norte desde el otoño hasta la primavera. Esta región, considerando la infraestructura eléctrica existente y otros usos del suelo podría asimilar una capacidad instalada del orden de los 2000 a 3000 MW, con un factor de planta medio de 0.45. En las zonas más propicias, con factores de planta del 0.6 anual y de 0.9 o más en el otoño e invierno. En las inmediaciones del poblado de La Venta, Oaxaca, se instaló en 1994 la primera mini central eoloelectrica en México, con una capacidad de 1,575 kW, constituida por siete aerogeneradores de 225 kW.

1.5.3.2 Península de Baja California.

Esta península es interesante eoloenergéticamente, por varias razones, su extensión geográfica, su baja densidad poblacional y eléctricamente alimentada por sistemas aislados, cuando eolicamente es una barrera natural perpendicular a los vientos occidentales, que en sus montañas e innumerables pasos puede proporcionar muchos sitios con potencial explotable. El poblado de la Rumorosa y zonas aledañas, así como el paso entre la Sierra de Juárez y la Sierra de San Pedro Mártir, por donde cruza la carretera y la línea eléctrica de Ensenada a San Felipe en el Golfo de California, son regiones identificadas con alto potencial eólico, que son indicativas de lo que puede encontrarse en muchos otros lugares de la península.

1.5.3.3 Península de Yucatán.

La franca exposición de la península a los vientos alisios de primavera y verano, incrementados en su costa oriental por la brisa marina, y a los nortes en el invierno, hacen de Cabo Catoche, la costa de Quintana Roo y el oriente de Cozumel, zonas con potencial eólico interesante, para contribuir significativamente a los requerimientos de la península en apoyo de su generación termoeléctrica.

1.5.3.4 Altiplano norte.

Desde la región central de Zacatecas a la frontera con los Estados Unidos de Norte América, el norte del país se ve influenciado por la corriente de chorro de octubre a marzo, intensa y persistente, que como viento del poniente al impactar la Sierra Madre Occidental da lugar a innumerables sitios con potencial explotable. En la parte norte del estado de Coahuila existen áreas sumamente ventosas.

1.5.3.5 Región Central.

En la región central del altiplano, prevalecen los vientos alisios de verano, desde Tlaxcala a Guanajuato, que en Pachuca, la bella airosa, son más conocidos. Estos vientos complementan estacionalmente, a los del altiplano norte y los del sur del Istmo de Tehuantepec. La complejidad orográfica de esta región, debe dar lugar a la existencia de innumerables pasos y mesetas donde el viento sea energéticamente aprovechable.



1.5.3.6 Las costas del país.

El extenso litoral mexicano y sus islas, presenta por lo menos condiciones para generación eléctrica en pequeña escala y almacenamiento en baterías, sistemas híbridos diesel-eólicos y en otros generación interconectada. La generación eoloelectrica en gran escala en las costas para la producción de hidrógeno, constituirá una de las principales aplicaciones a mediados del próximo siglo.

A mediados del próximo siglo, cuando las termoeléctricas a combustóleo y carbón sean historia, y la población en México se establezca alrededor de los 130 millones de mexicanos, nuestro sistema eléctrico deberá alcanzar del orden de los 125,000 MW instalados, en esas condiciones, la energía eólica podrá contribuir con la generación eléctrica de el orden de 30,000 MW instalados de aerogeneradores, un gran porcentaje de ellos produciendo hidrógeno para centrales turbogas.

1.5.4 Potencial de aplicación en México.

La asimilación de una tecnología energética emergente corresponde a un proceso político social en el que la correlación de fuerzas se inclina hacia un cambio de paradigma, que hace posible la transición energética. La conciencia de la necesidad de diversificar los energéticos primarios para generación eléctrica, en un contexto de energías renovables, generación distribuida y administración de demanda, apenas empieza a permear en un medio donde las inercias son muy grandes. El sector eléctrico a escala mundial, es muy reticente a introducir cambios y ha sido a través de coacción gubernamental, modificando leyes y reglamentos, e incluso estableciendo sanciones, como se han podido inducir las transformaciones necesarias en el sector eléctrico.

Lo que en este momento se puede esperar, es que dados los graves disturbios climatológicos a escala mundial que se están viviendo como consecuencia del cambio climático originado por actividades humanas, y el sector energético es el principal responsable de ello, se tomen a nivel internacional medidas promocionales a la difusión masiva de tecnologías de generación eléctrica a partir de energías renovables. México arrancara un enérgico programa de desarrollo de centrales eoloelectricas.

Un programa de esta magnitud, en términos de beneficios ambientales, tendría los siguientes efectos: Evitar la instalación de centrales termoeléctricas y por tanto su consumo de agua en el altiplano central para sus sistemas de enfriamiento y las emisiones de gases de efecto invernadero, por otra parte, al no pagar por combustibles, sino por empleos, el desarrollo de centrales eoloelectricas es lo que más empleos produce dentro del sector energético, beneficiando también a las comunidades donde se asientan, ya que la utilización del suelo interfiere marginalmente con los usos agrícolas o de pastoreo, permitiendo la continuidad de estas actividades y recibiendo una renta adicional por el arrendamiento de los espacios y derechos de vía para localizar aerogeneradores, tender líneas de interconexión y subestaciones eléctricas.



En la actualidad se consumen 4 Millones de metros cúbicos de agua de pozo por año en el Valle de México para el enfriamiento de las termoeléctricas, que es más necesaria para dotar servicios de agua potable al menos a 10,000 familias. Las termoeléctricas en Salamanca, San Luis Potosí, Lerdo y Gómez Palacio, Durango. Así como en Monterrey, secuestran el agua de pozo que es necesaria para el servicio de agua potable. En conjunto consumieron del orden de 21.35 millones de metros cúbicos en 1994, suficiente para 250,000 habitantes, al haber generado 15,217 GWh.

En conjunto, las Regiones Norte, Noreste y Lerma-Balsas consumieron 105 millones de metros cúbicos de agua en 1994, para una generación termoeléctrica combinada de 97,538 GWh. Este consumo muestra claramente el conflicto actual y la perspectiva a futuro en las alternativas para el uso de un recurso escaso como el agua, en el altiplano del país.

La generación termoeléctrica bruta con combustibles fósiles, reportada para 1995, fue de 100,698 GWh, en tanto que la de 1994 fue de 107,633 GWh, lo que resulta en un índice de consumo promedio de 1.402915 lts/kWh. De acuerdo a las expectativas, para el año 2000, como se observa en la Tabla 1.3, donde el consumo de agua por regiones es de:

Tabla 1.3 Consumo de agua en Centrales Termoeléctricas para el año 2000, en km³.

Región	Generación media esperada	Consumo Subterránea	de Agua Superficial	Dulce Total	Índice lts/kWh
	(GWh/año)				
Noroeste	23,187	0,005	0.000	0.005	0.215638
Norte	39,668	0.087	0,022	0.109	2.747807
Noreste	29,329	0.013	0.000	0.013	0.443247
Lerma – Balsas	28,880	0.026	0.000	0.026	0.900277
Valle de México	17,936	0.004	0.000	0.004	0.223015*
Sureste	8,496	0.010	0.000	0.010	1.177024
Totales	147,496	0.145	0.022	0.167	1.132234

*- No considera el uso de 0.057 km³ de aguas residuales, lo que daría un índice de 3.4 lts/kWh, lo que indica enfriamiento con agua que corre.

El sector eléctrico tiene un crecimiento previsto de 14,097.5 MW termoeléctricos, presumiblemente al año 2010, por sobre los 23,140 MW en operación a finales de 1996. Estas previsiones indican una significativa inercia del Sector, al seguir apoyándose en los combustibles fósiles principalmente para responder al crecimiento de la demanda eléctrica. Esto indica también el rezago tecnológico, por cuanto a la utilización de nuevas tecnologías y el atraso en reglamentar adecuadamente y crear las condiciones propicias para la



participación extensiva de los sectores para municipales, sociales y privados como permisionarios de generación eléctrica para autoabastecimiento y pequeña producción, así como generación independiente, enfatizando el uso de energías renovables.

De los proyectos mencionados, al menos 4,635 MW están en zonas con problemas actuales de disponibilidad de agua dulce, que para una generación estimada en 24,360 GWh representaría un consumo de agua de 27.3 Millones de metros cúbicos por año adicionales, en conflicto con las necesidades futuras de agua potable en mismas zonas, y que quizá sólo fuera posible si se utilizaran aguas residuales en los sistemas de enfriamiento o sistemas de torres secas.

Esta capacidad adicional de termoeléctricas de Ciclo Combinado a gas natural, en zonas críticas por cuanto al suministro de agua de enfriamiento, con tecnologías convencionales, es decir, usando agua dulce de pozo o superficial, es del orden de la capacidad eólica que se estima indispensable desarrollar para diversificar las fuentes de energía primaria, aprovechar renovables y sostener nuestra independencia energética

1.5.5 Escenarios de emisiones evitadas.

Con el fin de establecer un escenario de referencia de contaminantes evitados, consideraremos un factor de planta anual ajustado medio de 0.3, lo cual significa una generación bruta anual de 1,314 GWh por cada 500 MW de capacidad eoloeléctrica instalada. La mitigación resultante se muestra en la Tabla 1.4.

Tabla 1.4 Emisiones de CO₂ evitadas por año y acumuladas al 2010 por Generación Eoloeléctrica masiva.

AÑO	Capacidad final MW	Generación Eólica Anual (GWh)*	CO ₂ evitado Anual (M ton)	Generación Acumulada (TWh)	CO ₂ evitado Acumulado (M ton)
2000	300	657	0.23	0.657	0.23
2001	500	920	0.322	1.577	0.552
2002	1000	1971	0.69	3.548	1.242
2003	1500	3285	1.15	6.833	2.392
2004	2000	4599	1.61	11.432	4.002
2005	2500	5913	2.07	17.345	6.072
2006	3000	7227	2.53	24.572	8.602
2007	3500	8541	2.99	33.113	11.592
2008	4000	9855	3.45	42.968	15.042
2009	4500	11,169	3.91	54.137	18.952
2010	5000	12,483	4.37	66.620	23.322



Se considera un índice de 0.350 kg/kWh de CO₂, asumiendo desplazamiento de Gas Natural.

*Aunque se considera una inclusión anual de 500 MW, para fines de generación se cuentan 250 MW únicamente.

Esta cifra es importante en el contexto de la generación eléctrica nacional, máxime si consideramos el efecto acumulativo de las emisiones de gases de efecto invernadero, y por lo tanto, el efecto agregado de las emisiones evitadas.

1.5.6 Resumen de agua dulce y emisiones evitadas por generación eoloeléctrica.

El desarrollo de la capacidad de generación eléctrica con ciclos combinados a base de gas natural, puede ir montando la capacidad instalada para utilizar hidrógeno como combustible, ya que capacidad adicional de generación eléctrica con energía eólica, solar y oceánica (Olas, maremotriz y de corrientes) dada su naturaleza no despachable e intermitente, si pueden ser ampliamente utilizadas para generar hidrógeno vía procesos electrolíticos, el que bombeado al altiplano será fuente de energía y agua potable.

La apertura del Sector Eléctrico a la participación privada, social, y municipal a la generación eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción independiente, permitirá efectivamente la inclusión masiva del aprovechamiento de fuentes renovables de energía, cuyo carácter difuso y de baja densidad, las hacen adecuadas para las explotaciones distribuidas, orientadas básicamente a la solución de problemas de abasto energético local. Sólo la masividad de estos aprovechamientos les puede dar sentido en términos de oferta nacional de energía, y en el caso particular de la energía eólica, sólo la masividad y dispersión de las Centrales Eoloeléctricas integradas al Sistema Nacional Interconectado, puede tener sentido en términos de aportación confiable de energía y capacidad al Sistema Eléctrico Nacional.



1.6 Antecedentes del proyecto registrados en la Facultad de Ingeniería mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.

Erasmus Cadenas Calderón, 2000; En su Tesis de Maestría en el Instituto Tecnológico de Celaya, propone un diseño aerodinámico de un aerogenerador para electrificación rural. El proceso de diseño del álabe de turbina de viento, lo automatiza con la primera programación del software TIMEO[®] que en este trabajo se presenta.

Víctor López Garza, 2004; Utilizando la estructura de programación inicial del software mencionado anteriormente, para su Tesis de Maestría en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, desarrolla una etapa visual del software, adquiriendo la presentación que este tiene en la actualidad, tomando además el nombre de TIMEO[®] (se registra). Durante su trabajo se establece el procedimiento para interactuar con un programa de Análisis por Elemento Finito ANSYS[®], para el modelado y análisis modal de los álabes en 3D.

Ricardo Álvarez Cervera, 2007; En su Tesis de Maestría en el Instituto Tecnológico de Celaya utilizando el software TIMEO[®] amplía aún más la aplicación de este software mediante el crecimiento de la interface con la que actualmente cuenta y establece una metodología que consiste en una serie de análisis mediante herramientas computacionales que permiten conocer el comportamiento aerodinámico y estructural del álabe diseñado.

Basado en lo anterior, se realizó la construcción física de un álabe para una turbina de viento de baja capacidad, en su trayecto se lograron nuevos objetivos como la construcción de un eje virtual o cama falsa, simulaciones mediante el software Mastercam X5[®] y un modelado del álabe en el software Auto CAD[®] tal y como entrega la morfología del álabe el software TIMEO[®].



1.7 JUSTIFICACIÓN.

La energía eólica representa una alternativa para generar energía eléctrica utilizando una fuente segura y renovable como lo es el viento, lo cual representa una ventaja sobre los combustibles fósiles que además de ser no renovables, expiden agentes contaminantes que perjudican al factor ecológico. Se estima que el potencial eólico en México (Figura 1.8) técnicamente aprovechable alcanza los 5,000 MW, lo que equivale al 14% de la capacidad total de generación eléctrica instalada actualmente.

Debido a lo anterior, al contar con una metodología para diseñar y manufacturar álabes de aerogeneradores, se promoverá la fabricación de aerogeneradores y de esta forma explotar el recurso eólico de nuestro país, este tipo de equipos tienen que ser importados de países como Estados Unidos de Norte América y Alemania principalmente.

La seguridad en el abastecimiento energético, la diversificación del suministro de energía, la protección al medio ambiente, así como la cohesión económica y social, han sido las principales razones por las cuales la promoción del aprovechamiento de las energías renovables, así como la eficiencia energética, son prioritarias en el mundo actual y han detonado el desarrollo y establecimiento de lineamientos para una menor dependencia de los hidrocarburos, La energía eólica ofrece soluciones a los enormes retos que ofrece un hogar, el suministro de energía fiable, accesible y limpia.

De acuerdo al marco jurídico y a las nuevas leyes divulgadas en el diario oficial de la federación dan una importante justificación y respaldo en el marco legal, además, en ellas se establecen apoyos para este tipo de producción de energía eléctrica, las cuales son:

Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética; texto vigente. Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.

Ley para el aprovechamiento sustentable de la energía; texto vigente. Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008.



1.8 OBJETIVOS.

1.8.1 OBJETIVO GENERAL.

Desarrollar una metodología para el diseño y manufactura mediante técnicas de CAD/CAM de un álabe y el hub de una turbina de viento con la finalidad de conocer su comportamiento y la factibilidad de su diseño y manufactura.

1.8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Desarrollar una metodología para la construcción de álabes y el hub mediante técnicas de CAD/CAM.
- Divulgar los resultados en un congreso nacional o internacional.

1.8.3 COMO TRABAJO FUTURO PARA ESTA TESIS:

Se pretende hacer un análisis del producto final con el instrumental que se cuenta en la institución, los cuales serían:

- Análisis en el túnel de viento.
- Realizar un trabajo experimental para comparar los resultados con un generador comercial con el fin de validar el diseño propuesto.

Verificar la eficiencia de los álabes y el hub.

Análisis fluido-estructural.

1.9 HIPOTESIS.

Se pueden diseñar y manufacturar álabes para turbinas de viento de baja capacidad usando técnicas de CAD/CAM.



1.10 INFRAESTRUCTURA.

Los equipos utilizados para la Manufactura del álabe los cuales se encuentran en la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo se enlistan a continuación junto con sus características:

Una Fresadora de 3 ejes marca Dynamite, Modelo EM-3116; con capacidad de carrera: en el eje “Z” (desplazamiento Vertical) de 4.5 pulgadas (114.3 mm); en el eje “X” (desplazamiento de izquierda a derecha o viceversa) de 31 pulgadas (787 mm); en el eje “Y” (desplazamiento de atrás hacia adelante o viceversa) de 15 pulgadas (381 mm), motor del chuck principal de 2 Hp; rango de revoluciones de 45 a 4 200 RPM y utilización de software CAM Dyna 4M, capacidad de ejecución del programa 1 Mbyte o 1024 kbyte, lenguaje de programación códigos G/M para controlador fanuc o compatibilidad con fanuc.

Un centro de maquinado DYNA MYTE DM-4800, Controlador MITSUBISHI MELDAS M3 CNC, capacidad: 3 ejes con 48” en el eje “X”, 20” en el eje “Y” y 40” en el eje “Z”, motor principal de 4 hp, carrusel para cambio de 24 herramientas, memoria del centro de maquinado 720 kbyte, velocidad de giro automática 10 a 4200 rpm, cambio de herramienta neumático, interface RS232C para PC, lenguaje de programación código G/M para controlador fanuc.

Adicional a esto como trabajo futuro se planea hacer pruebas aerodinámicas las cuales se realizarían en los siguientes equipo:

En un túnel de viento el cual cuenta con la instrumentación necesaria para realizar el análisis experimental de perfiles aerodinámicos con la finalidad de validar los resultados que obtengan por simulación.

1.11 GRUPO DE TRABAJO:

Ing. J. Jesús Villalón López.

El Ing. J. Jesús Villalón López encargado del taller de manufactura y profesor de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo; es una de las piezas clave de este proyecto, ya que con el conocimiento y talento que posee es de gran ayuda para realizar este proyecto; el especialista en el manejo de el torno y la fresa de CNC, también es un experto en la programación de esta maquinaria.

M. C. Víctor López Garza.

El M. C. Víctor López Garza encargado de dirigir el proyecto y asesorar para la culminación de este, es la cabeza ya que es la parte de las ideas y el conocimiento; el cual colaboro directamente para la realización del software TIMEO[®] y que gracias a este se obtuvo la geometría del álabe para su manufactura.



1.12 METODOLOGÍA.

El proceso de manufactura del hub y un álabe de un aerogenerador se desarrollo utilizando CAD/CAM, como se describe a continuación:

Para la determinación los parámetros básicos de funcionamiento del aerogenerador (como Potencia, ángulos de ataque, coeficientes de arrastre, etc.) se recurrió al software TIMEO[®], para la generación de la geometría del álabe; la cual es visualizada en el block de notas, en el cual se puede apreciar los puntos que generan un perfil, con estos puntos generados y con el datos de los ángulos se procede a la utilización de el software AutoCAD[®], en el cual se hizo un Vectorizado en 3D de álabe; el paso que sigue es el dibujo de las plantillas para la obtención de una cama falsa la cual sustituye un cuarto eje ya que el equipo en cual se desarrollo la manufactura solo tiene 3 ejes, posteriormente se cargo el dibujo al software Mastercam X5[®], en el cual se programo y se simulo el proceso de manufactura de la cama falsa y posteriormente se hizo el proceso de mecanizado; una vez que se obtuvo la cama falsa se tomo las plantillas del álabe para generar dos partes las cuales son: el intradós (parte inferior) y el extradós (parte superior) del álabe, los cuales fueron importados desde el software AutoCAD[®] hasta el software Mastercam X5[®], para generar el programa y simularlo previo al mecanizado, con esto se procedió a cargar los programas en el centro de mecanizado y se simulo nuevamente para ver que los parámetros del centro de mecanizado sean suficientes, además de, prever al problema que se pueda generar a la hora del mecanizado, paso siguiente se cargo el programa y se procede al mecanizado una vez terminado se procede al armado de un prototipo el cual consta del hub dinámico, hub mecánico y álabe, para después ser probados en un banco de pruebas, sin pasar de lado, que a la par se estuvo diseñando y manufacturando el hub mecánico y el hub dinámico como a continuación se describe:

Para el hub dinámico se obtuvo la geometría a partir de las ecuaciones de corriente alrededor de un cilindro de longitud infinita, se escribió las ecuaciones en el software Microsoft Office Excel el cual genero los puntos de la geometría del perfil, una vez hecha la geometría del perfil del hub dinámico, se procedió a realizar un diseño vectorizado en el software AutoCAD[®], para visualizar el hub dinámico final, paso siguiente se exporto al software ANSYS[®] para ser simulado y ver el comportamiento de los vectores de velocidad y hasta que no existan turbulencias ni desprendimientos de la capa limite.

Para el hub mecánico se tomaron las dimensiones del aerogenerador con el que cuenta la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (y posteriormente se modifico), con las dimensiones de este hub se hizo un dibujo en el software AutoCAD[®] después se programo y se simulo en el software Dyna 4M para la fresadora Dyna EM-3116 y como paso final se mecanizara el hub mecanico.

Una vez que se tengan las tres piezas se provera al ensamble y se harán unas pequeñas pruebas en un banco de pruebas en el laboratorio de termofluidos y en un túnel de viento propiedad de la Facultad de Ingeniería Mecánica (es importante mencionar que no se

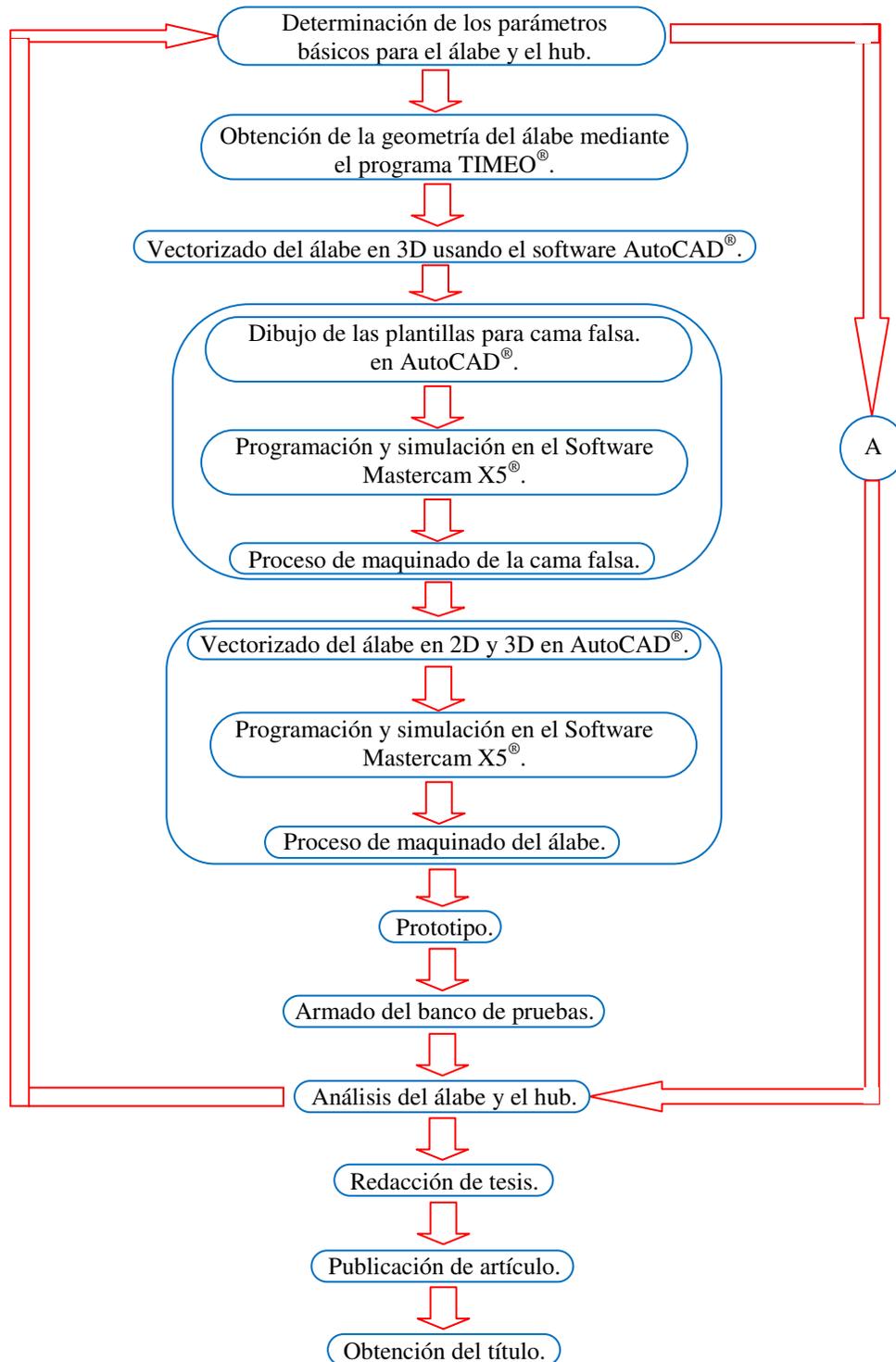


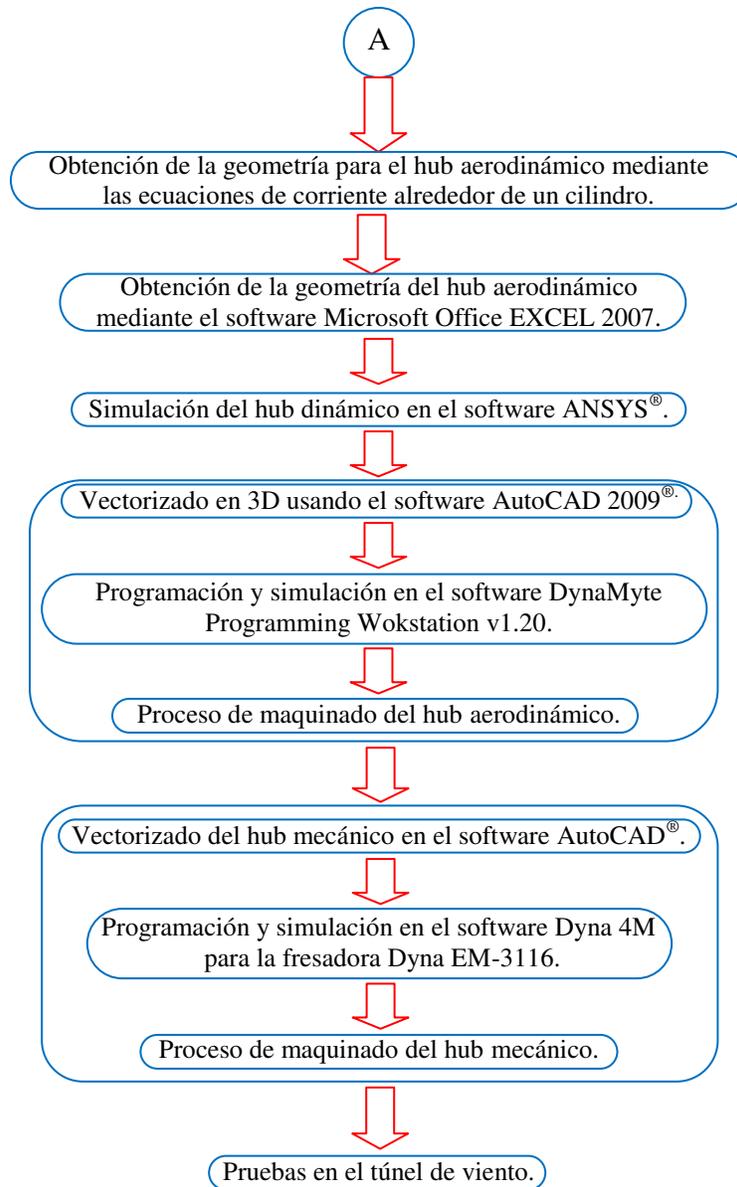
hablo mucho de este paso ya que este no es el objetivo real de esta tesis), cuando ya se obtengan resultados satisfactorios redactarlos para que posteriormente sean publicados y con esto lograr el título de maestro en ciencias.

Esta metodología está basada en el uso de un software para el diseño aerodinámico de álabes, que cuenta con una interface con el programa de Elemento Finito ANSYS, con lo cual se redujo de manera considerable el tiempo destinado a los cálculos para el diseño y simulación de estos elementos y ofreciendo una herramienta computacional óptima y eficiente para contribuir en el desarrollo de la energía alternativa en el país.



1.12.1 METODOLOGÍA EN FORMA DE DIAGRAMA DE FLUJO.









CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS AERODINÁMICOS.

La aerodinámica es la rama de la mecánica de los fluidos que se ocupa del movimiento de aire u otros fluidos gaseosos y de las fuerzas que actúan sobre los cuerpos que se mueven en dichos fluidos.

2.1 Perfil aerodinámico.

Un perfil aerodinámico se puede definir como un cuerpo geométrico diseñado de tal forma que cuando está inmerso en un medio fluido, sobre de éste se generan características de sustentación y arrastre que se emplean para alguna aplicación aerodinámica específica.

2.2 Teoría de cantidad de movimiento y el límite de Betz.

Un modelo simple generalmente atribuido a Betz (1926) es utilizado para determinar la potencia de un rotor de turbina ideal. Este modelo está basado en una teoría de momento lineal desarrollado cerca de 100 años atrás para estudiar el desarrollo de propelas de barco.

Las turbinas eólicas extraen potencia del viento detrayendo cantidad de movimiento de la corriente, por lo tanto resultaría útil conocer cuál es el límite superior de la energía extraíble. Para ello es necesario colocarse en una situación ideal en la cual se realicen los procesos con la máxima perfección. Consecuentemente, es necesario eliminar todos aquellos efectos disipativos de la energía, debidos a la viscosidad del aire, que contribuyan a las ineficiencias. Este análisis comprende las siguientes suposiciones:

1. En primer lugar se supone que el aire es un fluido ideal, sin viscosidad. Esta hipótesis no está muy alejada de la realidad pues el movimiento alrededor de una aeroturbina se realiza a elevados números de *Reynolds* (relación entre las fuerzas de inercia y las viscosas).
2. Para simplificar el estudio y evitar pérdidas supondremos que el viento incidente es unidimensional y de presión, densidad y velocidad uniforme. Además se supone que la aeroturbina está lo suficientemente alejada de todo obstáculo para que su influencia sea despreciable. El suelo hace notar su presencia en el flujo a través de la aeroturbina, pero por ahora se desprecia.
3. Se supone también que la corriente se realiza a números de *Mach* nulos ($M = 0$), es decir, que el aire tiene una velocidad del sonido infinita y por lo tanto es incompresible y en consecuencia no sufre ninguna variación de temperatura. La corriente alrededor de una aeroturbina alcanza velocidades relativas al álabe que son máximas en su punta, la cual se puede mover a unas 6 veces la velocidad del viento, por lo tanto pudiendo superar los 100 m/s, no despreciable frente a los 340 m/s de la velocidad del sonido en la atmósfera, por lo que $M = 100/340$. Afortunadamente los efectos disipativos debidos a la compresibilidad del flujo no son apreciables más que cuando el número de *Mach* incidente a la pala es muy próximo a la unidad.



4. Con el propósito de eliminar otras pérdidas se supuso que el flujo es estacionario, luego todas las variables dependen exclusivamente del punto en el espacio, no del tiempo.
5. La forma que tiene una aeroturbina de extraer energía es haciendo que sobre las palas aparezca un par, que se transmite al eje. En consecuencia, por la necesaria conservación del momento de cantidad de movimiento, si con una corriente incidente puramente axial y uniforme e intercambio un par, es necesario que la corriente afectada adquiriera por reacción un momento de cantidad de movimiento igual y contrario. En turbinas de eje horizontal esto significa que la corriente que ha atravesado la turbina tiene que tomar en su conjunto un movimiento de rotación alrededor del eje de la turbina tras atravesarla. La energía de esta rotación es una pérdida al suponer una energía cinética inaprovechable. Normalmente se evita en las turbomáquinas que actúan dentro de un conducto situando estatores tras los rotores para enderezar la corriente. Esto no resulta rentable en las aeroturbinas, por lo que contribuye a disminuir la eficiencia; sin embargo, dado que estamos en una situación idealizada se supuso que se toma provisión para eliminar la rotación.

Dado que se trato de calcular el máximo de energía, ha de considerarse que cada punto de la corriente cede igual cantidad de energía. Esto considera al rotor como un disco, circunscrito a las puntas de las palas, a través del cual el flujo pierde energía de forma uniforme en su superficie. De ahí que esta teoría se denomine también *teoría del disco poroso* o del *disco actuador*.

La conservación de la masa aplicada a través del disco indica que la velocidad axial justo antes ha de ser igual a la velocidad axial justo después del disco actuador, luego no es posible extraer energía dando un salto a la velocidad, tan solo es posible un salto en la presión.

En resumen el flujo queda caracterizado por ser estacionario, ideal e incompresible en todo el campo fluido, por lo que se puede aplicar la ecuación de *Bernouilli* a cada línea de corriente. Esta ecuación indica que la presión de remanso 2 (ver en la Figura 2.1), denominada también o total, p_t se conserva:

$$p_t = p + \frac{1}{2} \rho U^2 \quad (2.1)$$

Conservándose también la energía por unidad de masa, (p / ρ) , por lo tanto, a través del disco no es aplicable la ecuación de Bernouilli, pues se realiza una extracción de energía del viento mediante el gradiente de donde p se denomina presión estática y $(1/2\rho U^2)$ presión dinámica. En la Figura 2.1 se representa el disco poroso o disco actuador de perfil y las líneas de corriente que encierran el tubo de corriente que envuelve el fluido que pasa a través del disco, desde el infinito aguas arriba, sección A_1 , donde la velocidad es la del viento incidente U_1 , hasta el infinito aguas abajo, sección A_2 , donde



resulta una velocidad uniforme U_2 . En esta Figura presentamos un disco plano frontal a la corriente, representativo de una turbina de eje horizontal de sección A .

Ya que se trata de un flujo subsónico, la perturbación generada por la turbina llega hasta el infinito en el campo fluido, por lo tanto la corriente incidente del viento nota la presencia del disco y dado que éste efectúa un freno a la corriente, y por lo tanto, trata de rodearlo divergiendo las líneas de corriente, en el tramo A_1 al A . Figura 2.1. Esta divergencia solo puede ser mantenida con gradientes de presión que curven las líneas de corriente hacia zonas de menor presión, luego necesariamente hay una presión distribuida uniformemente delante del disco, p^+ , mayor que en la corriente libre, p_1 . Por aplicación de la ecuación de *Bernouilli* (2.1), este aumento gradual de la presión ha de traer consigo una disminución de velocidad, hasta llegar a la velocidad U en el plano del disco, menor que la incidente, $U < U_1$.

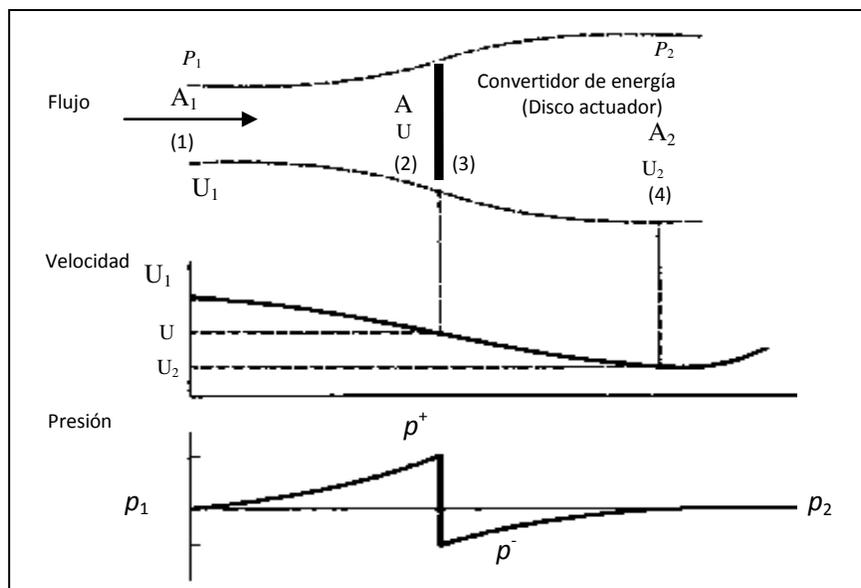


Figura 2.1 Modelo de Disco actuador, que muestra el esquema del campo fluido usado para la obtención del límite de Betz y la evolución resultante de las magnitudes fluidas. Nótese que el salto de p coincide con el salto de p_1 (Fuente: "Wind Energy Systems", Gary L. Johnson (modified)).

Puntos:

- (1) Aguas arriba del rotor.
- (2) Justo en frente del rotor.
- (3) Justo atrás del rotor.
- (4) Aguas abajo del rotor.



Nota: la distancia entre (2) y (3) es asumida infinitesimalmente.

Condiciones físicas importantes:

- La velocidad del fluido cae gradualmente antes y después del disco actuador (dispositivo de extracción de energía) y cruzando el disco la diferencia aumenta.
- Las velocidades horizontales del fluido que cruzan el disco actuador no cambian $V_2 = V_3$.
- La presión aguas arriba del disco actuador y la presión aguas abajo es igual a la presión estática de el fluido perturbado $p_1 = p_2 = p_a$.

La extracción de energía del disco viene de una disminución de presión, por lo tanto en la cara trasera del disco tenemos una presión uniforme $p^- < p^+$. Si esta presión resultara igual que p_1 la línea de corriente divisoria aguas abajo del disco sería recta y horizontal, pero ello no ocurre, sino que la presión detrás del disco es menor que p_1 . Al notar la línea de corriente divisoria este salto de presión se curva para que se restablezca la igualdad de presiones, lo cual solo llega a completarse en el infinito aguas abajo, $p_2 = p_1$. Debido a ello las líneas de corriente convergen a partir del disco, en el tramo A_1 al A_2 , pero han de seguir aumentando el área del tubo de corriente para que baje la velocidad y correspondientemente suba la presión. La igualdad de presiones en el infinito aguas abajo no implica la igualdad de velocidades, pues el fluido que atraviesa el disco ha perdido energía; tendrá necesariamente una velocidad menor U_2 , creando una estela. En consecuencia se cumple que:

$$U_1 > U > U_2 \quad (2.2)$$

Ecuación de continuidad:

Si el flujo másico se conserva y considerando únicamente la componente axial del viento, siendo ésta la única que contribuye, tenemos:

$$\dot{m} = \rho A_1 U_1 = \rho A U = \rho A_2 U_2 \quad (2.3)$$

Por lo tanto:

$$A_1 U_1 = A U = A_2 U_2 \quad (2.4)$$

Ecuación de cantidad de movimiento:

La fuerza del disco sobre el fluido con el sentido de la corriente $-D$ iguala la diferencia de flujos de cantidad de movimiento entre la salida y la entrada:

$$D = -\dot{m}(U_2 - U_1) = \rho A U (U_1 - U_2) \quad (2.5)$$



Ecuación de la energía:

Esto es la ecuación de Bernoulli entre A_1 y A y A y A_2

$$p^+ + \frac{1}{2}\rho U^2 = p + \frac{1}{2}\rho U_1^2 \quad (2.6)$$

$$p^- + \frac{1}{2}\rho U^2 = p + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (2.7)$$

Equilibrio del disco:

Siendo el disco estacionario, la suma de fuerzas sobre el debe ser nula:

$$D = (p^+ - p^-)A \quad (2.8)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.6) y (2.7) se obtiene una expresión de salto de presiones del disco:

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2}\rho(U_1^2 - U_2^2) \quad (2.9)$$

Igualando las ecuaciones de resistencia aerodinámica (2.5) y (2.8) e igualando con la ecuación anterior tenemos:

$$\rho AU(U_1 - U_2) = (p^+ - p^-)A = \frac{1}{2}\rho(U_1^2 - U_2^2) \quad (2.10)$$

Resultando:

$$U = \frac{U_1 + U_2}{2} \quad (2.11)$$

La ecuación anterior indica que la velocidad del viento en el plano del rotor, usando un modelo simple, es la media de la velocidad aguas abajo y aguas arriba. O dicho de otra forma la velocidad inducida en el infinito aguas abajo es el doble que en el plano del disco, esto quiere decir, que efectivamente el tubo de corriente tiene que duplicar su área aguas abajo del disco. Esto se entiende mejor si se introduce el parámetro adimensional a conocido como el factor de inducción axial, que es el decremento fraccional en la velocidad del viento entre el flujo libre y el plano del rotor, por lo tanto:

$$U = U_1(1 - a)$$

Obteniendo también:

$$U_2 = U_1(1 - 2a) \quad (2.12)$$

La potencia extraída de la corriente está dada por la diferencia de presiones entre ambas caras del disco. Si el trabajo elemental producido por una diferencia de presión en



una superficie que avanza un diferencial de recorrido de ds es $\Delta pAds$, la potencia realizada es $\Delta pAds / dt = \Delta pAU$ siendo la velocidad U el avance del émbolo. Si se supone que el disco avanza y el viento está en calma, la potencia necesaria para moverlo está dada por:

$$P = (p^+ - p^-)Av = DU \quad (2.13)$$

Sustituyendo el valor de la diferencia de presiones dada en la ecuación (2.9), se tiene:

$$P = \frac{1}{2} \rho (U_1^2 - U_2^2) AU = \dot{m} \frac{1}{2} (U_1^2 - U_2^2) \quad (2.14)$$

Lo anterior indica que la potencia extraída es igual a la diferencia de flujo de energía cinética entre la entrada y la salida (en las cuales la presión es la misma). Nosotros podemos definir C_p como la relación entre la energía convertida o la energía de salida y la energía disponible en el flujo del fluido.

Sustituyendo en la ecuación anterior el valor de U_1 y U_2 como funciones de a , se tiene:

$$C_p = \frac{\text{energía del rotor}}{\text{energía disponible en el viento}} = \frac{P_{sal}}{\frac{1}{2} \rho AV_1^3} = 4a(1-a)^2 \quad (2.15)$$

El *coeficiente de potencia* C_p es el cociente entre la potencia obtenida y la disponible en la corriente a través del área frontal de la turbina y es una función de a representada en la Grafica 2.1, y que tiene un máximo dado por:

$$\frac{\partial C_p}{\partial a} = 4(1-2a)^2 - 8a(1-a) = 0 \Rightarrow a = \frac{1}{3}; \quad C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} \approx 0,5926 \quad (2.16)$$

Este es el conocido **Limite de Betz**, el cual indica que tan solo el aproximadamente 60% de la energía contenida en el viento es convertible en energía disponible en la turbina, como se puede observa en la Figura 2.2. Esto se obtiene retardando un 33% de la corriente en el disco y un 66% en la estela.

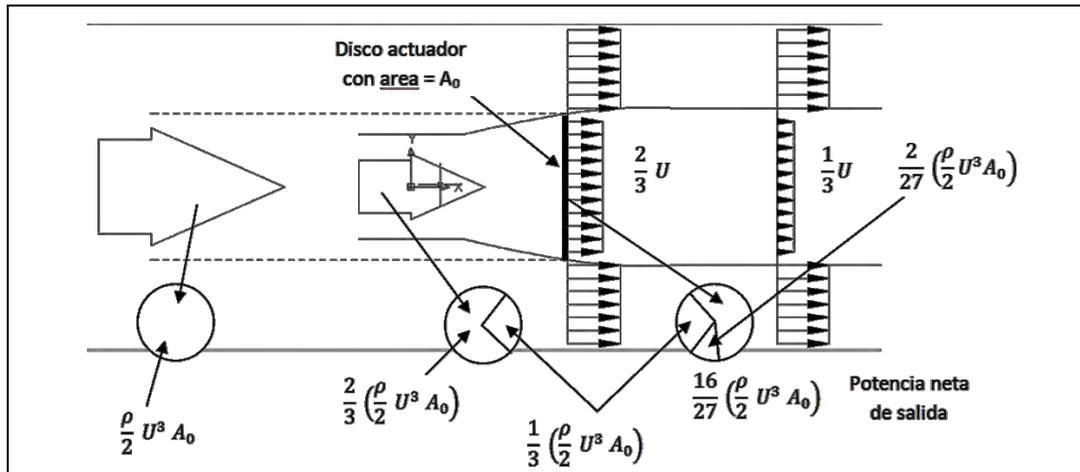


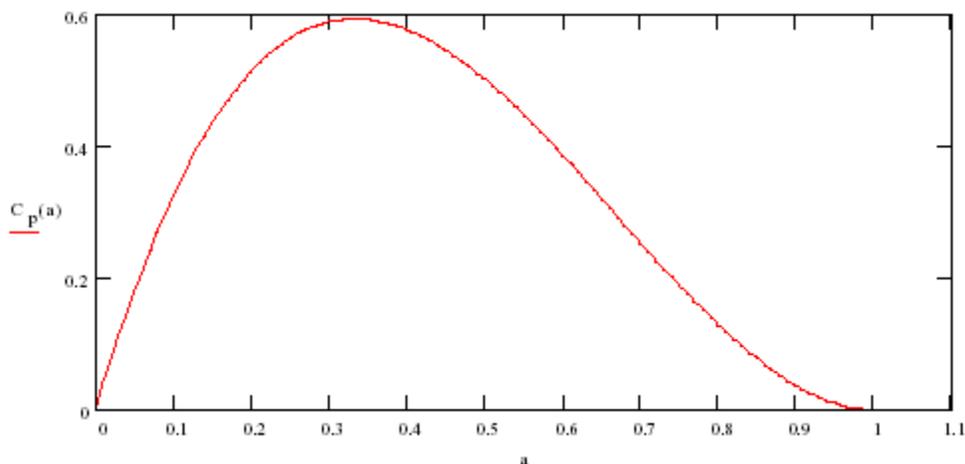
Figura 2.2 Teoría del límite de Betz (Fuente: www.integener.com)

Sustituyendo la ecuación de la cantidad de movimiento (2.5) los valores de v y v_2 se obtiene el valor del **coeficiente de resistencia**, denominado asimismo coeficiente de resistencia o coeficiente de tracción C_T :

$$C_T = \frac{D}{\frac{1}{2} \rho U_1^2 A} = 4a(1-a) \quad (2.17)$$

Si se particulariza para la potencia máxima resulta ser:

$$C_T = \frac{D}{\frac{1}{2} \rho U_1^2 A} = \frac{8}{9} \quad (1.18)$$



Grafica 2.1 Coeficiente de potencia de una turbina por el modelo de cantidad de movimiento como función del parámetro de porosidad a .

Lo anterior indica que es necesario aplicar un valor próximo a la presión dinámica de la corriente sobre la superficie del rotor para conocer la carga de empuje aerodinámico



sobre la turbina en el punto de máxima extracción de potencia. Este valor es netamente inferior al coeficiente de resistencia aerodinámica de una placa plana circular impermeable perpendicular al viento del orden de 1.5 a 2.

De la ecuación (2.17) se deduce que el coeficiente de resistencia C_T para una turbina ideal es igual a: $4a(1-a)$. C_T tiene un máximo de 1.0 cuando $a=0.5$ y la velocidad aguas abajo es cero. Para un máximo de potencia de salida ($a = 1/3$), C_T tiene un valor de $8/9$, como se muestra en la Grafica 2.2.

Como se menciono anteriormente, ese modelo idealizado no es válido para factores de inducción axial más grandes que 0.5. En la Práctica cuando el factor de inducción axial se aproxima y excede 0.5, los patrones de flujo complicados que no son representados en este modelo simple resultan en coeficientes de resistencia que pueden ser tan altos como 2.0.

El límite de Betz, $C_{P, \max} = 16/27$ es el máximo coeficiente teórico de potencia. En la práctica los tres principales efectos que disminuyen el máximo coeficiente de potencia aprovechable son:

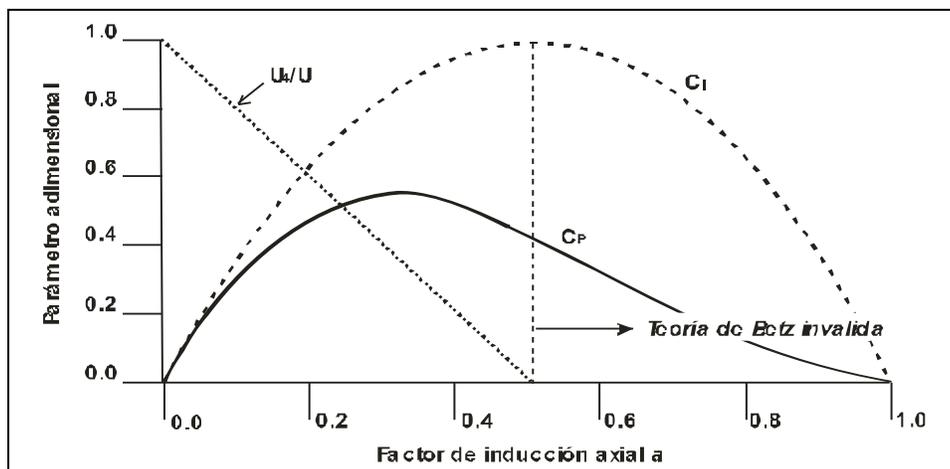
- Rotación de la estela detrás del rotor
- Numero finito de palas y perdidas asociadas a la punta del álabe
- Arrastre aerodinámico

Debe notarse que la eficiencia total de la turbina es una función tanto del coeficiente de potencia y la eficiencia mecánica (incluyendo la eléctrica).

$$\eta_T = \frac{P_{out}}{\frac{1}{2} \rho A U^3} = \eta_{mec} C_P \quad (2.19)$$

Esto es:

$$P_{out} = \frac{1}{2} \rho A U^3 (\eta_{mec} C_P) \quad (2.20)$$



Grafica 2.2 Parámetros de operación para una turbina con límite de Betz.

2.3 Perfiles aerodinámicos, conceptos generales de aerodinámica.

La potencia de un aerogenerador depende de la interacción entre el rotor y el viento. La misión del rotor en un aerogenerador es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Las palas o alabes de los rotores poseen cierta forma en su sección transversal que les permite aprovechar al máximo la energía del viento. A estas formas se les conoce como perfiles aerodinámicos. Existen un gran número de familias de perfiles aerodinámicos que se han desarrollado gracias al trabajo analítico y experimental, por medio de los cuales se obtiene el mejor desempeño aerodinámico. Mucho de este trabajo analítico y experimental ha sido realizado por el Comité Nacional Consultivo de Aeronáutica (NACA, National Aeronautics and Space Administration), que es el predecesor de lo que en nuestros días se conoce como la NASA (National Aeronautics and Space Administration). En la Figura 2.3, se muestran la nomenclatura utilizada en un perfil.

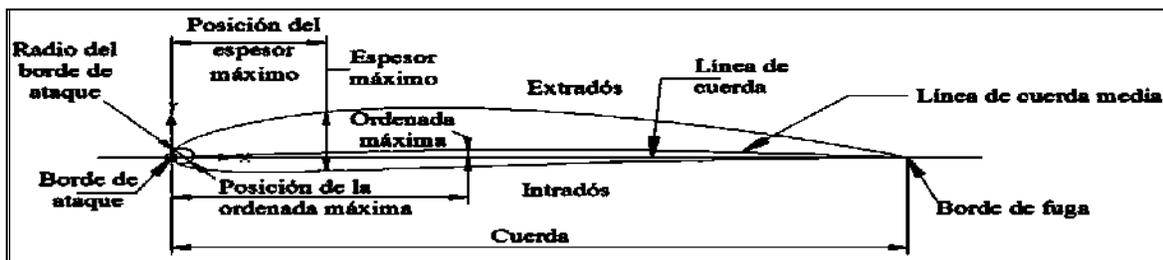


Figura 2.3 Nomenclatura de un perfil aerodinámico.

1. Línea de la cuerda.- Es la línea recta que pasa por el borde de ataque y por el borde de fuga.

2. Cuerda.- Es la línea recta que une el borde de ataque con el borde de fuga. Es una dimensión característica del perfil.

3. Línea de Curvatura Media.- Línea equidistante entre el extradós y el intradós. Esta línea “fija” la curvatura del perfil. Si la línea de curvatura media “cae” sobre la cuerda (como en la Figura 2.5) se dice que la curvatura es positiva, si “cae” por debajo, negativa, y si va por debajo y por arriba, doble curvatura.

4. Ordenada máxima.- Es la máxima distancia entre la línea de curvatura media y la cuerda del perfil. El valor suele darse en porcentaje de la cuerda.

5. Espesor máximo y posición.- Son dos características importantes, que se expresan en porcentaje de la cuerda. El valor varía desde un 3% en los perfiles delgados hasta un 18 % en los más gruesos.

6. Radio de Curvatura del Borde de Ataque.- Define la forma del borde de ataque y es el radio de un círculo tangente al extradós e intradós, y con su centro situado en la línea tangente en el origen de la línea de curvatura media.



2.3.1 Características de presión en un perfil aerodinámico.

Un perfil aerodinámico al estar en funcionamiento está sometido a presiones de diferentes características, tanto en el extradós como en su intradós. Sobre el perfil se produce un flujo de aire, el cual cambiará sus características en proporción a su ángulo de ataque y a la velocidad con que el perfil se mueve respecto a su línea de acción. De esta forma del flujo de aire, el que discurre por la parte superior del perfil tendrá una velocidad mayor (efecto Venturi) que el que discurre por la parte inferior. Esa mayor velocidad implica menor presión (teorema de Bernoulli) como se muestra en la Figura 2.4.

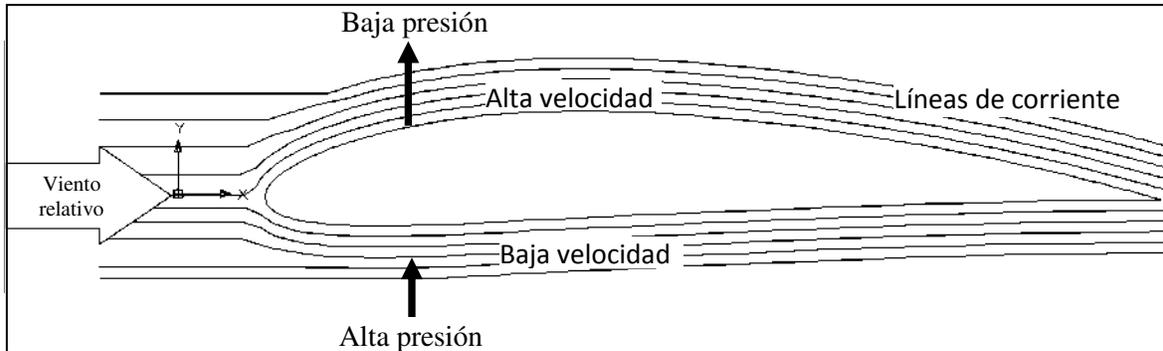


Figura 2.4 Presión Vs Velocidad.

El aumento de la velocidad del aire sobre el extradós de un perfil, con respecto a la velocidad del aire en el intradós, genera presiones, tanto en uno como en otro lado. La diferencia entre estas presiones (si la presión en el extradós es mayor) genera una resultante a la que llamamos *sustentación*.

2.3.2 Centro de presiones.

Se denomina centro de presiones al punto teórico del perfil donde se considera aplicada toda la fuerza de sustentación. La Figura 2.5 muestra un ejemplo de distribución de presiones sobre un perfil moviéndose en el aire. Teóricamente, aunque la presión actúa sobre todo el perfil, se considera que toda la fuerza de sustentación se ejerce sobre un punto en la línea de la cuerda (resultante).

La posición del centro de presiones se suele dar en porcentaje de la cuerda del ala a partir del borde de ataque. A medida que aumenta o disminuye el ángulo de ataque se modifica la distribución de presiones alrededor del perfil, desplazándose el centro de presiones, dentro de unos límites, hacia adelante o atrás respectivamente. El margen de desplazamiento suele estar entre el 25% y el 60% de la cuerda como se muestra en la Figura 2.6, y puesto que afecta a la estabilidad del perfil es conveniente que sea el menor posible.

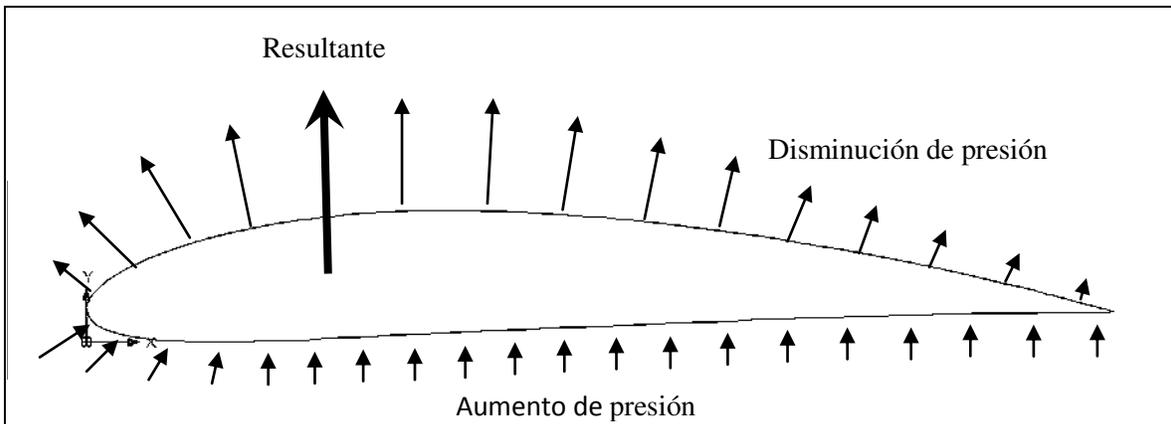


Figura 2.5 Distribución de presiones sobre un perfil aerodinámico.

Mediante métodos empíricos se ha demostrado que a medida que se incrementa el ángulo de ataque, el Centro de Presiones se desplaza gradualmente hacia adelante.

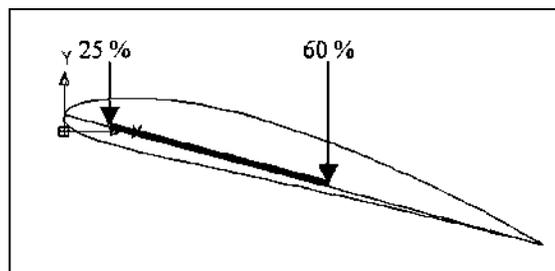


Figura 2.6 Límites de desplazamiento del centro de presiones.

2.3.3 Viento relativo.

El conocimiento y significado del **Viento Relativo** es esencial para el entendimiento de la aerodinámica sobre las álas rotativas. El **Viento Relativo** es definido como el flujo de aire "relativo" que ataca a un perfil.

El viento relativo se incrementa si la velocidad del perfil es incrementada. Como ejemplo, considérese una persona sentada dentro de un automóvil con su mano extendida fuera de la ventanilla, en un día sin viento. No hay flujo de aire debido a que el automóvil no se está moviendo, sin embargo si ahora el automóvil esta desplazándose a 100 km/h, el flujo de aire sobre la mano estará desplazándose a 100 km/h. Ahora si ustedes mueven la mano hacia adelante (digamos a unos 10km/h) el viento relativo será de 110 km/h y si lo hacen hacia atrás será de 90 km/h.

En un rotor dinámico, con un día sin viento y en vuelo estacionario, el viento relativo rotacional será creado por la rotación de las palas. Suponiendo un rotor que está moviéndose horizontalmente, el efecto es desplazar algo de aire hacia abajo (downwash). El movimiento de las palas a través del mismo curso da un punto en rápida sucesión (un rotor con tres palas girando a 320 rpm, tendrá en el mismo punto un pasaje de palas de 16



veces por segundo). La Figura 2.7 muestra como el aire calmo es cambiado a una columna de aire descendente por acción de las palas de un rotor.

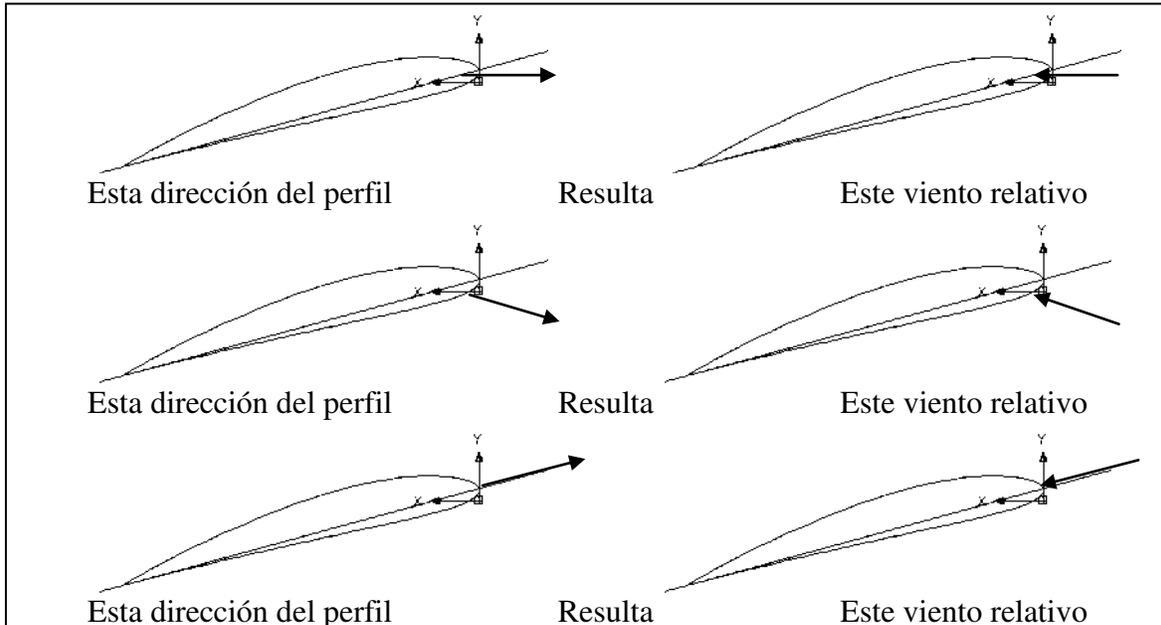


Figura 2.7 Viento relativo.

Este flujo de aire es llamado *Flujo Inducido* (Downwash). Este flujo de aire hacia abajo es aún inducido en condiciones de viento. El tránsito del flujo de aire a través del disco del rotor modifica el viento relativo rotacional. El flujo de aire de la rotación, modificado por el flujo inducido, produce la *Resultante del Viento Relativo*. En la figura 2.7 el ángulo de ataque es reducido por el flujo inducido, causando sobre el perfil una sustentación menor.

2.4 Pérdidas.

La pérdida (en inglés stall) es el efecto provocado por la incapacidad del perfil para seguir produciendo sustentación, y se produce cuando este vuela con un ángulo de ataque mayor que el ángulo de ataque crítico. No hay nada mágico en este ángulo, la sustentación no cae a cero, es más, en este punto es donde se alcanza el coeficiente máximo de sustentación. Lo que sucede es que pasado este ángulo crítico disminuye la sustentación y la resistencia se incrementa dando lugar a la entrada en pérdida.

Con moderados ángulos de ataque el flujo de aire sigue el contorno de la superficie del ala y el punto de transición a turbulencia se mantiene cercano al borde de salida Figura 2.8 (1); pero a medida que el ángulo de ataque se incrementa Figura 2.8 (2), el flujo de aire tiene mayor dificultad para seguir el contorno del ala debido al intenso cambio de dirección y el punto de transición se va desplazando hacia el borde de ataque Figura 2.8 (3); cuando el ángulo de ataque es mayor que el ángulo crítico, el aire es incapaz de seguir el contorno del ala, el punto de transición está tan adelantado que apenas hay capa laminar y casi toda es turbulenta Figura 2.8 (4). En ese momento la presión diferencial se ha



reducido y la resistencia se ha incrementado, hasta el punto de que no hay sustentación suficiente para soportar el peso del aeroplano y el ala entra en pérdida.

La pérdida es un fenómeno exclusivamente aerodinámico que se produce por un excesivo ángulo de ataque. Conviene recordar que el ángulo de ataque está formado por la cuerda del perfil y la dirección del viento relativo. La pérdida se debe a un excesivo ángulo de ataque y puede ocurrir con cualquier velocidad, cualquier actitud y cualquier potencia.

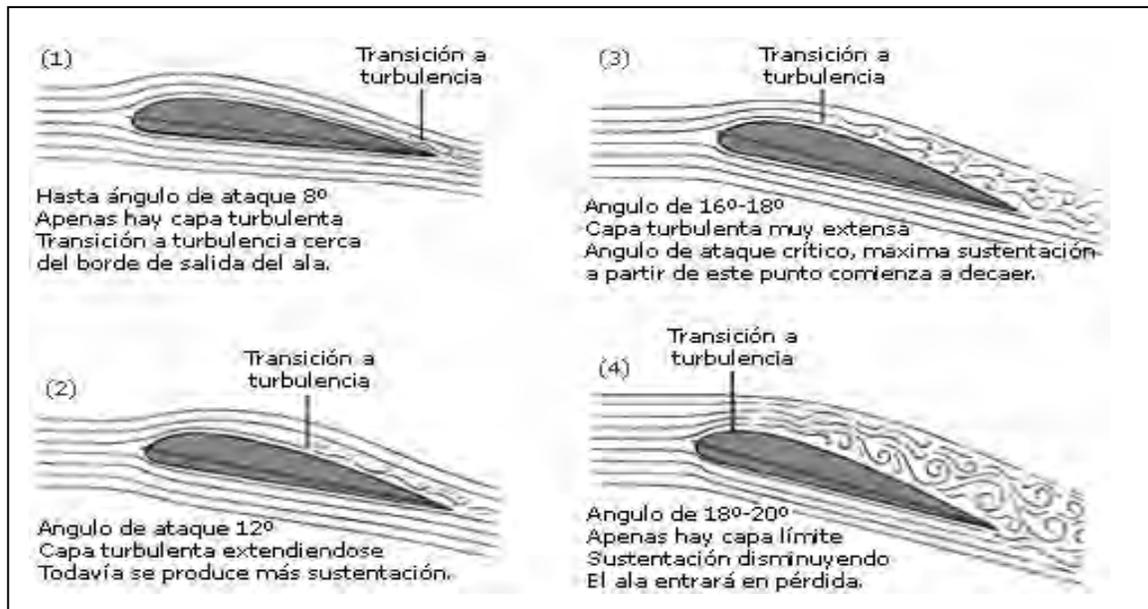


Figura 2.8 Incremento del ángulo de ataque y entrada en pérdida.

2.5 Nomenclatura de los perfiles aerodinámicos.

2.5.1 Aerodinámica de las turbinas de viento.

El diseño de alabes son la parte fundamental para que una turbina de viento sea eficiente, ya que su forma aerodinámica es la que proporciona al rotor el par de arranque necesario y un funcionamiento óptimo de energía mecánica-eléctrica.

La turbina de viento es una máquina encargada de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica útil, la cual a su vez la convierte en energía eléctrica por medio de un generador. Dichos álabes están compuestos por perfiles aerodinámicos a lo largo de su sección transversal y que le dan un comportamiento óptimo al estar en operación ya que aprovecha al máximo la energía del viento.

Actualmente, se conocen familias de perfiles aerodinámicos que se han desarrollado gracias al trabajo analítico y experimental que se ha realizado para desarrollar perfiles por medio de los cuales se obtenga el mejor desempeño aerodinámico. Mucho de este trabajo analítico y experimental, ha sido desarrollado por la NACA (*Nacional Advisory Committee for Aeronautics*), que es el predecesor de la NASA (*Nacional*

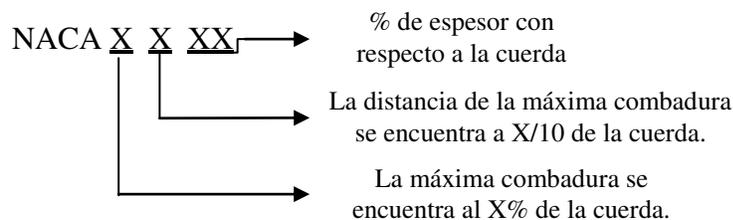


Aeronautics and Space Administration). Las familias de perfiles aerodinámicos, según la NACA, son de acuerdo a su geometría y se dividen de acuerdo a las siguientes seis familias:

- Serie NACA de cuatro dígitos.
- Serie NACA de cinco dígitos.
- Serie NACA 1
- Serie NACA 6

2.5.2 Serie NACA de cuatro dígitos.

La numeración que se tiene en la familia NACA de cuatro dígitos se encuentra basada en la geometría de la sección. Por lo cual; el primer dígito de la familia indica, el máximo valor de la ordenada de la línea de combadura en porcentaje de la cuerda. El segundo dígito indica la distancia desde el borde de ataque para encontrar la localización de la máxima combadura en décimos de la cuerda. De lo anterior, la nomenclatura queda distribuida de la siguiente forma:



Ejemplo:

NACA 4412	Espesor del 12% la longitud de la cuerda.
	La distancia de la máxima combadura se encuentra a 0.4 de la cuerda.
	La máxima combadura se encuentra al 4% de la cuerda.

2.6 Teoría de Momento y Teoría de Elemento de Palas.

Un rotor de una turbina de viento consiste en perfiles que generan sustentación en virtud de las diferencias de presiones que se suscitan en las superficies del perfil. La geometría del rotor así como las características de sustentación y arrastre de los perfiles del rotor pueden ser utilizados para determinar si el rotor cumple con los parámetros conocidos, y si la forma de la pala está realmente bien definida.

El análisis que aquí se expone utiliza la teoría de momento y la teoría de elemento de palas. La teoría de momento se refiere al análisis de un volumen de control de las fuerzas que actúan en la pala, basado en la conservación del momento lineal y angular. La teoría de elemento de pala se refiere a un análisis de fuerzas en una sección de la pala, como una función de la geometría de la pala. Los resultados de estas aproximaciones



pueden ser combinados en lo que es conocido como la teoría simplificada o teoría de momento de elemento de pala (BEM).

Esta teoría suele utilizarse para relacionar la forma de la pala con la habilidad del rotor para extraer la potencia del viento. En análisis en esta y las siguientes secciones cubre:

1. Teoría de momento y teoría de elemento de palas.
2. El diseño más simple y *optimo* de la pala con un número infinito de palas y sin estela de rotación.
3. El desempeño de las características (fuerzas, características del perfil, coeficiente de potencia) para un diseño general de la pala, de cuerdas y torceduras conocidas, incluyendo estela de rotación, arrastre y pérdidas debidas a un número finito de palas.
4. Un diseño simple y optimo de la pala incluyendo estela de rotación y un número infinito de palas. Este diseño e pala puede ser utilizado como inicio para un análisis general del diseño de la pala.

2.6.1 Teoría de Momento.

Las fuerzas sobre la pala de una turbina de viento y las condiciones de flujo en estas, pueden ser derivadas a través de considerar la conservación de momento, ya que la fuerza es la razón del cambio de momento. Las ecuaciones necesarias han sido desarrolladas en la derivación del desarrollo de una turbina ideal incluyendo estela de rotación. El presente análisis está basado en un volumen de control anular como el que se muestra en la Figura 2.9. En este análisis se asume que los factores de inducción axial y angular son función del radio r .

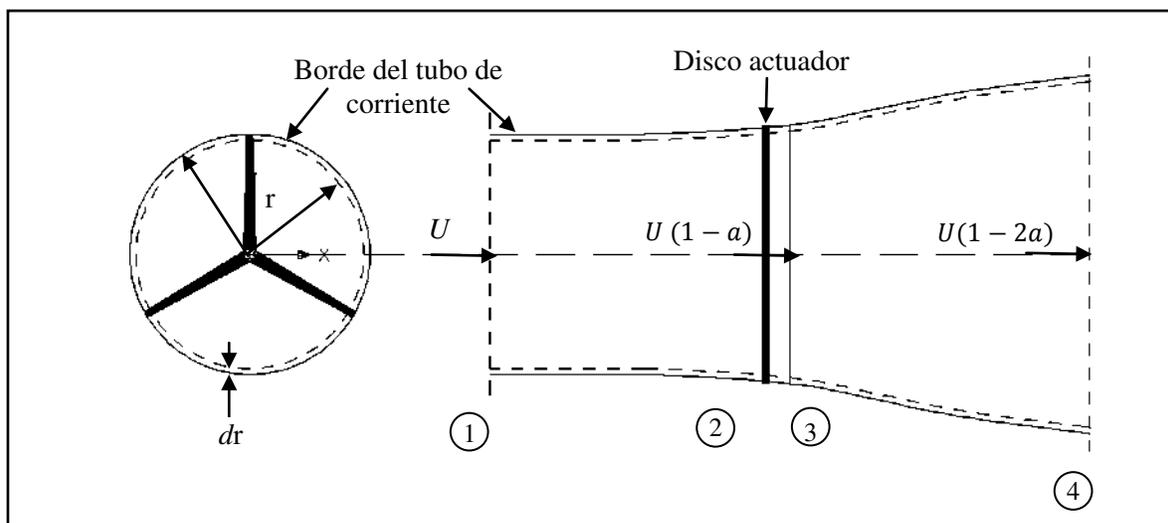


Figura 2.9 Geometría para el análisis del rotor. Donde U es la velocidad del aire sin perturbaciones.



Aplicando la conservación del momento lineal al volumen de control de radio r y espesor dr , ecuación (2.21), se tiene una expresión para la contribución diferencial del empuje:

$$dT = 4a(1-a)\frac{1}{2}\rho U^2 2\pi r dr \quad (2.21)$$

$$dT = \rho U^2 4a(1-a)\pi r dr \quad (2.22)$$

Similarmente, de la ecuación de la conservación del momento angular, ecuación (2.23), que define el empuje y el torque, Q , impartido a las palas (igual en magnitud pero opuesto al aire) es:

$$dQ = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U \Omega r^2 2\pi r dr \quad (2.23)$$

$$dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (2.24)$$

De esta forma la teoría de momento tiene dos ecuaciones, ecuación (2.22) y (2.24), que definen el empuje y el torque sobre una sección del rotor en función de los factores de inducción axial y angular.

2.6.2 Teoría de elemento de pala.

Las fuerzas sobre las palas de una turbina de viento pueden también ser expresadas como una función de los coeficientes de sustentación y arrastre y de el ángulo de ataque. Como se muestra en la Figura 2.10 se asume que la pala está dividida en N secciones (o elementos). Además, se establecen las siguientes suposiciones:

- No hay interacción aerodinámica entre los elementos
- Las fuerzas aerodinámicas son determinadas únicamente por las características de sustentación y el arrastre del perfil de las palas.

En el análisis de fuerza sobre una sección de la pala, debe notarse que las fuerzas sustentación y el arrastre son perpendiculares y paralelas, respectivamente, a un viento efectivo o relativo. El viento relativo es el vector suma de la velocidad del viento al rotor, $U(1-a)$, y la velocidad debido a la rotación de la pala. Esta componente rotacional es la suma vectorial de la velocidad de la sección de la pala, Ωr , y la velocidad angular inducida en las palas, de la conservación de momento angular, $wr/2$, o

$$\Omega r + (w/2)r = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (2.25)$$

La situación general del flujo se muestra en la Figura 2.11. La Figura 2.12 muestra la relación de las fuerzas, ángulos, y velocidades en la pala.

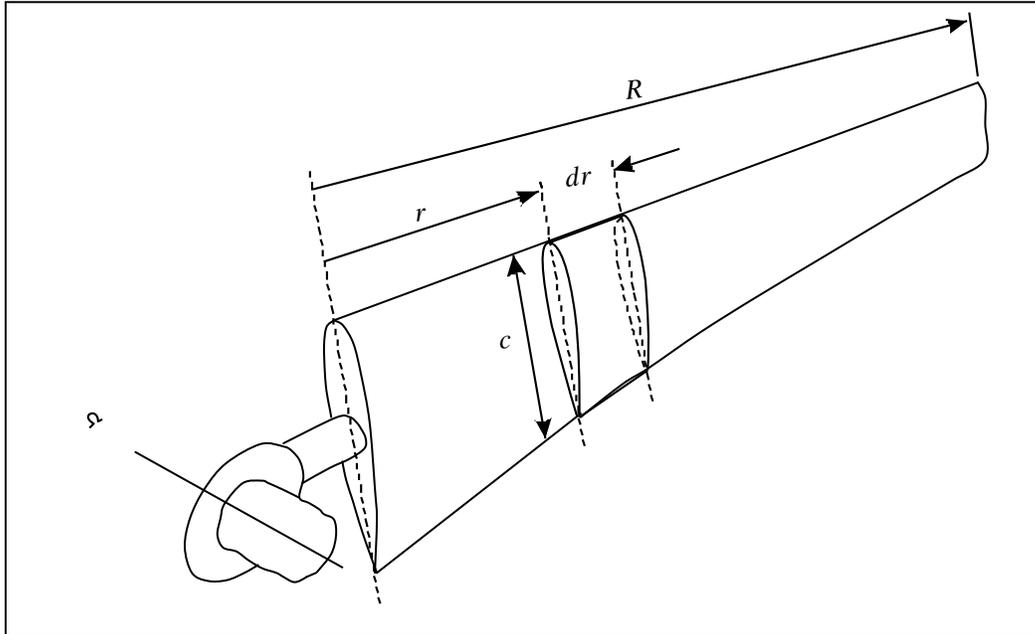


Figura 2.10 Esquema del elemento pala.

Donde c es la longitud de la cuerda, dr es la longitud radial del elemento discretizado, r es el radio; R es el radio del rotor; Ω es la velocidad angular del rotor.

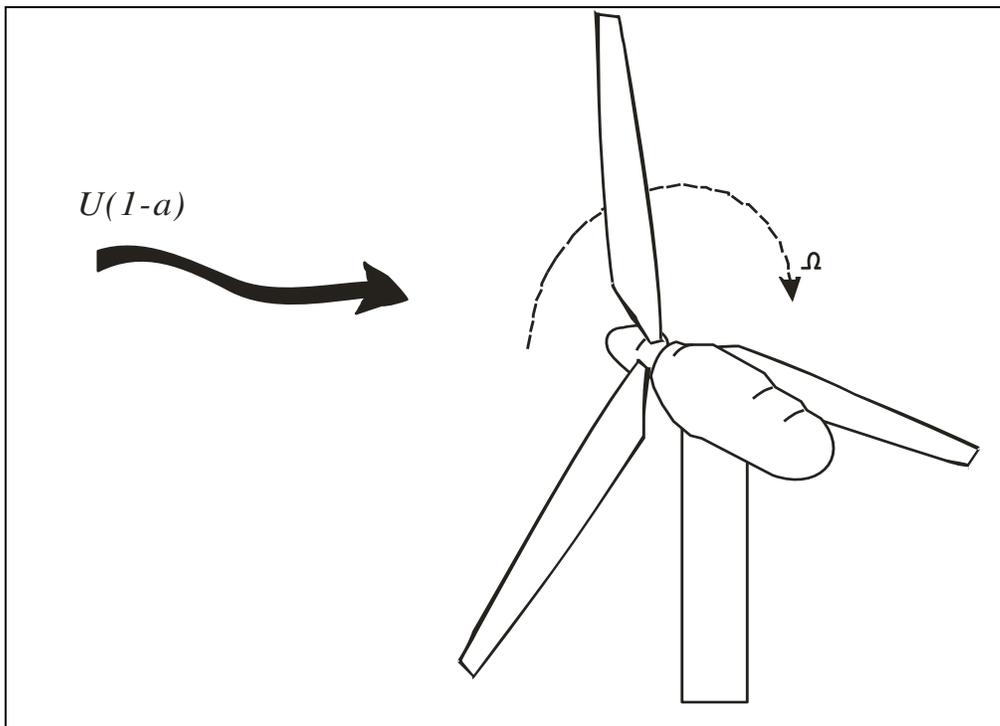


Figura 2.11 Geometría general de una turbina de eje horizontal.

Donde: a es factor de inducción axial; U , velocidad del viento en calma.; Ω es la velocidad angular del rotor.

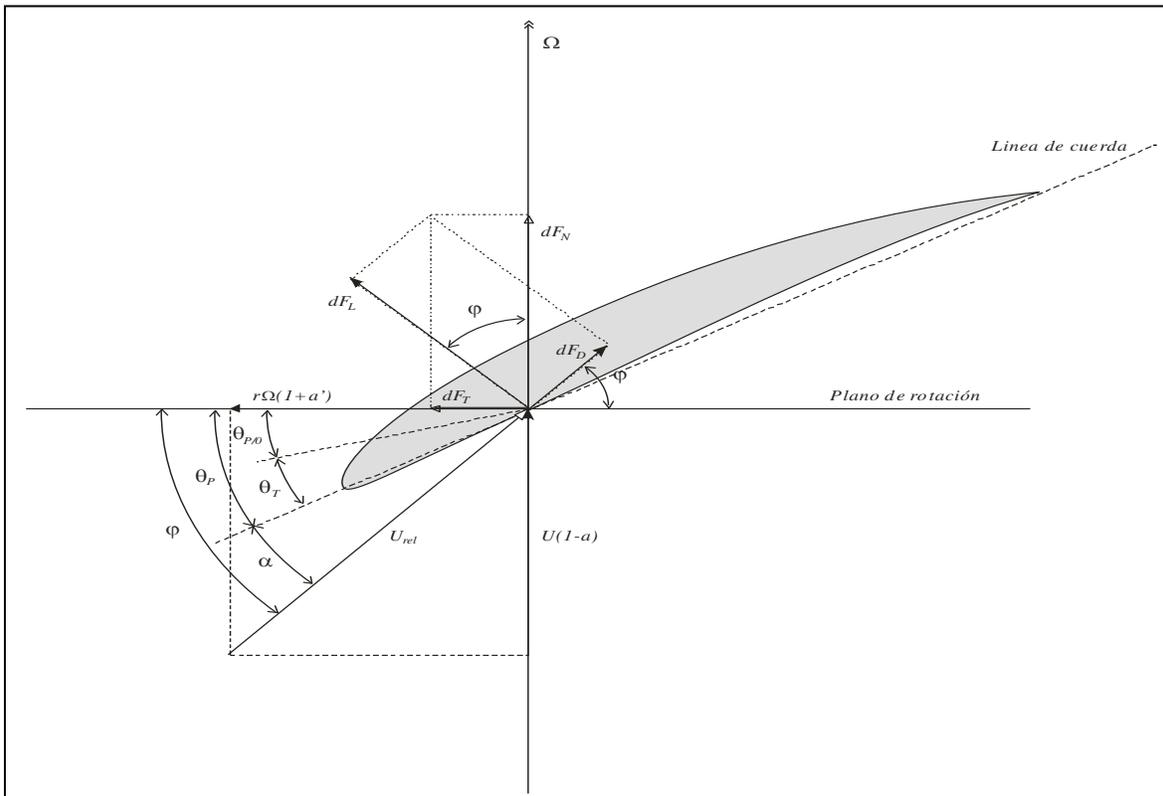


Figura 2.12 Geometría de la pala para un análisis de turbinas de viento de eje horizontal.

Aquí θ_p es el ángulo de asiento, el cual es el ángulo comprendido entre la línea de cuerda y el plano de rotación, $\theta_{p/O}$ es el ángulo de inclinación en la punta, θ_t es el ángulo del torcimiento de la pala, α es el ángulo de ataque (el ángulo comprendido entre la línea de cuerda y el viento relativo), φ es el ángulo del viento relativo, dF_L es el incremento de la fuerza de sustentación, dF_D es el incremento de arrastre, dF_N es el incremento de la fuerza normal al plano de rotación (esto contribuye al empuje), y dF_T es el incremento de la fuerza tangencial al círculo barrido por el rotor. Esta es la fuerza que crea torque disponible. Finalmente, U_{rel} es la velocidad relativa del viento.

Nótese también que, el ángulo del torcimiento de la pala θ_t está definido con relación a la punta de la pala (aunque puede ser definido de otra forma). Por lo tanto:

$$\theta_t = \theta_p - \theta_{p/O} \quad (2.26)$$

Donde $\theta_{p/O}$ es el ángulo de asiento en la punta de la pala. La inclinación del ángulo, es por supuesto, una función de la geometría de la pala, donde: θ_p cambia si $\theta_{p/O}$ cambia en la posición de la pala. Note también que el ángulo del viento relativo es la suma del ángulo de asiento y el ángulo de ataque:



$$\varphi = \theta_p + \alpha \quad (2.27)$$

De la Figura 2.14. Se pueden determinar las siguientes relaciones

$$\tan \varphi = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1-a')} = \frac{1-a}{(1-a')\lambda_r} \quad (2.28)$$

$$U_{rel} = U(1-a) / \sin \varphi \quad (2.29)$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.30)$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.31)$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \quad (2.32)$$

$$dF_T = dF_L \sin \varphi - dF_D \cos \varphi \quad (2.33)$$

Si el rotor tiene B (numero de palas) palas, la fuerza total normal sobre la sección, a una distancia, r, del centro es:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c dr \quad (2.34)$$

El torque diferencial debido a la fuerza tangencial operando, a una distancia r, del centro está dado por

$$dQ = BrdF_T \quad (2.35)$$

Y por lo tanto

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) c r dr \quad (2.36)$$

Note que el efecto del arrastre disminuye el torque y por lo tanto la potencia, pero incrementa la carga de empuje. Por lo tanto de la teoría de elemento de pala, se puede obtener dos ecuaciones (ecuaciones 2.34 y 2.36) que definen la fuerza normal (empuje) y la fuerza tangencial (torque) sobre la sección anular del rotor como una función de los ángulos de flujo en las palas y las características de los perfiles aerodinámicos.

2.6.3 Forma de la pala para un rotor ideal sin estela de rotación.



Como se menciono anteriormente, se pueden combinar las relaciones de la teoría de momento, con la teoría de elemento de pala, para relacionar la forma de la pala con el rendimiento. Pero el álgebra se puede tornar compleja, un ejemplo simple, pero muy práctico se presenta a continuación para ilustrar el método.

Anteriormente se determino que el máximo coeficiente de potencia obtenible, de una turbina de viento asumiendo que no tiene estela de rotación ni arrastre, está definido por el factor de inducción axial y no puede exceder $1/3$ si las mismas suposiciones de simplificación, son aplicadas a las ecuaciones de la teoría de elemento de pala y la teoría de momento, el análisis se torna lo suficientemente simple para desarrollar una forma simple de la pala.

En este análisis se establecen las siguientes suposiciones:

1. No existe estela de rotación; esto es $a' = 0$
2. No existe arrastre; esto es $C_d = 0$
3. No hay perdidas en un numero finito de palas
4. Para un rotor optimo de Betz, $a = 1/3$ en cada sección anular del tubo del flujo

Primero, se elige una velocidad especifica λ , el numero de palas, B , el radio, R , y un perfil aerodinámico con sus coeficiente de arrastre y sustentación conocidos, como una función del ángulo de ataque requerido. Es necesario también, que el ángulo de ataque, y por lo tanto, el coeficiente de sustentación se encuentren en una zona de sustentación de operación. Este ángulo de ataque debe ser seleccionado de tal forma que la relación C_d / C_l sea mínimo en orden de que la aproximación sea más cercana a la suposición $C_d = 0$. Estas variables permiten el cálculo del torcimiento y la distribución de las cuerdas a lo largo de la pala. Que a su vez permitirán el cálculo de la producción de potencia por el límite de Betz. Con la suposición $a = 1/3$ se obtienen de la teoría de momento (ecuación 2.22):

$$dT = \rho U^2 4 \left(\frac{1}{3} \right) \left(1 - \frac{1}{3} \right) \pi r dr = \rho U^2 8/9 \pi r dr \quad (2.37)$$

Y de la teoría de elemento de pala (ecuación 2.24, con $C_d = 0$):

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi) c dr \quad (2.38)$$

Una tercera ecuación, ecuación 2.39, puede ser utilizada para expresar U_{rel} en términos de otras variables conocidas:

$$U_{rel} = U(1-a) / \sin \varphi = \frac{2U}{3 \sin \varphi} \quad (2.39)$$



La teoría BEM o teoría simplificada se refiere a la determinación de la pala de la turbina de viento, a través de la combinación de las ecuaciones de las teorías del momento y de la teoría de elemento de pala. En este caso, combinando las ecuaciones 2.35 y 2.36 y usando la ecuación 2.39 se tiene:

$$\frac{C_l Bc}{4\pi r} = \tan \varphi \sin \varphi \quad (2.40)$$

Una cuarta ecuación, ecuación 2.28 la cual relaciona a , a' y φ basados en consideraciones geométricas pueden ser utilizada para resolver la forma de la pala. De la ecuación 2.38, con $a' = 0$ y $a = 1/3$, se tiene:

$$\tan \varphi = \frac{2}{3\lambda_r} \quad (2.41)$$

Por lo tanto:

$$\frac{C_l Bc}{4\pi r} = \left(\frac{2}{3\lambda_r} \right) \sin \varphi \quad (2.42)$$

Reorganizando y notando que $\lambda_r = \lambda(r/R)$, se puede determinar el ángulo del viento relativo y la cuerda para cada sección del rotor ideal:

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{2}{3\lambda_r} \right) \quad (2.43)$$

$$c = \frac{8\pi r \sin \varphi}{3BC_l \lambda_r} \quad (2.44)$$

Estas relaciones pueden ser utilizadas para encontrar las cuerdas y la distribución del torcimiento de la pala optima de Betz. Como un ejemplo suponga: $\lambda = 7$, $R = 5$ m, el perfil aerodinámico tiene un coeficiente de sustentación $C_l = 1$, C_d / C_l tiene un valor mínimo $\alpha = 7^\circ$ y finalmente, se consideran tres palas, esto es $B = 3$. El ángulo de torcimiento empieza en 0 en la punta. La cuerda y el torcimiento de la pala son ilustrados en las Figuras 2.13 y 2.14.

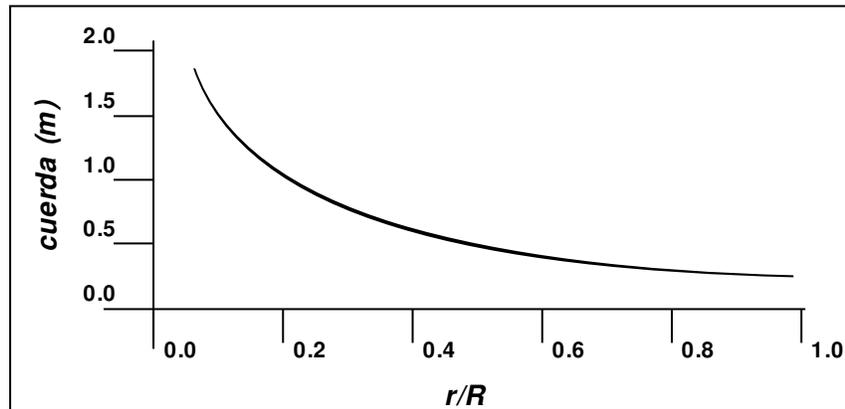


Figura 2.13 Distribución de cuerdas de una pala óptima de Betz.

Se puede apreciar que las palas diseñadas para una producción óptima de potencia tienen un incremento en la longitud de la cuerda y el ángulo de torcimiento, conforme se acercan a la raíz. Una consideración importante en el diseño de las palas es el costo y la dificultad de fabricarlas. Una ala óptima sería muy difícil de manufacturar a un costo razonable, pero los diseños propuestos para la forma de las palas, deben ser estudiados para cualquier turbina de viento, esto es lo que dice la bibliografía pero con los avances tecnológicos logrados esto ya está quedando atrás.

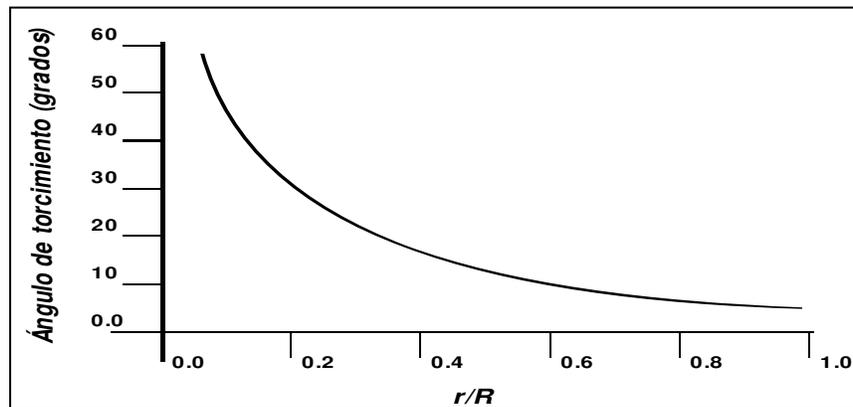


Figura 2.14 Distribución del ángulo de torcimiento para una pala óptima de Betz.

2.7 Procedimiento general para el diseño del rotor.

2.7.1 Determinación los parámetros básicos.

1. Se calcula la potencia requerida, P , para una determinada velocidad del viento, U , también las eficiencias, η , de los componentes o se toman de tablas de los fabricantes de estos componentes (generador, caja de transmisión, etc.), y se determina el coeficiente de potencia C_p . El radio, R , del rotor se estima de:



$$P = C_p \eta 1/2 \rho \pi R^2 U^3 \quad (2.45)$$

2. De acuerdo con el tipo de aplicación se elige una velocidad específica, λ . Para molinos de viento utilizados para el bombeo de agua, en los cuales se requiere un gran torque, se utiliza valores comprendidos entre $1 < \lambda < 3$. Para generación de energía eléctrica, se utilizan valores comprendidos entre $4 < \lambda < 10$. Las maquinas de altas velocidades tienen menos material en las palas y tienen también cajas de transmisión pequeñas pero requieren perfiles aerodinámicos más sofisticados.

3. Se elige el número de palas, B, de la Tabla 2.1. Nota: sí se seleccionan menos de tres palas, existen un número de problemas de tipo estructural y dinámico, que deben ser considerados en el diseño del hub.

Tabla 2.1 Velocidad específica de acuerdo al número de palas.

λ	B
1	8-24
2	6-12
3	3-6
4	3-4
>4	1-3

4. Se selecciona un perfil aerodinámico. Sí $\lambda < 3$, se pueden utilizar placas torcidas. Si $\lambda > 3$, se deben utilizar formas más aerodinámicas.

2.7.2 Siguiete paso se define la forma de la pala.

5. Una vez elegido el perfil, se deben examinar sus propiedades aerodinámicas a través de sus curvas empíricas en cada sección de la pala (el perfil podría variar desde la raíz hasta la punta), esto es C_l vs. α , C_d vs α . Elegir las condiciones del diseño aerodinámico, $C_{l, design}$, y α_{design} , así como la relación $C_{d, design} / C_{l, design}$.

6. Se divide la pala en N elementos (usualmente de 10 a 20). Utilizar la teoría óptima de rotor o la teoría simplificada para estimar la forma de la pala en la i-esima sección, con radio r_i

$$\lambda_{r,i} = \lambda(r_i / R) \quad (2.46)$$

$$\varphi_i = \left(\frac{2}{3} \right) \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r,i}} \right) \quad (2.47)$$

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{BC_{l, design, i}} (1 - \cos \varphi_i) \quad (2.48)$$



$$\theta_{T,i} = \theta_{P,i} - \theta_{p/0} \quad (2.49)$$

$$\varphi_i = \theta_{p,i} + \alpha_{designi} \quad (2.50)$$

7. Se selecciona una forma de la pala que se aproxime a la que deseamos. Para una fácil fabricación se podrían elegir variaciones lineales en la cuerda y ángulo de ataque por ejemplo sí a_1 , b_1 , y a_2 , son coeficientes para elegir la distribución de cuerdas y ángulos de ataque, entonces las cuerdas y las torceduras pueden ser expresadas como:

$$c_i = a_1 r_i + b_1 \quad (2.51)$$

$$\theta_{T,i} = a_2 (R - r_i) \quad (2.52)$$

2.7.3 Calculo de la potencia del rotor y modificar el diseño de la pala.

8. Existen dos métodos para resolver las ecuaciones del diseño de la pala, a continuación se muestra uno.

Método de solución para C_l y α . Para encontrar el ángulo de ataque actual y los coeficientes de sustentación para el centro de cada elemento se utilizan las siguientes ecuaciones y las curvas empíricas del perfil.

$$C_{l,i} = 4F_i \sin \varphi_i \frac{(\cos \varphi_i - \lambda_{r,i} \sin \varphi_i)}{\sigma_i' (\sin \varphi_i + \lambda_{r,i} \cos \varphi_i)} \quad (2.53)$$

$$\sigma_i' = Bc_i / 2\pi r_i \quad (2.54)$$

$$\sigma_i = \alpha_i + \theta_{T,i} + \theta_{P/0} \quad (2.55)$$

$$F_i = (2/\pi) \cos^{-1} \left[\exp \left(- \left\{ \frac{(B/2)[1 - (r_i/R)]}{(r_i/R) \sin \varphi_i} \right\} \right) \right] \quad (2.56)$$

Los coeficientes de sustentación y los ángulos de ataque se pueden encontrar mediante una iteración o gráficamente. El método de iteración requiere un valor inicial estimado del factor de pérdida en la punta. Para encontrar e iniciar F_i , se inicia con un estimado para el ángulo relativo del viento de:

$$\varphi_{i,l} = (2/3) \tan^{-1} (1/\lambda_{r,i}) \quad (2.57)$$

Para subsecuentes iteraciones, se encuentra F_i utilizando:



$$\varphi_{i,j+1} = \theta_{p,i} + \alpha_{i,j} \quad (2.58)$$

Donde j es el número de iteración. Usualmente se requieren pocas iteraciones. Finalmente se calcula el factor de inducción axial:

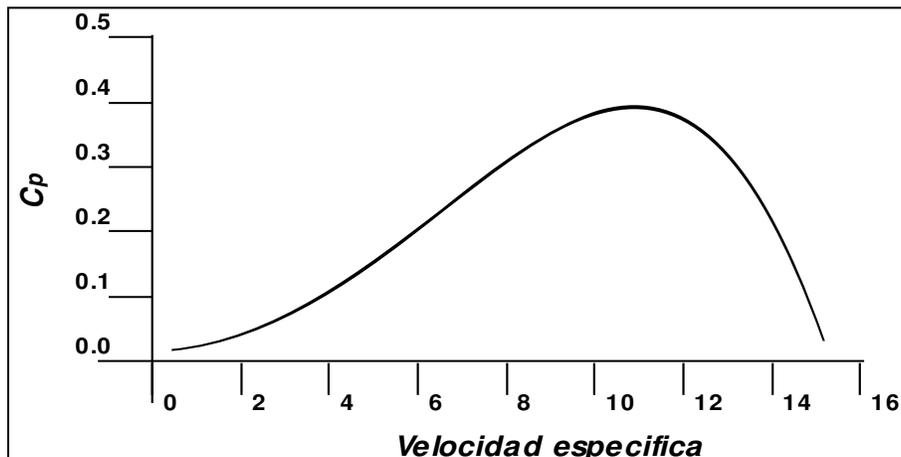
$$a_1 = \frac{1}{\left[1 + 4 \sin^2 \varphi_i / (\sigma_i C_{l,i} \cos \varphi_i) \right]} \quad (1.59)$$

Este método es válido para valores de $a_i \leq 0.4$

2.8 Curvas $C_p - \lambda$.

Una vez que se ha diseñado la pala para una operación óptima a una velocidad específica del diseño, es necesario determinar la potencia de rotor con todas las velocidades específicas locales. Esto se puede hacer utilizando los métodos descritos anteriormente. Es necesario determinar para cada velocidad específica local las condiciones aerodinámicas, y así calcular la potencia del rotor, los resultados son presentados comúnmente mediante graficas de potencia contra velocidad específica, llamadas curvas $C_p - \lambda$. En la Grafica 2.3 se muestra un ejemplo.

Este tipo de curvas se utilizan para determinar la potencia del rotor para cualquier combinación de viento y velocidad específica. Estas proveen información inmediata sobre el coeficiente de potencia máximo del rotor y la velocidad específica óptima. Dichas relaciones se pueden encontrar a través de análisis de la turbina real o modelando. En este caso los resultados dependen de los coeficientes de arrastre y sustentación del perfil, los cuales pueden variar como una función de las condiciones de flujos. Las variaciones en los coeficientes de sustentación y arrastre dependen del perfil y del número de Reynolds considerado.



Grafica 2.3 Curva $C_p - \lambda$ para velocidades específicas altas.

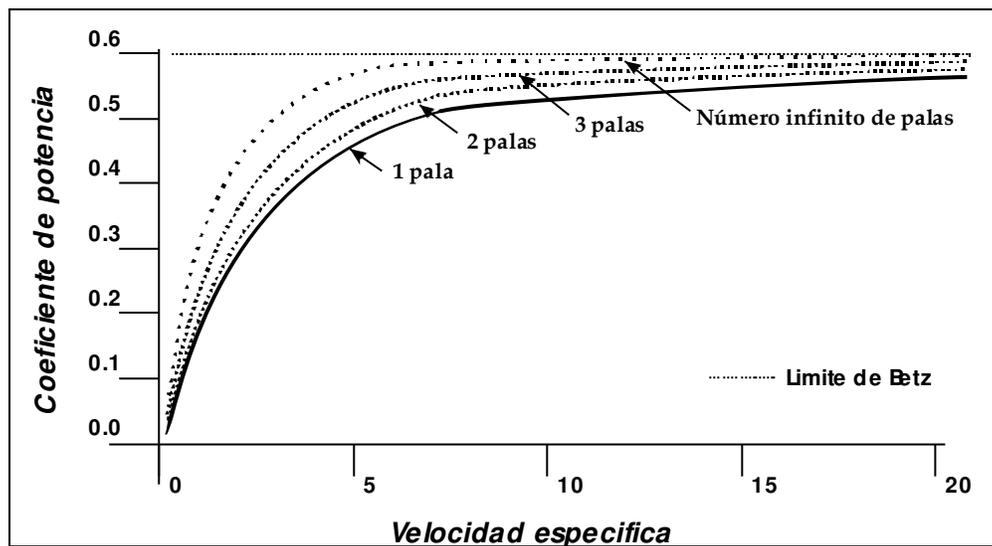


2.9 Efecto del arrastre del numero de palas en la potencia optima.

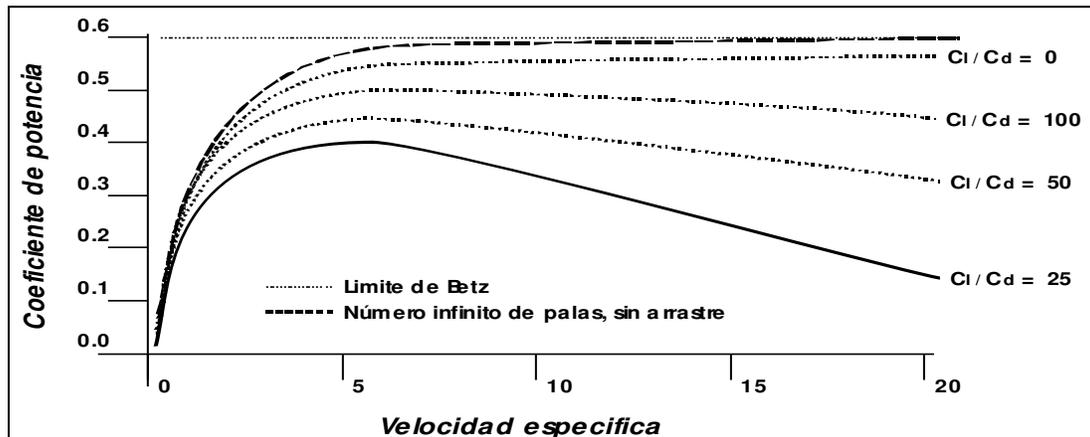
Como se menciona anteriormente, el máximo coeficiente teórico de potencia posible es una función de la velocidad específica. Se observo que la arrastre del perfil y las perdidas en la punta de la pala son una función de número total de palas, y reducen el coeficiente de potencia de las turbinas de viento. El máximo coeficiente aprovechable para las turbinas de viento con una forma optima de la pala, pero con un numero finito de palas y con arrastre aerodinámico fue calculado por Wilson. Su efectividad sobre los datos ocurre dentro del 0.5% para razones de velocidades especificas de 4 a 20, razones de sustentación arrastre (C_l / C_d) de 25 a infinito y de 1 a 3 palas (B).

$$C_{p,\max} = \left(\frac{16}{27}\right) \lambda \left[\lambda + \frac{1.32 + \left(\frac{\lambda - 8}{20}\right)^2}{B^{\frac{2}{3}}} \right]^{-1} - \frac{(0.57)\lambda^2}{\frac{C_l}{C_d} \left(\lambda + \frac{1}{2B}\right)} \quad (2.60)$$

En la Grafica 2.4 se muestra el máximo coeficiente de potencia a aprovechable para una turbina con 1, 2 y 3 palas optimas y sin arrastre. En la Figura se puede apreciar el coeficiente de potencia a distintas velocidades específicas y diferentes número de palas. La mayoría de las turbinas de viento utilizan dos o tres palas, y en general las turbinas de dos palas utilizan velocidades especificas más altas que las de tres palas. En la Grafica 2.5 se muestra el efecto de la razón sustentación-arrastre, en el máximo coeficiente de potencia aprovechable para una turbina de 3 palas. En la grafica es clara la reducción de la potencia máxima aprovechable cuando el arrastre del perfil se incrementa. Son claros los beneficios al utilizar perfiles con altas razones de arrastre-sustentación. Sin embargo, los coeficientes de potencia prácticos del rotor pueden ser reducidos como resultado de diseños no óptimos de palas, que son de fácil manufactura, otros factores podrían ser las perdidas aerodinámicas en el hub y en la punta de la pala.



Grafica 2.4 Máximo coeficiente de potencia como una función del número de palas y sin arrastre.



Grafica 2.5 Máximo coeficiente de potencia aprovechable para un rotor óptimo de tres palas como una función de la razón C_l/C_d .

2.10 Características operativas de un aerogenerador.

La potencia que es obtenida del viento por el aerogenerador depende no sólo del buen diseño de los álabes o de la elección del generador eléctrico, sino también de las características que presenta el viento en la zona de interés.

2.10.1 Velocidad del viento.

La velocidad de diseño suele tener valores medios de la velocidad del viento en el lugar elegido para la instalación del aerogenerador, todo aerogenerador requiere una velocidad mínima del viento para su arranque y otra para mantenerla dentro de su régimen de funcionamiento, esta es la velocidad para la cual se diseña el aerogenerador. Para obtener la velocidad de diseño de la turbina se deben hacer mediciones estadísticas de la zona durante largos periodos de tiempo para obtener valores fiables.

2.10.2 Densidad del viento.

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. El aire es más denso cuando se hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

2.10.3 Materiales para la fabricación de álabes de turbina de viento.

El material ideal para la construcción de álabes de aerogenerador debe de combinar las propiedades estructurales necesarias (alta resistencia en razón del peso, vida a la fatiga y rigidez), con bajo costo y la capacidad para tomar las deseadas formas de perfiles aerodinámicos.



Los materiales más utilizados en la construcción de álabes de turbina de viento son los materiales compuestos, principalmente de fibra de vidrio impregnadas de un material como el poliéster o resina epóxica.

Las propiedades de resistencia de la madera son mucho mayores en la dirección paralela a las fibras, debido a ello, para la construcción de un álabe de turbina de viento, las fibras deben de estar orientadas en dirección paralela al eje del álabe para que de esa forma resista eficientemente las cargas a flexión; de cualquier forma, la madera por sí sola no puede ser utilizada para producir álabes con longitudes mayores a 2.5 metros, debido a que tienen que incluirse juntas transversales que introducen líneas que provocan debilidad del material, situación que no ocurre con materiales compuestos como fibra de vidrio-poliéster o fibra de carbono-poliéster.

El recubrimiento con adhesivo epóxico tiene una función secundaria sobre la madera, que es el impedir el ingreso de humedad; una protección adicional contra la humedad es el recubrimiento con una capa de fibra de vidrio-resina epóxica en las superficies externa e interna del laminado. Es muy importante mantener el contenido de humedad en un bajo nivel, debido a que la resistencia de la madera decrece hasta un 6% por cada 1% de humedad.





CAPÍTULO 3: DISEÑO Y MANUFACTURA DEL HUB.

Para el diseño del hub se tomó como referencia el flujo que se hace circular por fuera de un cilindro el cual nos arroja un patrón de líneas de corriente; este es el principio en el que se basan para el estudio aerodinámico de álabes y generación de perfiles.

3.1.1 Corriente plana paralela.

Se supone, para facilitar los cálculos, que el fluido que es considerado es continuo, incompresible y no viscoso; que sus partículas únicamente tienen movimiento de traslación, careciendo de rotación y de deformación, se admito también que la traslación se efectúa en *corriente plana paralela*; se le nombra así al movimiento del fluido cuando sus partículas se mueven siempre paralelamente a un plano fijo, llamado plano director, es decir, cuando ninguna partícula tiene una componente de su velocidad, normal al plano director, que haga variar su distancia al mismo; esto nos permite estudiar el movimiento del fluido en un espacio de dos dimensiones.

En un momento determinado la velocidad de cada partícula podrá representarse, mediante su intensidad y dirección, por un vector, en forma análoga a como se representan las fuerzas correspondientes a cada punto en un *campo de fuerzas*. En consecuencia, el espacio de dos o tres dimensiones ocupado por el fluido constituye un *campo de velocidades*. En un *campo de fuerzas*, todo trabajo, en determinadas condiciones puede medirse por la diferencia de valores de una función (*llamada función potencial o potencial*) correspondientes a las posiciones inicial y final; al generalizar el concepto de potencial a otros campos vectoriales, como en el caso que consideraremos, además del *potencial de fuerzas* existiría el *potencial de velocidades*.

Tanto el uno como el otro estarán representados, respectivamente por una función de las coordenadas del campo: x, y, z , en el caso de un campo tridimensional y únicamente x, y , en el caso de una corriente plana paralela. Para que exista un *potencial* es necesario que no haya *momentos de torsión* en el campo de fuerzas ni *torbellinos* en el campo de velocidades, ya que en caso contrario, al existir un giro alrededor del eje de torsión o eje del torbellino, el valor del potencial, variaría con el número de vueltas que se tomaran en consideración.

En estas condiciones, la diferencia de potencial entre dos puntos medirá, en el campo de fuerzas, el trabajo efectuado por unidad de masa al ir de un punto a otro. Y en el campo de velocidades, medirá la circulación (producto del camino por la proyección de la velocidad sobre el) de un punto al trasladarse de la posición inicial a la posición final siguiendo cualquier recorrido; “si los dos puntos inicial y final están infinitamente próximos, la diferencia de potencial entre ellos será infinitamente pequeña, pero será igual al producto de la fuerza (en el campo de fuerzas) o de la velocidad (en el campo de velocidades) por dicha distancia infinitamente pequeña. Como consecuencia:

Llamando φ a la función del potencial del campo de fuerzas de una corriente plana paralela, V a la velocidad en un punto de coordenadas x e y ; e u y v a las componentes de



V paralelas a los ejes coordenados X y Y , respectivamente, pueden obtenerse los valores de u y v , derivando parcialmente la función φ con respecto a x y y :

$$u = \frac{\partial \varphi}{\partial x} \quad (3.1)$$

$$v = \frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (3.2)$$

Si el fluido es incompresible, al aumentar la velocidad con respecto al eje X deberá disminuir en igual forma con respecto al eje Y , es decir:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (3.3)$$

O bien:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} = 0 \quad (3.4)$$

Esta ecuación, debida a Laplace; llamada *Laplaciana* en su honor, suele representarse:

$$\nabla^2 \varphi = 0 \quad (3.5)$$

Esto quiere decir que si el fluido es incompresible la Laplaciana de la función potencial es nula; una partícula del fluido en movimiento sigue una línea de corriente, en la cual la velocidad es tangente a dicha línea en cada uno de sus puntos.

Llamando dx y dy a la variación de las coordenadas de la partícula considerada:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{v}{u} \quad (3.6)$$

Y

$$u dy - v dx = 0 \quad (3.7)$$

Como tanto u como v son funciones de x y de y , la condición de integridad será:

$$\frac{\partial u}{\partial x} = -\frac{\partial v}{\partial y} \quad (3.8)$$

O bien

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (3.9)$$

Que nos indica que el fluido debe de ser incompresible, o como lo indica el teorema de Clebsch: “las ecuaciones de líneas de corriente sólo pueden ser integradas si el fluido es incompresible”; si esto se verifica, podemos considerar al primer miembro de la ecuación diferencial $u dy - v dx = 0$ como la diferencial de una cierta función ψ :

$$d\psi = u dy - v dx \quad (3.10)$$



Y evidentemente, para cada valor constante de ψ obtendríamos una línea de corriente, ya siendo constante ψ , su diferencial es:

$$d\psi = 0 \quad (3.11)$$

Y por lo tanto:

$$0 = udy - vdx \quad (3.12)$$

Que es la ecuación de las líneas de corriente. A la función ψ se le llama *función de corriente*, y siendo $d\psi = udy - vdx$ se deduce que:

$$u = \frac{\partial\psi}{\partial y} \quad (3.13)$$

$$v = -\frac{\partial\psi}{\partial x} \quad (3.14)$$

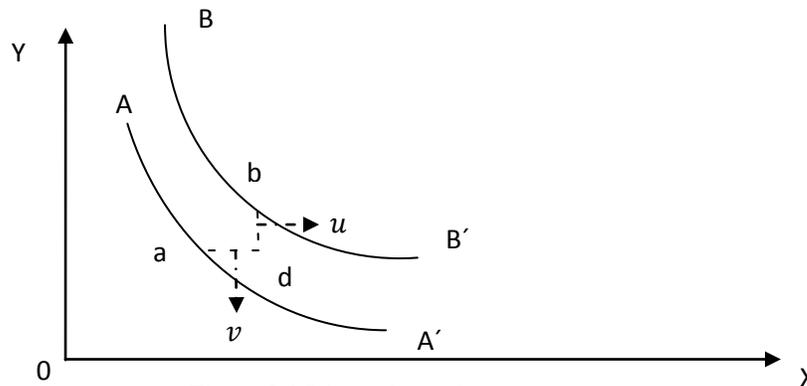


Figura 3.1 Líneas de corriente.

Sean dos líneas de corriente AA' y BB' , infinitamente próximas como se muestra en la Figura 3.1, correspondientes a dos valores constantes de ψ , como sabemos el fluido correrá entre ellas sin atravesarlas, en caso contrario en el punto de cruce habría dos velocidades distintas, lo que nos es posible.

Si trazamos dos rectas $ad = dx$ y $bd = dy$ paralelas, respectivamente, a los ejes OX y OY , que intercepten la separación entre dichas líneas de corriente, la cantidad dQ de fluido que pase por unidad de tiempo entre ellas será:

$$dQ = udy - vdx \quad (3.15)$$

Siendo positivas las componentes u y v de la velocidad en el mismo sentido de las x y y positivas.

Vemos que la diferencial del gasto Q es equivalente a la diferencial de la función de corriente ψ , o sea, que el gasto de fluido entre dos líneas de corriente viene medido por la diferencia entre los valores constantes que tiene la función ψ para dichas dos líneas de corriente.



Como la velocidad angular de rotación para un punto cualquiera de un campo de velocidad sería:

$$\omega = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial x} - \frac{\partial u}{\partial y} \right) \quad (3.16)$$

Y como hemos supuesto que en la corriente plana paralela considerada no existían torbellinos,

$$\omega = 0 \quad (3.17)$$

Y, por lo tanto:

$$\frac{\partial u}{\partial y} - \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \quad (3.18)$$

O bien:

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \psi}{\partial y^2} = 0 \quad (3.19)$$

Lo que nos indica que la *Laplaciana* de la función de corriente, $\nabla^2 \psi$ debe ser también nula; veamos que en una corriente plana paralela existen dos funciones: la función de potencial φ y la función de corriente ψ , dando valores constantes a φ y a ψ , se obtienen dos series de curvas: las que tienen igual potencial, o *equipotenciales*, y las *líneas de corriente*. Estas dos series de curvas se cortan entre sí en ángulo recto, formando lo que se llama una *red ortogonal*; efectivamente: la serie de curvas φ forman junto con la serie de curvas ψ un ángulo cuyo coseno será igual al producto de los cosenos de los ángulos que forman φ y ψ con el eje x , mas el producto de los cosenos que forman φ y ψ con el eje y . El resultado será:

$$\begin{aligned} \cos(\varphi\psi) &= \cos(\varphi x) \cos(\psi x) + \cos(\varphi y) \cos(\psi y) = \frac{\partial \varphi}{\partial x} \cdot \frac{\partial \psi}{\partial x} + \frac{\partial \varphi}{\partial y} \cdot \frac{\partial \psi}{\partial y} \\ \cos(\varphi\psi) &= u \cdot (-v) + v \cdot u = 0 \end{aligned} \quad (3.20)$$

Que nos demuestra que el ángulo $\varphi\psi$ es recto. Además de cortarse en ángulo recto las líneas φ y ψ , la red que forman no está formada por rectángulos, sino por cuadros infinitamente pequeños. Esto se puede comprobar si consideramos dos líneas equipotenciales φ , infinitamente próximas, con una separación ∂n , y en otras dos líneas de corriente ψ , también infinitamente próximas y con una separación $\partial n'$, en el punto de intersección la velocidad V se puede obtener por el valor $\frac{\partial \varphi}{\partial n}$ o por el valor $\frac{\partial \psi}{\partial n'}$ y como la velocidad no varía, se deduce que $\frac{\partial \varphi}{\partial n} = \frac{\partial \psi}{\partial n'}$ y, por lo tanto, para incrementos diferenciales de φ y de ψ iguales, también deberán ser iguales las separaciones ∂n y $\partial n'$ de las respectivas curvas, lo cual significa que en las sucesivas intersecciones se formarán cuadrados infinitesimales.

La velocidad V del fluido en un punto cualquiera, puede determinarse por las siguientes relaciones:



$$V^2 = u^2 + v^2 = \left(\frac{\partial\varphi}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial\varphi}{\partial y}\right)^2 = \left(\frac{\partial\psi}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial\psi}{\partial x}\right)^2 \quad (3.21)$$

Veamos ahora como puede obtenerse una red ortogonal valiéndose de las funciones de las variables complejas, o sea, las que tienen una parte *real* y otra *imaginaria*.

Las variables complejas pueden estar representadas de las siguientes maneras:

$$z = x + y\sqrt{-1} \quad (3.22)$$

$$z = r(\cos\theta + \text{sen}\theta\sqrt{-1}) \quad (3.23)$$

$$z = r e^{\theta\sqrt{-1}} \quad (3.24)$$

Si z indica la posición de un punto en el plano complejo, formado por los ejes rectangulares X (donde se miden los valores reales) y $Y\sqrt{-1}$ (donde se toman los imaginarios), la primera expresión nos da la posición de z (3.22) por medio de sus coordenadas rectangulares x y y ; la segunda (3.23), por medio de sus coordenadas polares r , distancia del punto al origen, llamada *modulo*, y el ángulo θ que forma r con el eje X , llamado argumento; la tercera, por el producto del *modulo* por la base e de los logaritmos neperianos, elevada a una potencia cuyo exponente es el *argumento* multiplicado por $\sqrt{-1}$ (3.24).

Consideramos la variable compleja, $z = x + y\sqrt{-1}$ y supongamos que tenemos una función $\Phi(z)$ de la variable compleja z . En esta función podremos separar su parte real y su parte imaginaria, que designaremos por φ y ψ (luego veremos el por qué).

Tendremos:

$$\Phi(z) = \varphi + \psi\sqrt{-1} \quad (3.25)$$

Derivando con respecto a x :

$$\frac{\partial\Phi(z)}{\partial x} = \frac{\partial\Phi(z)}{\partial z} \cdot \frac{\partial z}{\partial x} = \frac{\partial\varphi}{\partial x} + \frac{\partial\psi}{\partial x}\sqrt{-1} \quad (3.26)$$

Y como:

$$\frac{\partial z}{\partial x} = 1 \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial\Phi(z)}{\partial z} = \frac{\partial\varphi}{\partial x} + \frac{\partial\psi}{\partial x}\sqrt{-1} \quad (3.28)$$

Análogamente derivando con respecto a y :

$$\frac{\partial\Phi(z)}{\partial y} = \frac{\partial\Phi(z)}{\partial z} \cdot \frac{\partial z}{\partial y} = \frac{\partial\varphi}{\partial y} + \frac{\partial\psi}{\partial y}\sqrt{-1} \quad (3.29)$$

Y como:



$$\frac{\partial z}{\partial y} = \sqrt{-1} \quad (3.30)$$

$$\frac{\partial \Phi(z)}{\partial z} \sqrt{-1} = \frac{\partial \varphi}{\partial y} + \frac{\partial \psi}{\partial y} \sqrt{-1} \quad (3.31)$$

O bien:

$$\frac{\partial \Phi(z)}{\partial z} = \frac{\partial \psi}{\partial y} - \frac{\partial \varphi}{\partial y} \sqrt{-1} \quad (3.32)$$

Igualando las dos expresiones de $\frac{\partial \Phi(z)}{\partial z}$, se deduce:

$$\frac{\partial \psi}{\partial x} = \frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (3.33)$$

Y

$$\frac{\partial \psi}{\partial x} = - \frac{\partial \varphi}{\partial y} \quad (3.34)$$

Que como vemos, corresponden, respectivamente, a los valores de u y de v en las funciones de potencial y de corriente, por lo cual las partes real (φ) e imaginaria (ψ) de la función Φ de la variable compleja z pueden representar a las funciones de potencial y de corriente, constituyendo entre ellas una red ortogonal.

En consecuencia, para obtener estas funciones bastara, elegir una función cualquiera de una variable compleja z , sustituir esta por su valor complejo y separar la parte real de la imaginaria, pudiendo representar una de ellas la *función potencial* y la otra *función de corriente* correspondiente.

3.1.2 Cuerpo sumergido en un fluido.

Los fenómenos que se producen cuando un cuerpo avanza dentro de un fluido en reposo podemos interpretarlos suponiendo que es el fluido el que avanza sobre el cuerpo inmóvil.

Si suponemos que la corriente es permanente y su velocidad es inferior a la del sonido (subsónica), en una parte del campo aerodinámico las líneas de corriente coincidirán con las trayectorias; la corriente se denominara “a la Poiseuille” y estará constituida por los filetes o chorrillos.

Si no fue permanente, las partículas de fluido que pasen por un mismo punto en dos instantes diferentes tendrían trayectorias distintas.

La corriente en la mayor parte del campo, con los cuerpos utilizados en aviación, gracias a sus formas fuseladas, es de *filetes*; pero en la parte más próxima al cuerpo y delante de este existe una región de corriente *no permanente*, si la velocidad de la corriente en el infinito, aun siendo subsónica, es suficientemente grande, la perturbación producida por un cuerpo aerodinámico puede engendrar velocidades locales superiores a la del sonido (supersónicas) y presentar discontinuidades locales, *formándose ondas de choque*, como se muestra en la Figura 3.3.



En este caso la corriente presenta una parte supersónica rodeada, por delante y por detrás, de corriente subsónica.

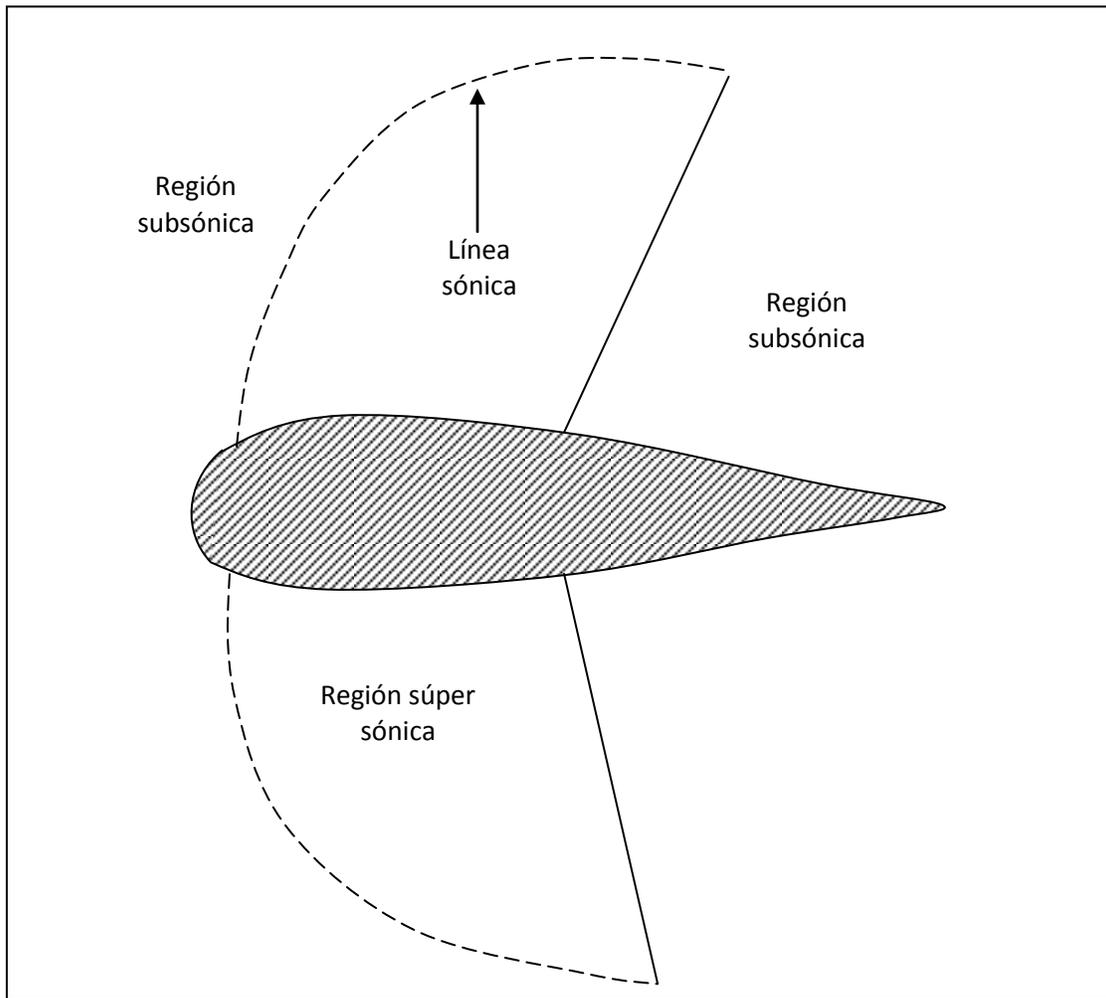


Figura 3.2 Regiones subsónicas y supersónicas alrededor del perfil del álabe.

Si la velocidad de la corriente fuese *supersónica* existiría una parte no perturbada limitada por la *onda de choque*, la cual puede estar unida al cuerpo (si la proa es afilada) o estar por delante de él (si proa es redondeada), en este último caso habría una región *subsónica* entre la *onda de choque* y una *línea sónica*; si la parte delantera fuera afilada, toda la corriente podría seguir siendo supersónica, como se muestra en la Figura 3.3.

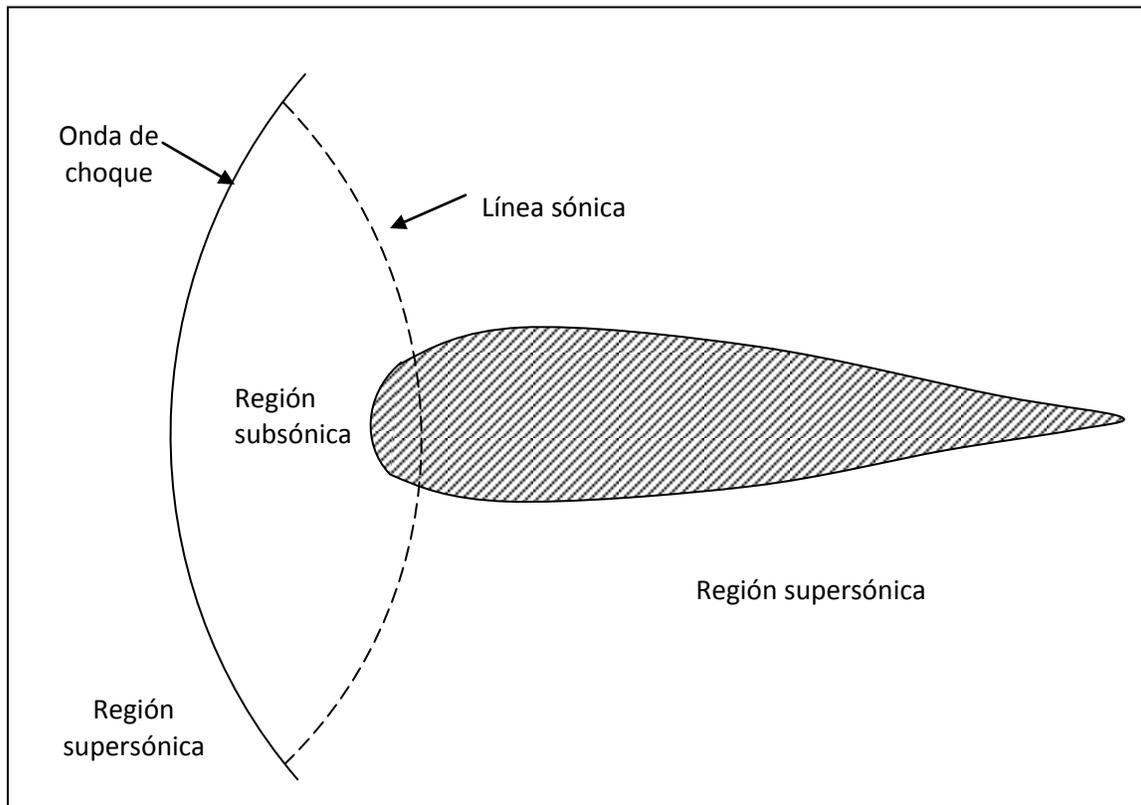


Figura 3.3 Onda de choque en el perfil.

3.1.3 Distribución de la velocidad de un fluido alrededor de un cilindro de sección circular.

Vimos con anterioridad como podrían obtenerse las funciones de potencial y de corriente, valiéndose de una función variable compleja; ahora veremos una aplicación particular.

Sea la variable compleja:

$$z = x + y\sqrt{-1} \quad (3.35)$$

Y supongamos la función de esta variable:

$$\Phi(z) = -V \cdot z - \frac{K}{z} \quad (3.36)$$

Siendo V la velocidad del fluido en el infinito, o sea, sin perturbar, y K una constante.

Sustituyendo el valor de z :



$$\Phi(z) = -V(x + y\sqrt{-1}) - \frac{K}{(x + y\sqrt{-1})} = -V(x + y\sqrt{-1}) - \frac{K(x - y\sqrt{-1})}{(x^2 + y^2)}$$

$$\Phi(z) = -V \cdot x - \frac{K \cdot x}{(x^2 + y^2)} - \left[V \cdot y - \frac{K \cdot x}{(x^2 + y^2)} \right] \sqrt{-1} \quad (3.37)$$

Llamando:

$$r^2 = x^2 + y^2$$

$$\Phi(z) = -x \left(V + \frac{K}{r^2} \right) - y \left(V - \frac{K}{r^2} \right) \sqrt{-1} \quad (3.38)$$

Y, por lo dicho al estudiar los campos de fuerzas y campos de velocidades:

$$\varphi = -x \left(V + \frac{K}{r^2} \right) \quad (3.39)$$

$$\psi = -y \left(V - \frac{K}{r^2} \right) \quad (3.40)$$

Las líneas de corriente se obtendrían, dando valores constantes a ψ ; para $\psi = 0$ la línea de corriente estaría formada por el eje de las x ($y = 0$) y por una circunferencia, con centro en el origen y radio:

$$r_0 = \sqrt{\frac{K}{V}} \quad (3.41)$$

Llamando r_0 al valor de r para $\psi = 0$; efectivamente, para que $\psi = 0$, deberá tenerse: $y = 0$, o bien $V - \frac{K}{r_0^2} = 0$, de donde:

$$V = \frac{K}{r_0^2}, \quad \text{y: } r_0^2 = \frac{K}{V} \quad \text{o sea: } r_0 = \sqrt{\frac{K}{V}}$$

Esto corresponde al caso de que el fluido, moviéndose con velocidad uniforme V , se encuentra a su paso con un cilindro circular, colocado transversalmente a la corriente; para que esto sea verdad el fluido deberá ser incompresible, continuo, no viscoso y sin turbulencias, y el cilindro de longitud infinita, como se muestra en la Figura 3.4.

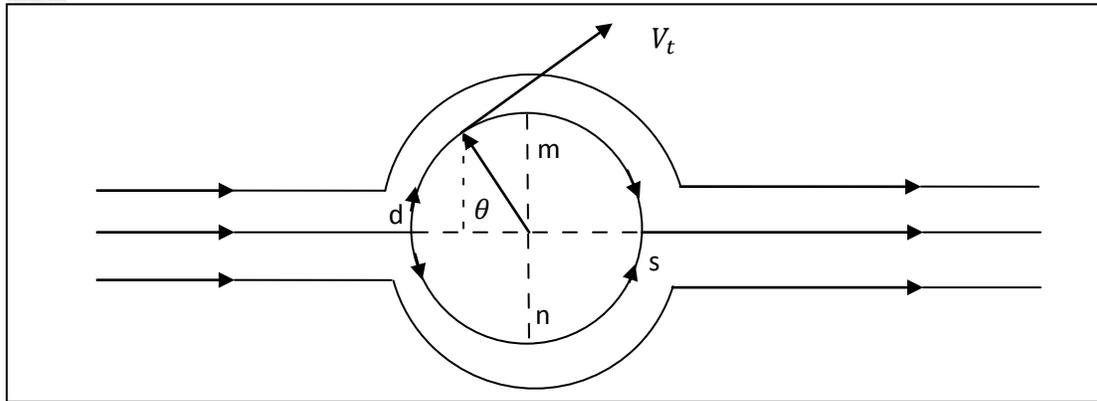


Figura 3.4 Flujo alrededor de un cilindro con longitud infinita.

Podemos calcular la velocidad del fluido sustituyendo x por su valor en coordenadas polares:

$$x = r \cos \theta \quad (3.42)$$

Y derivando después con respecto a $r d\theta$ para la componente tangencial y con respecto a dr para la componente radial, tendremos:

$$\varphi = -x \left(V + \frac{K}{r^2} \right) \quad (3.43)$$

$$\varphi = -r \cos \theta \left(V + \frac{K}{r^2} \right) \quad (3.44)$$

$$\varphi = -V \cos \theta \left(r + \frac{K}{r} \right) \quad (3.45)$$

Derivando con respecto a $r d\theta$:

$$V_t = \frac{1}{r} \frac{\partial \varphi}{\partial \theta} = V \sin \theta \left(1 + \frac{K}{r^2} \right) \quad (3.46)$$

Y haciendo lo mismo con respecto a dr :

$$V_r = \frac{\partial \varphi}{\partial r} = -V \cos \theta \left(1 - \frac{K}{r^2} \right) \quad (3.47)$$

Y sustituyendo el valor: $r_0^2 = \frac{K}{V}$

$$V_t = V \sin \theta \left(1 + \frac{r_0^2}{r^2} \right) \quad (3.48)$$

La ecuación anterior es para encontrar el valor de la velocidad tangencial en las líneas de corriente.

$$V_r = -V \cos \theta \left(1 - \frac{r_0^2}{r^2} \right) \quad (3.49)$$



La ecuación anterior es para encontrar el valor de la velocidad radial en las líneas de corriente.

En la superficie del cilindro, $r = r_0$, para este caso tendremos que la velocidad radial V_r se anula ya que $1 - \frac{r_0^2}{r^2} = 0$, y la velocidad tangencial V_t será igual a la velocidad total, cosa natural, por que el contorno del cilindro es una línea de corriente y que dará como sigue:

$$V_t = V \operatorname{sen} \theta \left(1 + \frac{r_0^2}{r^2} \right) \quad (3.50)$$

$$V_t = 2V \operatorname{sen} \theta \quad (3.51)$$

Esto indica que para los puntos d y s ($\operatorname{sen} \theta = 0$) la velocidad se anula, y que para los puntos m y n ($\operatorname{sen} \theta = 1$) la velocidad es doble de la que tenía el fluido en el infinito.

Se utilizaron las anteriores formulas para Gráficar las velocidades tangenciales a diferentes radios; tomando en cuenta que la bibliografía nos indica que el hub se debe de diseñar con un radio aproximado del 10% del la longitud total del álabe, los parámetros utilizados para estos cálculos son una velocidad de corriente libre de 12 m/s y un $r_0 = 0.075$ m; lo cual nos arrojó la Gráfica 3.1.

Se obtuvieron diferentes perfiles de velocidad tangencial, lo cual explica el comportamiento del flujo alrededor del cilindro, para ello se dieron los siguientes valores las cuales son las distancias de r , como se muestra a continuación:

Parámetros:

$$V (\text{Velocidad del viento}) = 12 \text{ m/s}$$
$$r_0 = 0.075 \text{ m}$$

El primer cálculo se realizó sobre la superficie del cilindro, teniendo en cuenta que se proyectaron 11 cálculos se denominó la siguiente nomenclatura propuesta por el autor: (R0) para la superficie ya que $r = r_0$, (R1) para una $r = 0.1 \text{ m}$ y así sucesivamente como se muestra a continuación, estas r son la variación de radios mientras que r_0 es el radio del cilindro :

(R2) para una $r = 0.2 \text{ m}$

(R3) para una $r = 0.3 \text{ m}$

(R4) para una $r = 0.4 \text{ m}$

(R5) para una $r = 0.5 \text{ m}$

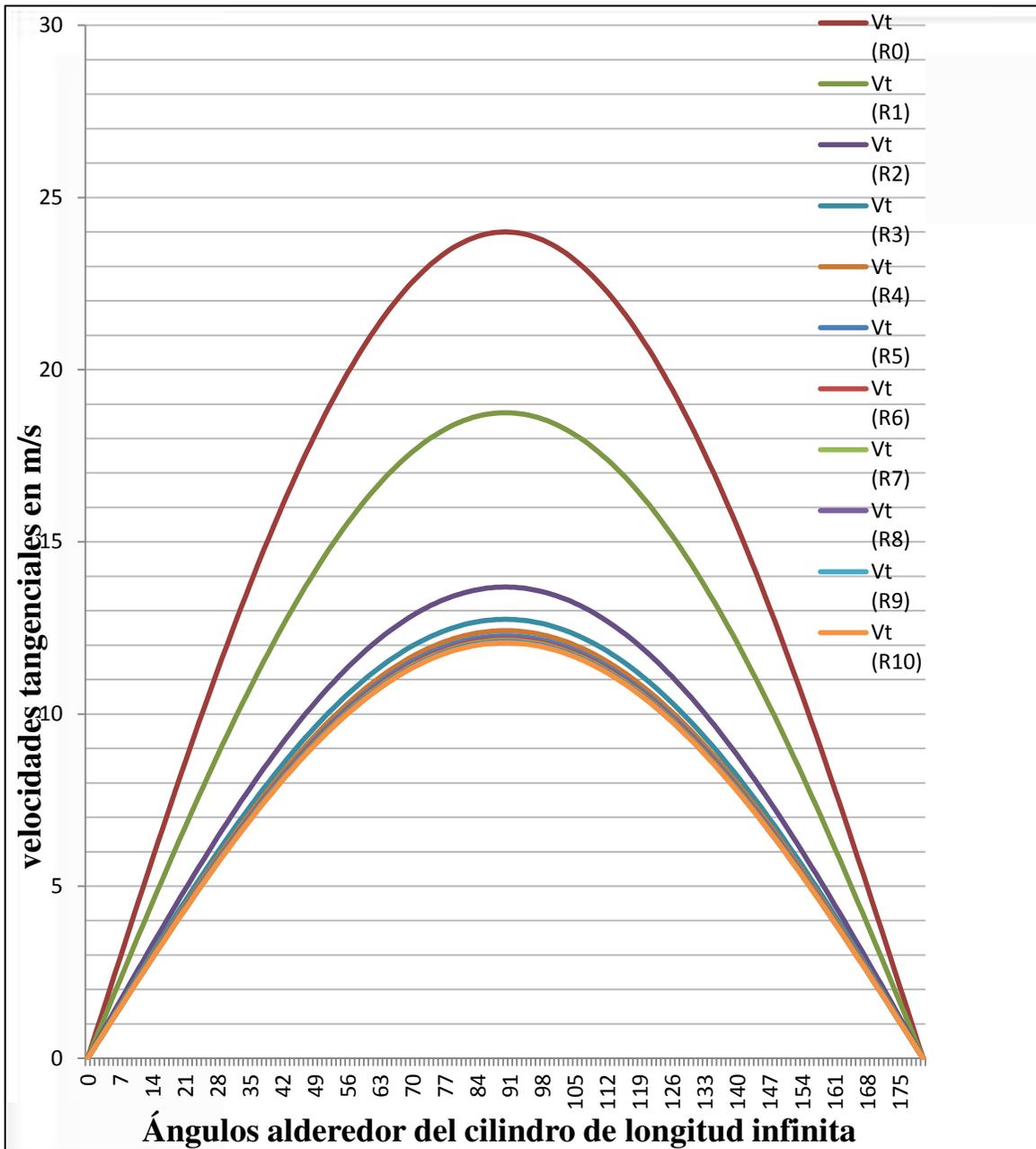
(R6) para una $r = 0.6 \text{ m}$

(R7) para una $r = 0.7 \text{ m}$

(R8) para una $r = 0.8 \text{ m}$

(R9) para una $r = 0.9 \text{ m}$

(R10) para una $r = 1 \text{ m}$



Gráfica 3.1 Velocidades tangenciales alrededor del cilindro variando radios y ángulos.

Se hizo un programa en Microsoft Office Excel el cual nos muestra el valor de los valores de las velocidades tangenciales en función de los radios alrededor de un cilindro de longitud infinita, lo cual arrojó como resultado la Gráfica 3.1.

3.1.4 Descripción de la Transformación.

Una transformación conformal consiste en mapear una región de un plano sobre otro plano de tal manera que los detalles de la forma de elementos infinitesimales de un área no cambien. Esta restricción nos dice que la forma de las áreas finitas no pueden ser



alteradas considerablemente. Como se vio previamente que las líneas equipotenciales y las líneas de corriente se interceptan en ángulos rectos, dividiendo el campo de flujo en un gran número de pequeños rectángulos. Esto se muestra en la ecuación siguiente:

$$w = f(z) \quad (3.52)$$

Que representa un posible modelo de flujo. La ecuación:

$$w = g(\zeta) \quad (3.53)$$

Que representa otro modelo flujo donde ζ es la variable compleja:

$$\xi + i\eta \quad (3.54)$$

Las coordenadas del plano z son consideradas en x e y ; y estos en el plano ζ son ξ y η . Si las líneas equipotenciales y las líneas de corriente son Gráficas en el mismo plano, estas dividirán el plano en un gran número de pequeños rectángulos. Estos rectángulos serán similares a sus correspondientes puntos en ambos planos. Estos puntos correspondientes se pueden encontrar con la relación siguiente:

$$f(z) = g(\zeta) \quad (3.55)$$

Esta ecuación representa en consecuencia la transformación conformal desde el plano z al plano ζ o al contrario. En la práctica, la función de flujo en el plano z es conocida y correspondiente a la función de flujo en el plano ζ es deseada. Para trazar el flujo conocido en el plano z sobre el plano ζ , es necesario resolver esta relación para ζ y obtener una ecuación de la siguiente forma:

$$\zeta = h(z) \quad (3.56)$$

En la transformación debemos considerar a esta relación se dara:

Las velocidades en el plano z , ecuación 3.57, son:

$$\frac{dw}{dz} = u - iv \quad (3.57)$$

Las velocidades correspondientes en el plano ζ son:

$$\frac{dw}{dz} = \frac{dw}{d\zeta} \frac{d\zeta}{dz} \quad (3.58)$$

Como un ejemplo simple de una transformación, considere la relación:

$$w = V \left(z + \frac{a^2}{z} \right) = V\zeta \quad (3.59)$$



Esta relación de transformación de flujo alrededor de un cilindro sobre el plano z , ecuación 3.61, a un flujo uniforme paralelo al eje ξ sobre el plano ζ , ecuación 3.60. Los puntos correspondientes de ambos planos son obtenidos de la siguiente relación:

Corriente uniforme paralela al eje “ x ”.

$$w = Vz \tag{3.60}$$

Cilindro circular de radio a en una corriente uniforme.

$$w = V \left(z + \frac{a^2}{z} \right) \tag{3.61}$$

$$\zeta = z + \frac{a^2}{z} \tag{3.62}$$

Y son indicados en la Figura 3.5.

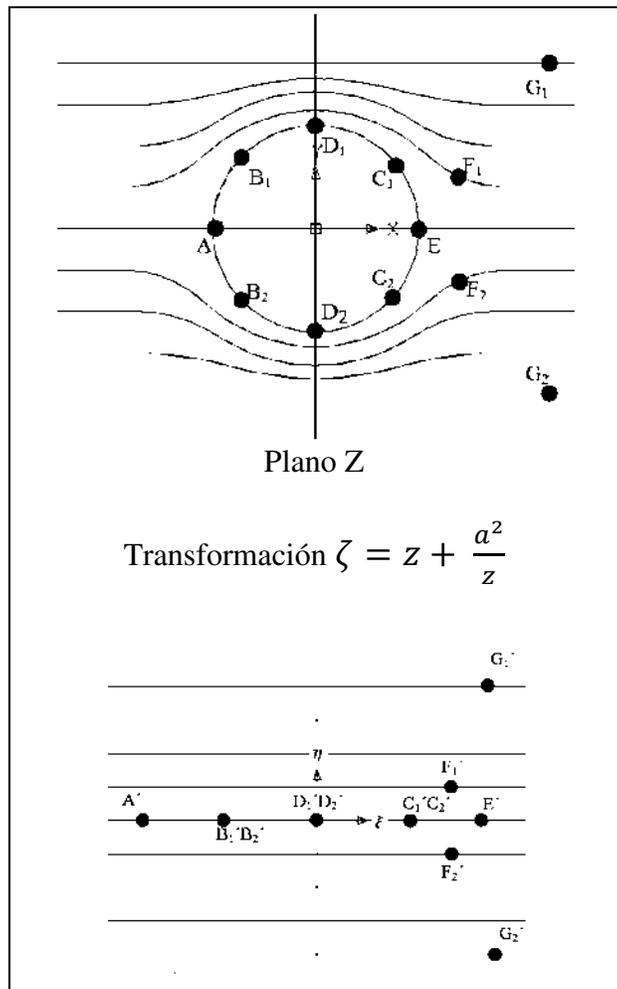


Figura 3.5 Transformación del flujo alrededor de un cilindro a flujo uniforme.



3.1.5 Transformación de un círculo en un perfil aerodinámico.

Un círculo puede ser transformado en una forma parecida a un perfil aerodinámico por sustitución de la variable:

$$\zeta = z + \frac{a^2}{z} \quad (3.63)$$

En la expresión para el flujo alrededor de un cilindro se tiene un radio un ligeramente mayor que a de tal manera que la circunferencia pasa a través del punto $x = a$. Si, además, el centro del cilindro mayor es colocado sobre el eje x , la curva transformada será la de un perfil aerodinámico simétrico, ver Figura 3.6. En el presente ejemplo, dejamos el centro del cilindro mayor en el sitio en el punto $x = -\epsilon$; donde: ϵ es una cantidad real. El radio de este cilindro entonces será $a + \epsilon$.

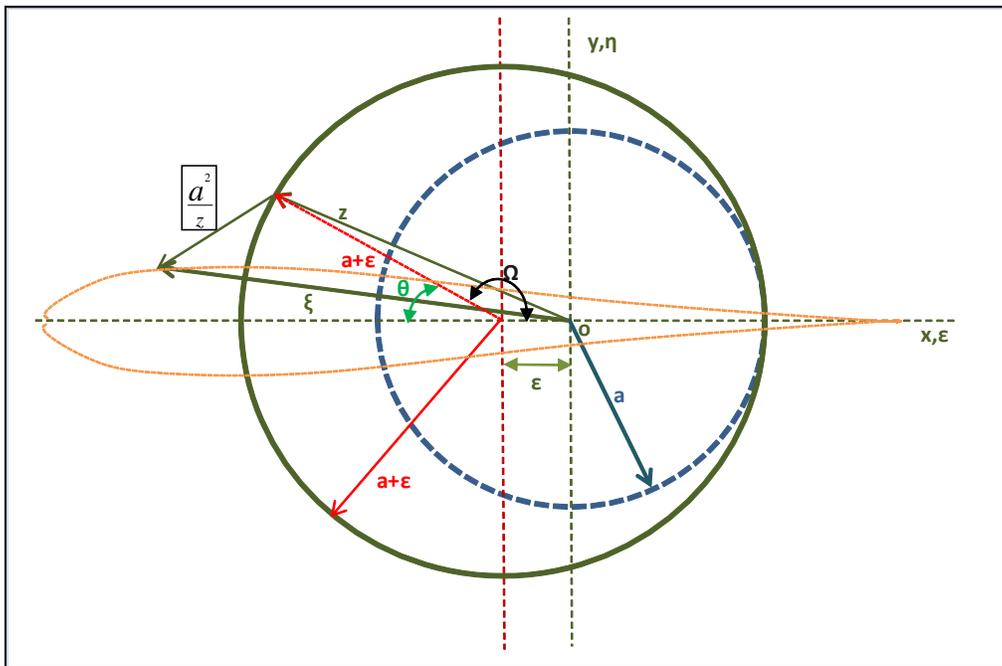


Figura 3.6 Transformación de un círculo en un perfil aerodinámico simétrico.



3.2 Simulación del perfil en el programa ANSYS®.

Estos análisis se realizaron en la versión de ANSYS® 12.1 para ello se llevaron a cabo simulaciones aplicadas a los diferentes perfiles de los hubs obtenidos como a continuación se muestra: la primera serie de Figuras muestra el perfil del hub con los valores de $\epsilon = 1$ (ver figura 3.5). En la Figura 3.7 se pueden visualizar mediante una escala cromática los vectores de velocidad alrededor del perfil, con los siguientes parámetros de simulación: densidad 1 kg/m^3 , velocidad del aire local 10 m/s , dirección del aire de izquierda a derecha; los valores obtenidos son: velocidad máxima $38,239 \text{ m/s}$ y velocidad mínima 0.20251 m/s .

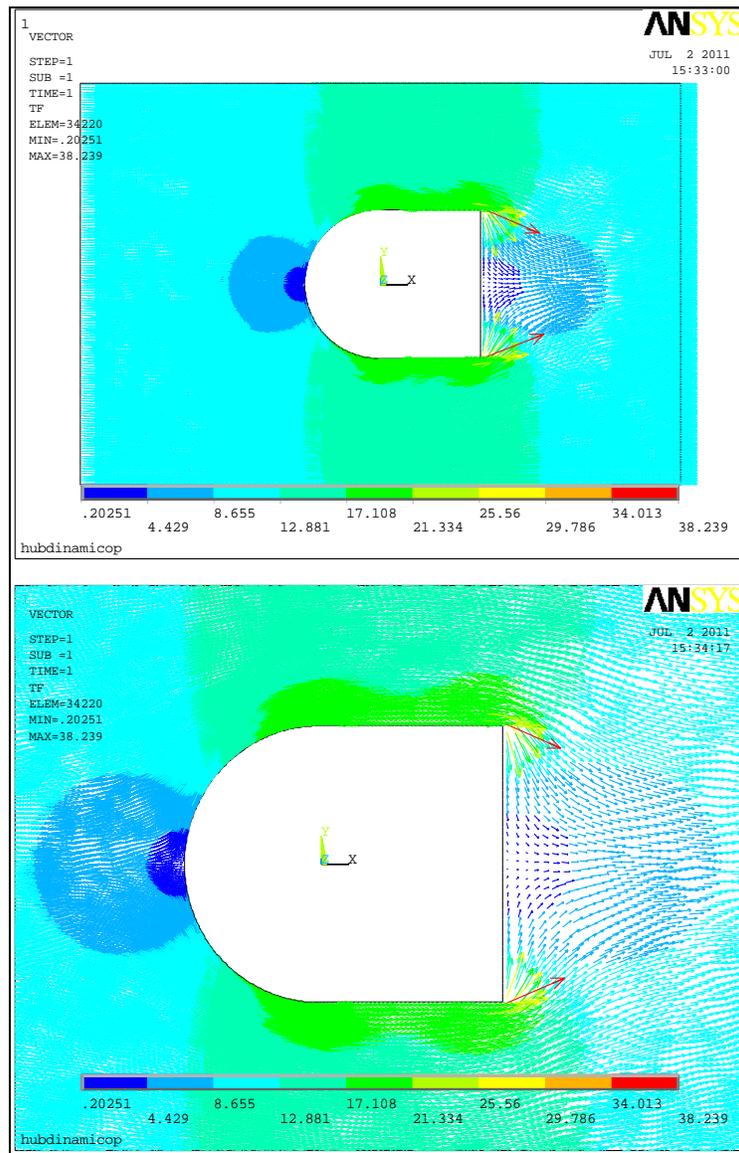


Figura 3.7 Visualización de las distintas velocidades alrededor del Hub aerodinámico para un cálculo de epsilon 1.



En las figuras anteriores se puede observar de manera general cómo el aire al entrar en contacto con la forma del perfil se generan distintas zonas de presión, una de ellas se encuentra en la punta del hub conocida como zona de alta presión donde las velocidades son bajas, pero a su vez se produce empuje. En dichas figuras se puede apreciar que la velocidad se incrementa al doble de la velocidad de corriente en la parte final del perfil, es por eso que será interesante seguirlo estudiando para ver si la linealidad se cumple para todas las formas del hub.

En la Figura 3.8 observamos la parte de ataque contra el viento donde se encuentra la zona de alta presión y el efecto que causa el punto de estancamiento. Esta zona es de suma importancia ya que podemos observar cómo los vectores de velocidad chocan o entran en contacto con la superficie del perfil, generando este peculiar efecto llamado estancamiento lo que origina que los vectores de velocidad se empiecen a dividir en forma simétrica a partir de este punto. En la Figura 3.9 se encuentra el punto de estancamiento y en este punto también se encuentra el mínimo valor de velocidad dado por la escala de velocidades generada por el software ANSYS®.

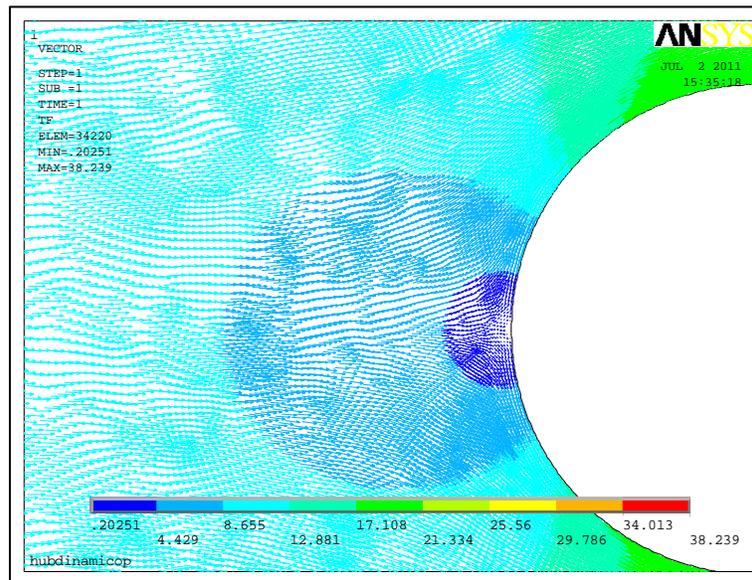


Figura 3.8 Parte frontal del perfil aerodinámico, zona de alta presión.

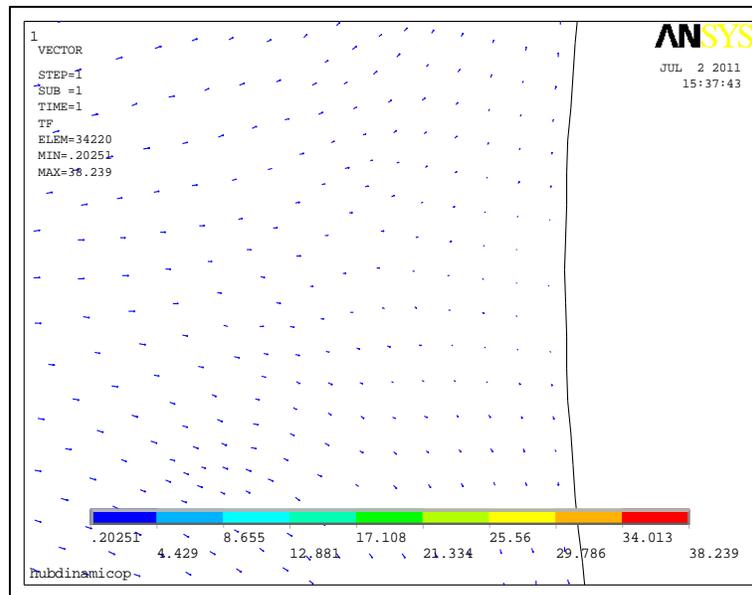


Figura 3.9 Visualización del punto de estancamiento y su efecto generado en los vectores de velocidad.

En la Figura 3.10 se muestran los vectores de velocidad alrededor del perfil aerodinámico, donde se puede apreciar cómo los vectores de velocidad se desplazan paralelamente a la superficie sin generar desprendimientos de capa límite o alguna turbulencia visible. En la Figura 3.11 se observan los vectores de velocidad desde la zona del punto de estancamiento hasta antes de que empiece la zona de cambio de forma o el punto donde termina el perfil propuesto.

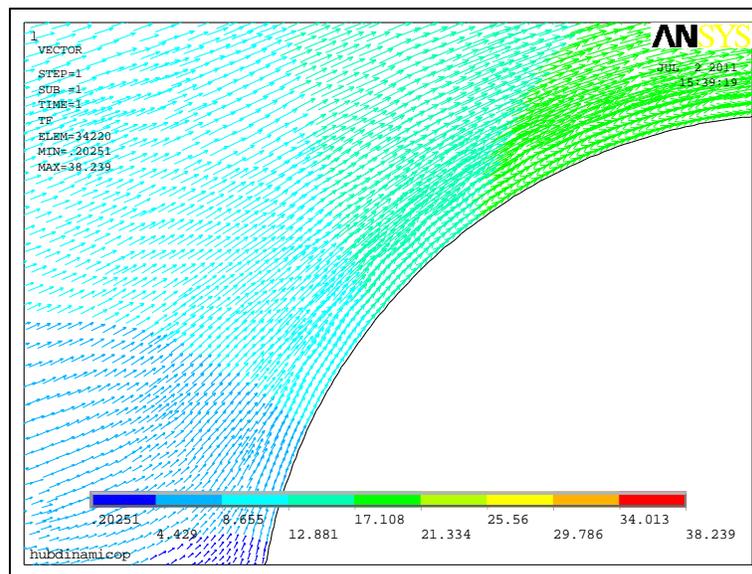


Figura 3.10 Visualización de los vectores de velocidad alrededor del perfil.

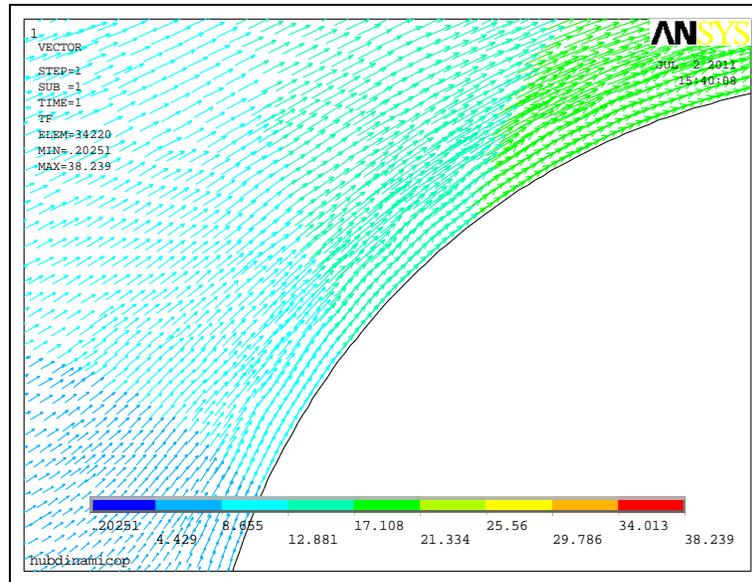


Figura 3.11 Zona de vectores de velocidad entre el punto de estancamiento e inicio de la zona de transición de forma del perfil.

En la Figura 3.12 se observa la zona donde termina el perfil propuesto y comienza la parte plana, la cual ensambla con el hub mecánico y éste a su vez con la carcasa del aerogenerador. La carcasa del aerogenerador está diseñada de forma aerodinámica lo cual permite una mejor salida del aire sin generar turbulencia que podrían afectar. Para este caso la zona de la carcasa sale de nuestros cálculos. En la Gráfica 3.2 y 3.3 se muestran las gráficas de velocidad en dos caminos trazados para la obtención de las magnitudes de la velocidad desde un punto que está enfrente del centro geométrico del perfil hasta la punta de éste y el otro camino desde la parte superior del perfil hasta un determinado espacio el cual está fuera del análisis. En estas figuras observamos cómo cambia la velocidad conforme a la distancia. Finalmente en la Figura 3.13 se muestra el tipo de mallado usado para la obtención de este los resultados mostrados.

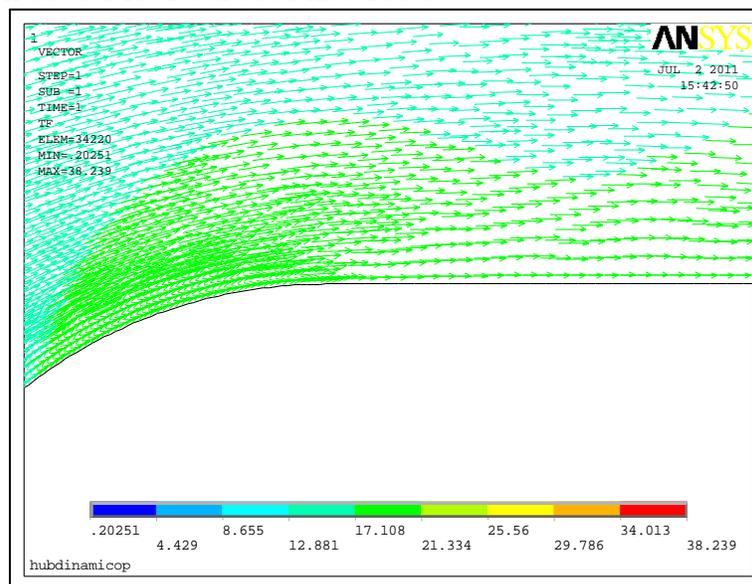
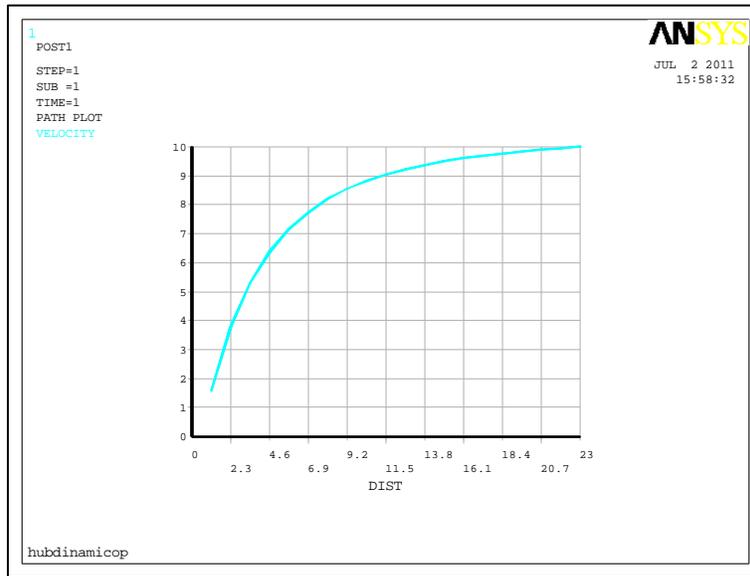
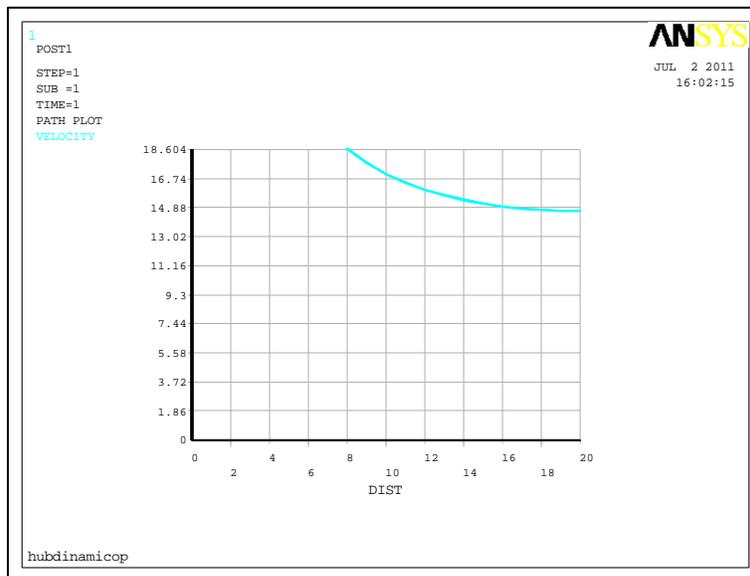


Figura 3.12 Visualización de la zona final del perfil.



Gráfica 3.2 Perfil de velocidad desde un punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil, para un $\epsilon = 1$.



Gráfica 3.3 Perfil de velocidad desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos de velocidad no influyen en el perfil, para un $\epsilon = 1$.

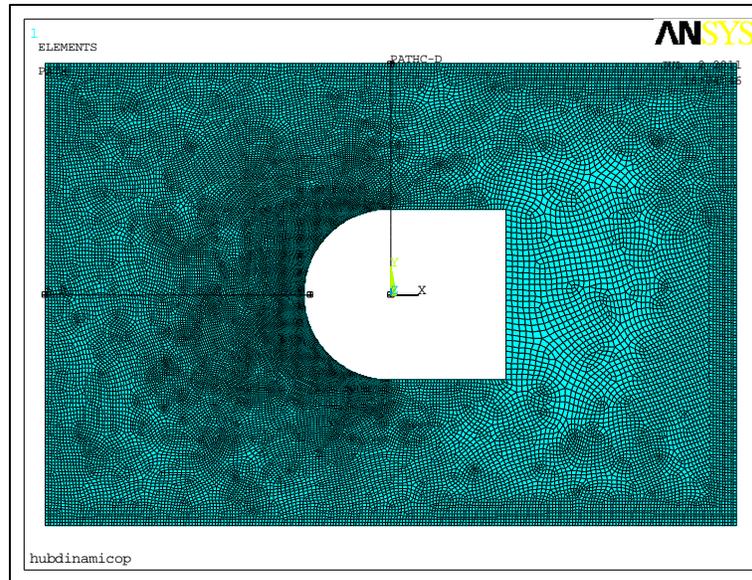


Figura 3.13 Visualización del mallado utilizado para la simulación.

3.2.1 Simulación realizada para $\epsilon = 15$.

Para este segundo cálculo se ha utilizado un número ϵ diferente, en este caso el valor $\epsilon = 15$. A continuación se muestra la segunda serie de figuras: en la Figura 3.14 se puede visualizar mediante distintos colores las distintas velocidades alrededor del perfil. En la Figura 3.15 se muestran los vectores de velocidad alrededor del perfil aerodinámico, los cuales se observan cómo se desplazan en forma paralela a la forma del perfil. En la Figura 3.16 se observan los vectores de velocidad desde la zona del punto de estancamiento hasta antes de que empiece la zona de cambio de forma o el punto donde termina el perfil propuesto. En la Figura 3.17 se observa la parte final del perfil propuesto para esta ϵ , en la cual se puede observar ya un adelgazamiento mayor de la zona donde termina nuestro perfil y comienza la parte plana, esto es debido al incremento de ϵ . En las Gráficas 3.4 y 3.5 se muestran las Gráficas de velocidad en dos caminos trazados para la obtención de las magnitudes de la velocidad desde un punto frontal hasta la punta del perfil y el camino desde la parte superior del perfil hasta donde termina el espacio considerado para su análisis.

Los hubs de manera convencional logran que el aire pase de tal forma que no genere ni turbulencia ni desprendimientos de capa límite, los que pueden propiciar efectos nocivos en el aerogenerador. La propuesta aquí mostrada, si bien puede llegar a presentar turbulencia también es evidente que genera incremento de la velocidad de corriente libre en la parte de la raíz del álabe, lo que provoca una mayor eficiencia de la máquina eólica y arranque a bajas velocidades de viento.

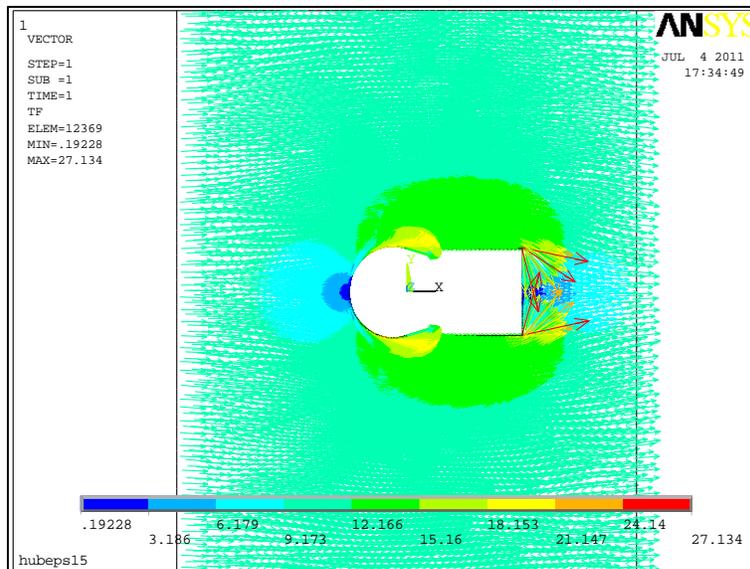


Figura 3.14 Visualización de las distintas velocidades alrededor del Hub dinámico para un cálculo con epsilon igual a 15.

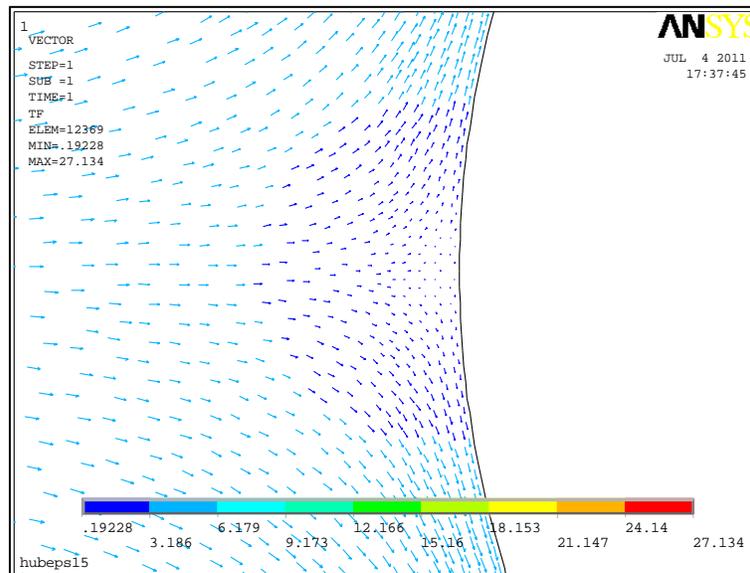


Figura 3.15 Visualización del punto de estancamiento y su efecto generado en los vectores de velocidad.

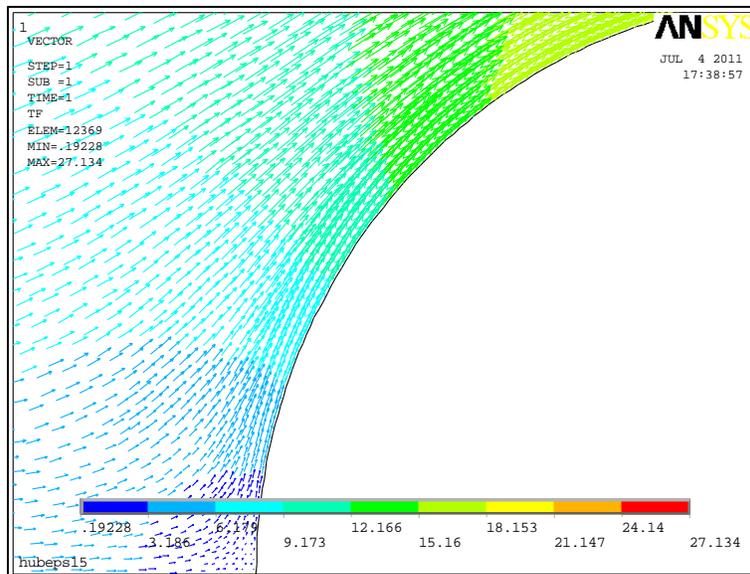


Figura 3.16 Visualización de los vectores de velocidad alrededor del perfil.

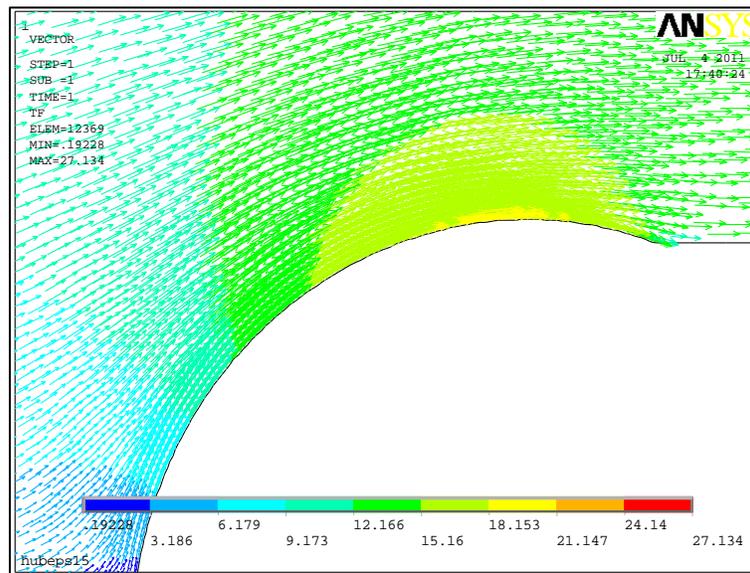
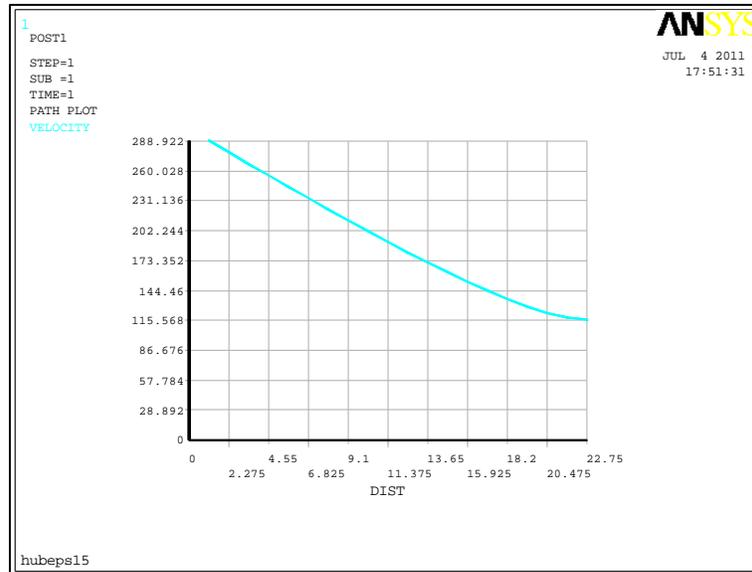
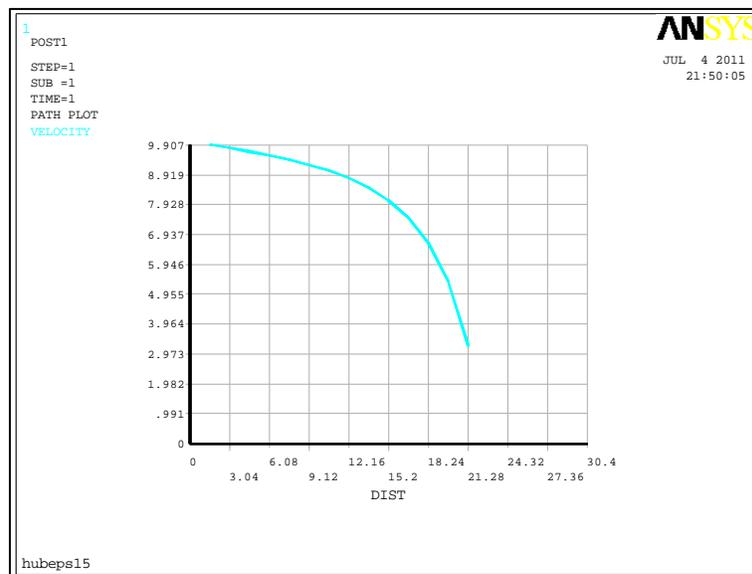


Figura 3.17 Zona de vectores de velocidad entre el punto de estancamiento e inicio de la zona de transición de forma del perfil.



Gráfica 3.4 Perfil de velocidad desde un punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil, con ϵ 15.



Gráfica 3.5 Perfil de velocidad desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos de velocidad no influyen en el perfil, con ϵ 15.

3.2.2 Simulación realizada para ϵ 25.

En este tercer cálculo se ha utilizado un número ϵ diferente, en este caso el $\epsilon = 25$. A continuación se muestra la tercera serie de figuras: en la Figura 3.18 se puede visualizar mediante distintos colores las distintas velocidades alrededor del perfil. En la Figura 3.19 se muestran los vectores de velocidad alrededor del perfil aerodinámico, los cuales se observan cómo se desplazan en forma paralela a la forma del perfil. En la Figura 3.20 se observan los vectores de velocidad desde la zona del punto de estancamiento hasta antes de que empiece la zona de cambio de forma o el punto donde termina el perfil propuesto. En las Gráficas 3.6 y 3.7 se muestran las Gráficas de velocidad en dos caminos



trazados para la obtención de las magnitudes de la velocidad desde un punto frontal hasta la punta del perfil y el camino desde la parte superior del perfil hasta donde termina el espacio considerado para su análisis.

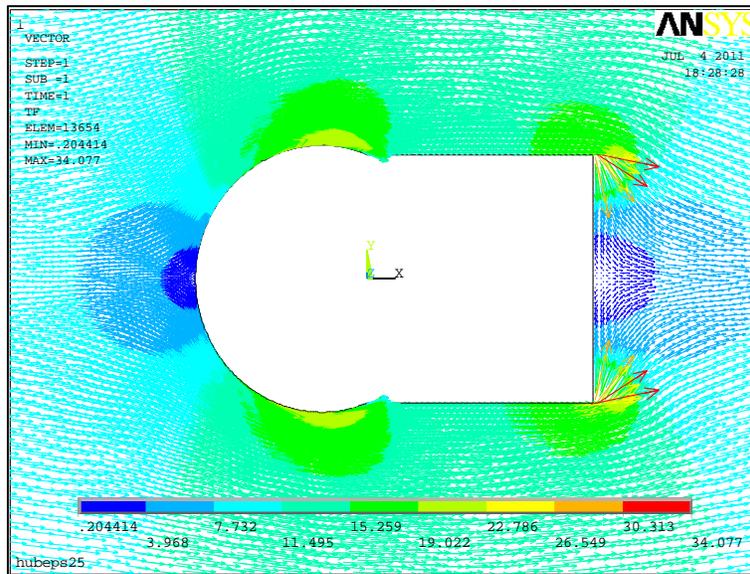


Figura 3.18 Visualización de las distintas velocidades alrededor de Hub dinámico para un cálculo para una ϵ igual a 25.

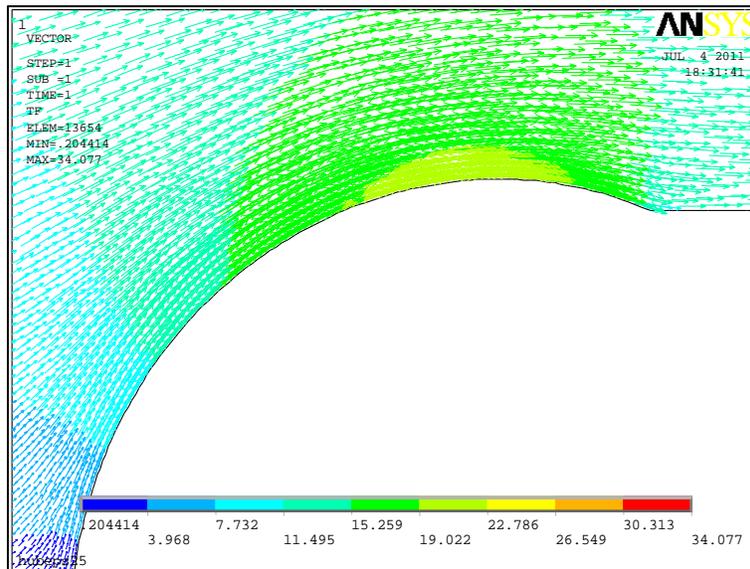


Figura 3.19 Visualización de los vectores de velocidad alrededor del perfil con ϵ igual a 25.

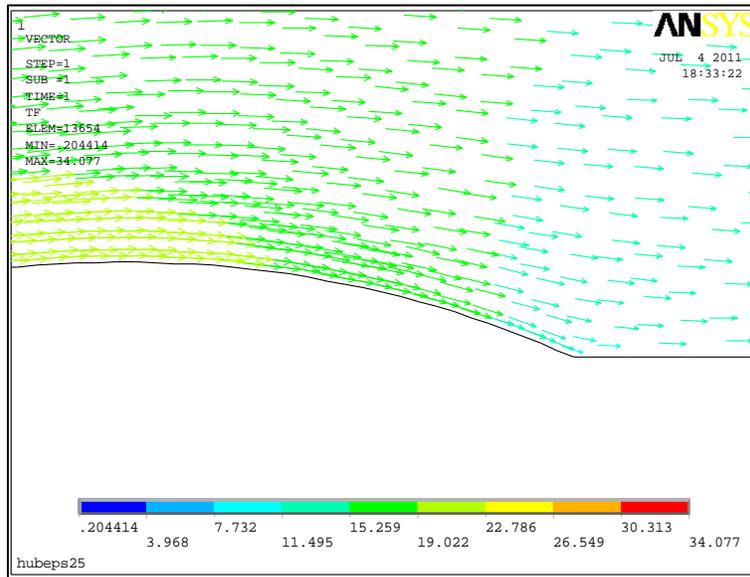
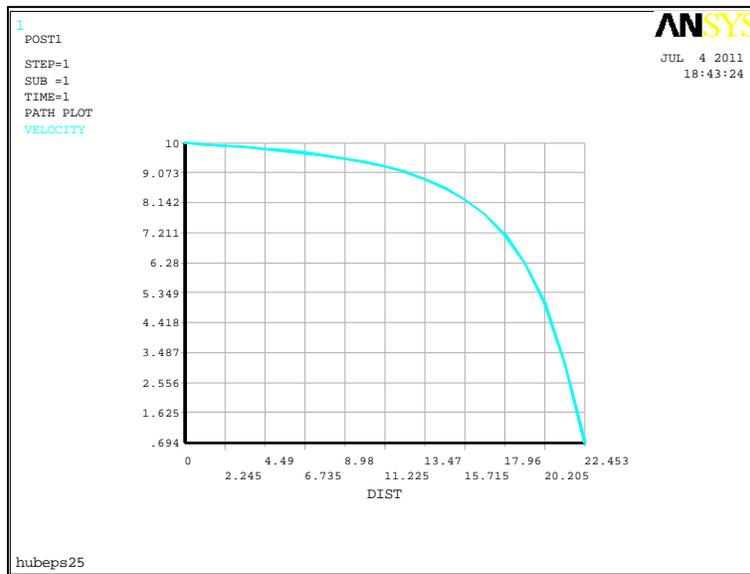
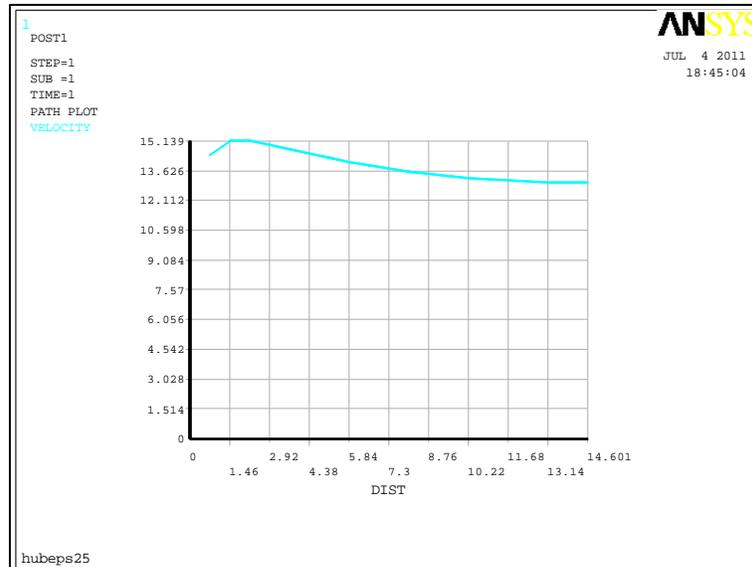


Figura 3.20 Visualización de la zona final del perfil con ϵ igual a 25.



Gráfica 3.6 Perfil de velocidad desde un punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil, con ϵ igual a 25.



Gráfica 3.7 Perfil de velocidad desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos de velocidad no influyen en el perfil, con ϵ 25.

3.2.3 Simulación realizada para ϵ 50.

En este cuarto cálculo se ha utilizado un número ϵ diferente, en este caso el $\epsilon = 50$. A continuación se muestra la cuarta serie de figuras: en la Figura 3.21 se puede visualizar mediante distintos colores las distintas velocidades alrededor del perfil. En la Figura 3.22 se muestran los vectores de velocidad alrededor del perfil aerodinámico, los cuales se observan cómo se desplazan en forma paralela a la forma del perfil. En la Figura 3.23 se observan los vectores de velocidad desde la zona del punto de estancamiento hasta antes de que empiece la zona de cambio de forma o el punto donde termina el perfil propuesto. En la Figura 3.24 se observa la parte final del perfil propuesto para esta ϵ en la cual se puede observar ya un adelgazamiento mayor de la zona donde termina nuestro perfil y comienza la parte plana, esto es debido al incremento de ϵ . En las Gráficas 3.8 y 3.9 se muestran las gráficas de velocidad en dos caminos trazados para la obtención de las magnitudes de la velocidad desde un punto frontal hasta la punta del perfil y el camino desde la parte superior del perfil hasta donde termina el espacio considerado para su análisis.

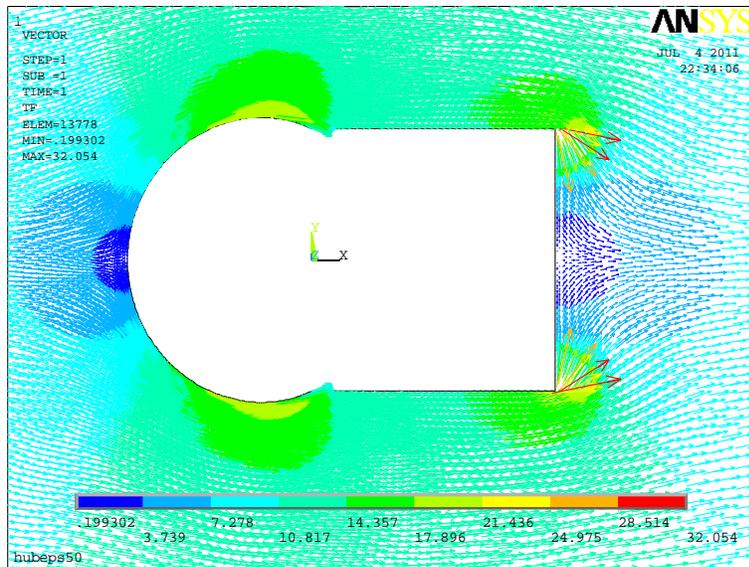


Figura 3.21 Visualización de las distintas velocidades alrededor de Hub dinámico para un cálculo para una ϵ igual a 50.

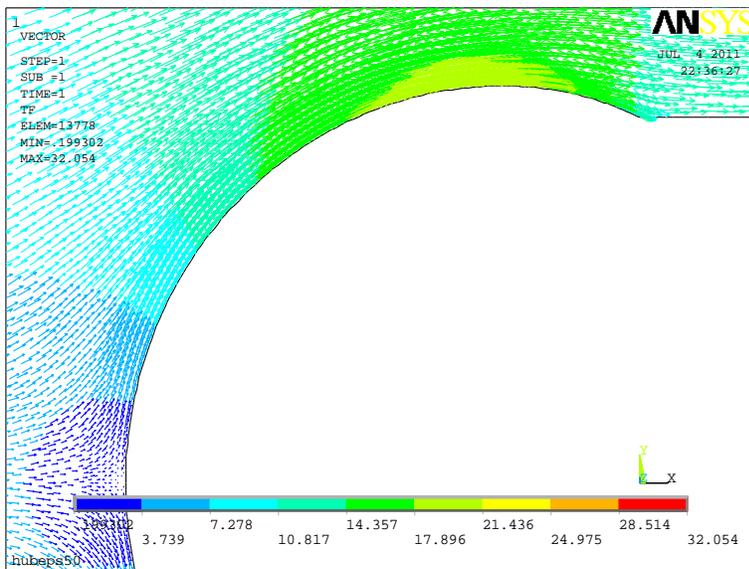


Figura 3.22 Visualización del punto de estancamiento y su efecto generado en los vectores de velocidad.

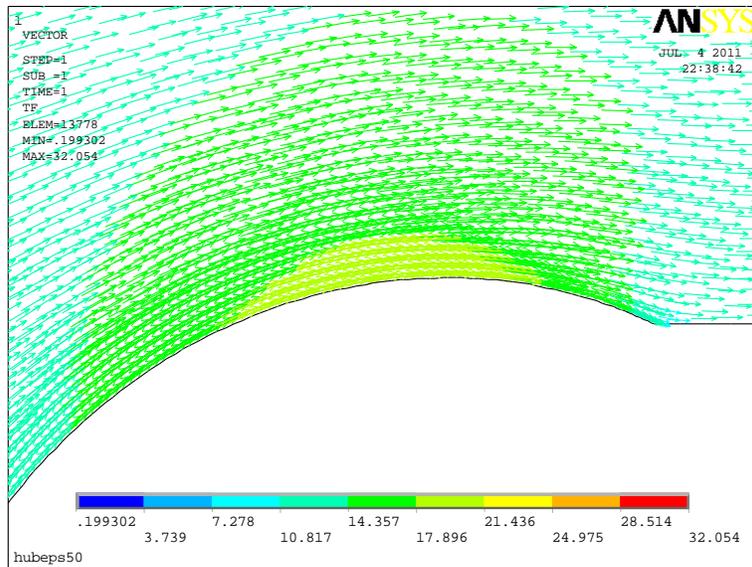


Figura 3.23 Visualización de la zona final del perfil.

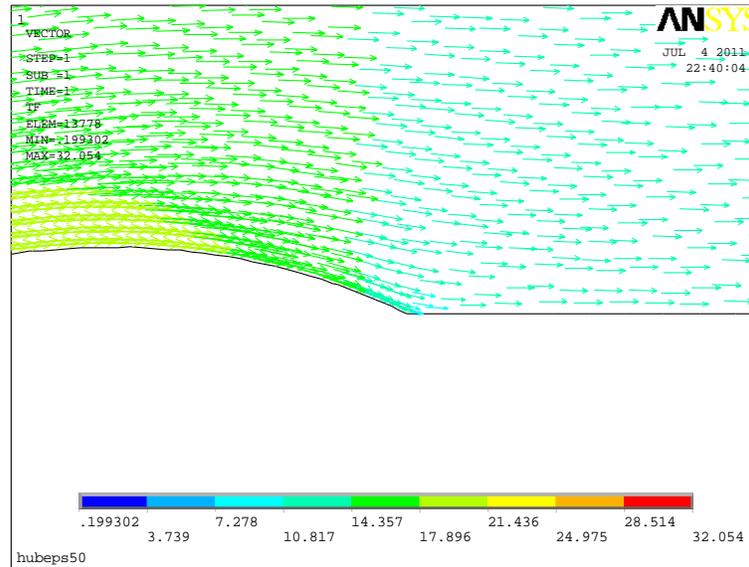
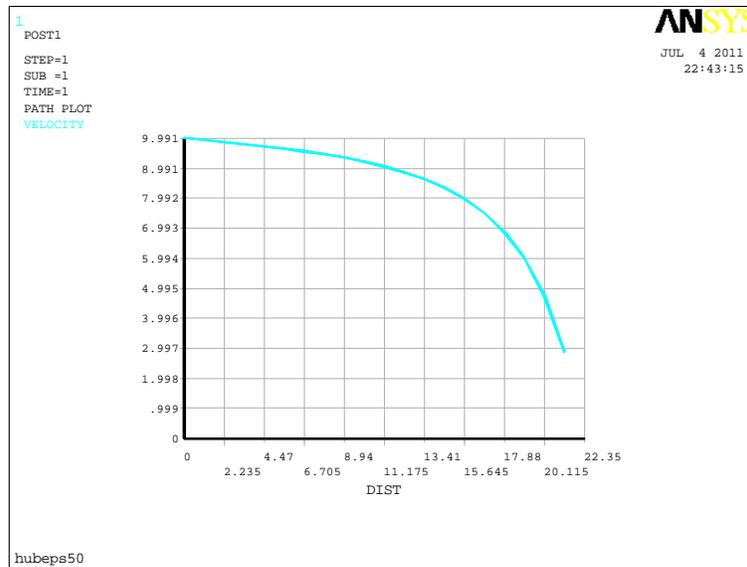
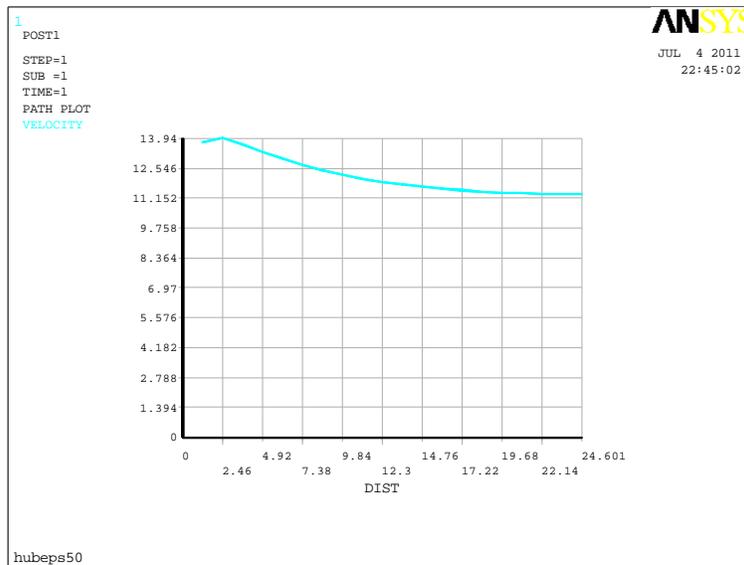


Figura 3.24 Visualización de la parte final del perfil propuesto.



Gráfica 3.8 Perfil de velocidad desde un punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil, con épsilon igual a 50.



Gráfica 3.9 Perfil de velocidad desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos de velocidad no influyen en el perfil, con épsilon igual a 50.

3.2.4 Simulación realizada para épsilon 100.

En este quinto cálculo se ha utilizado un número épsilon diferente, en este caso el $\epsilon = 100$. A continuación se muestra la quinta serie de figuras: en la Figura 3.25 se puede visualizar mediante distintos colores las distintas velocidades alrededor del perfil. En la Figura 3.26 se muestran los vectores de velocidad alrededor del perfil aerodinámico, los cuales se observan cómo se desplazan en forma paralela a la forma del perfil. En la Figura 3.27 se observan los vectores de velocidad desde la zona del punto de estancamiento hasta antes de que empiece la zona de cambio de forma o el punto donde termina el perfil propuesto. En las Gráficas 3.10 y 3.11 se muestran las gráficas de velocidad en dos caminos



trazados para la obtención de las magnitudes de la velocidad desde un punto frontal hasta la punta del perfil y el camino desde la parte superior del perfil hasta donde termina el espacio considerado para su análisis.

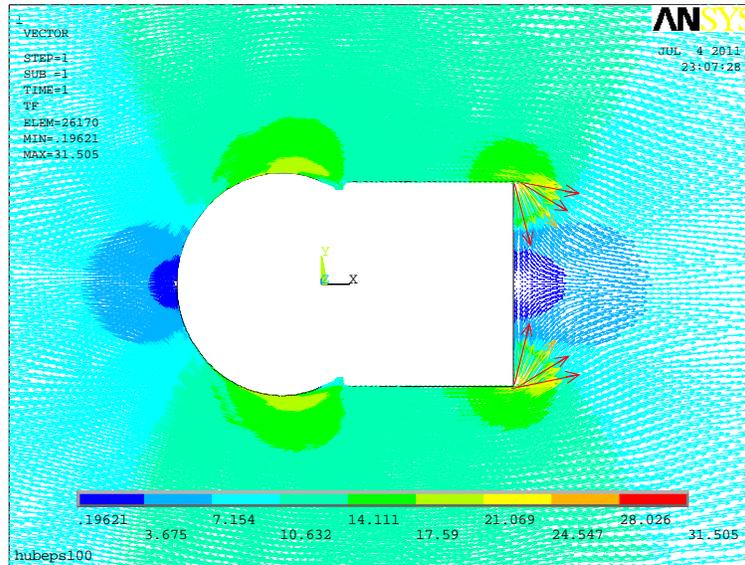


Figura 3.25 Visualización de las distintas velocidades alrededor de Hub dinámico para un cálculo para una ϵ igual a 100.

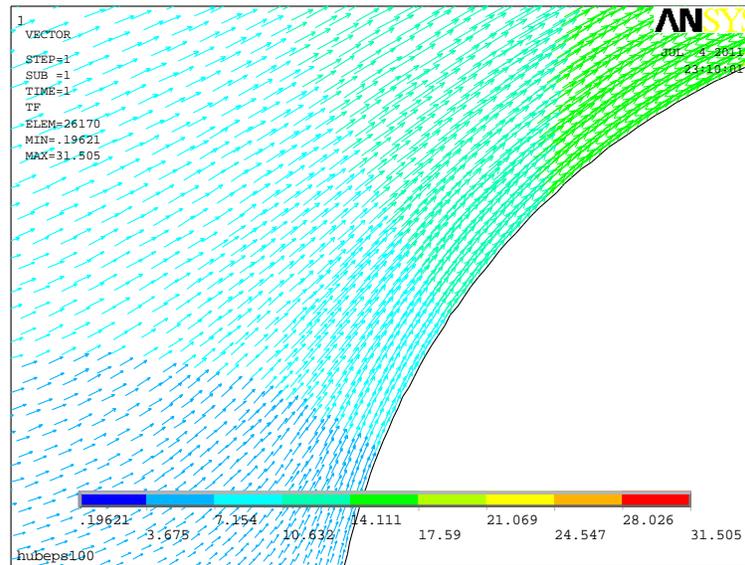


Figura 3.26 Visualización de los vectores alrededor del perfil.

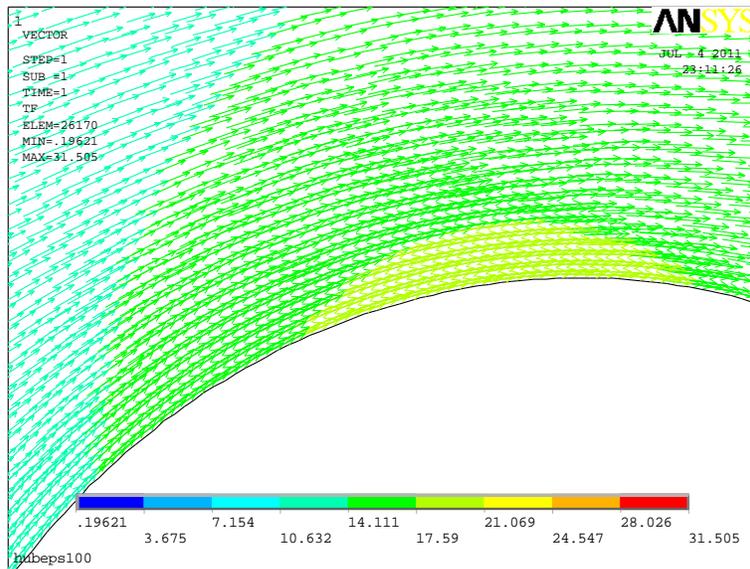
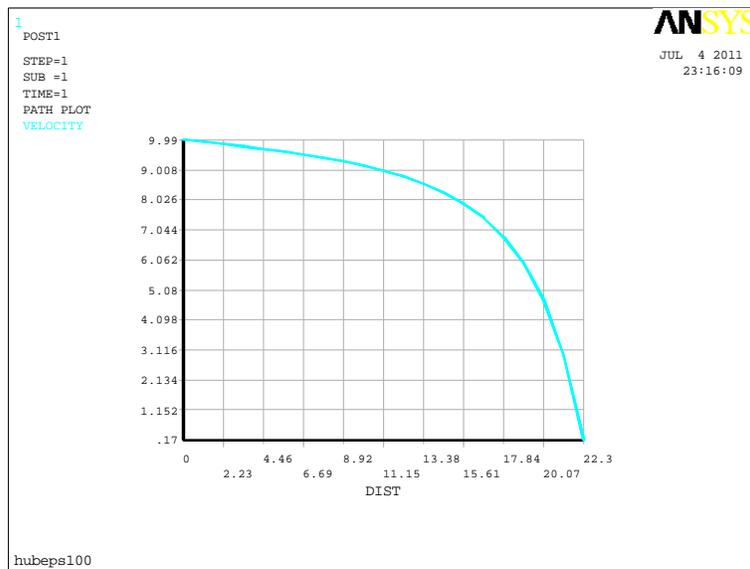
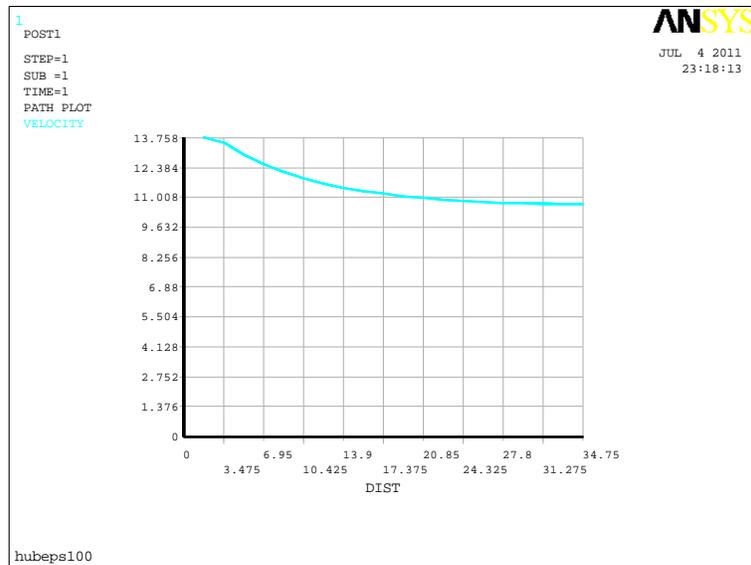


Figura 3.27 Visualización de la zona donde existe un incremento de los vectores de velocidad.



Gráfica 3.10 Perfil de velocidad desde un punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil, con ϵ igual a 100.



Gráfica 3.11 Perfil de velocidad desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos de velocidad no influyen en el perfil, con ϵ igual a 100.

3.3 Análisis de los resultados arrojados al variar ϵ .

El análisis o la conclusión que se ha planteado es de que al variar ϵ varía el perfil de velocidades dando como resultados finales el incremento de velocidad de manera considerable en la raíz y este efecto provoca que se forme una especie de perfil en forma de hoja la cual nace en el hub aerodinámico y su punta terminaría a una distancia considerable del centro, teniendo en cuenta que las velocidades que se están manejando son muy bajas, es por esto, que es necesario se siga estudiando para ver si los resultados aquí plasmados originan una mejor eficiencia en el arranque del aerogenerador.

3.4 Manufactura del hub.

3.4.1 Vectorizado del hub en AutoCAD[®] 2009.

Previo a la manufactura del hub se procedió a hacer un dibujo en 3D en el programa AutoCad[®] 2009, el cual dio la idea de cómo sería la pieza a mecanizar y el resultado se aprecia en la Figura 3.28, tomando un ϵ igual a uno se generaron los puntos para la generación del perfil aerodinámico. No fue necesario mostrar todos los perfiles en 3D ya que la metodología de desarrollo es la misma.

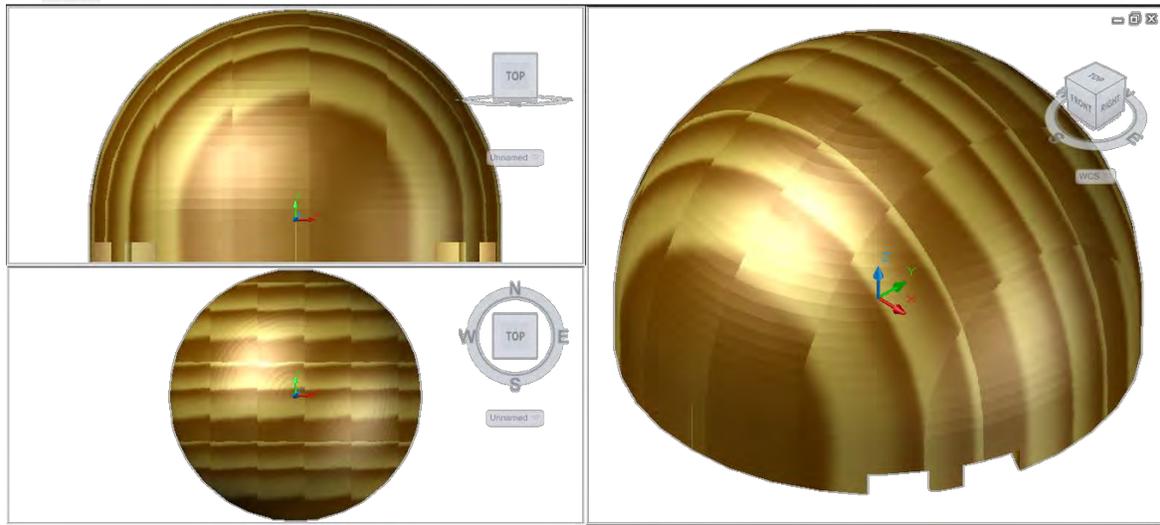


Figura 3.28 Hub aerodinámico vectorizado en 3D en el Software AutoCAD[®] 2009.

3.4.2 Manufactura del hub en madera.

Este es el último paso y se procedió al mecanizado del hub aerodinámico el cual se realizó en madera y el resultado se puede observar en la Figura 3.29. En la Figura 3.30 se puede observar el hub aerodinámico sobre el hub mecánico, además de este perfil se manufacturaron los otros perfiles simulados para que en un trabajo futuro sean probados.



Figura 3.29 Hub aerodinámico real para un valor de epsilon igual a 1.



Figura 3.30 Hub aerodinámico montado en el hub mecánico.





CAPÍTULO 4: DISEÑO Y MANUFACTURA DEL ÁLABE DE UNA TURBINA DE VIENTO.

4.1 Obtención de la geometría del álabe mediante el programa TIMEO[®].

TIMEO[®] es un software que sirve para generar coordenadas de un álabe o diseño de un perfil aerodinámico, creando un diseño vectorizado del perfil teniendo una interface con el software de simulación ANSYS[®].

Se describirá brevemente el funcionamiento de este programa:

Paso 1. Abra usted el software TIMEO[®] versión 3.0, la figura 4.1 muestra la pantalla de inicio del programa.

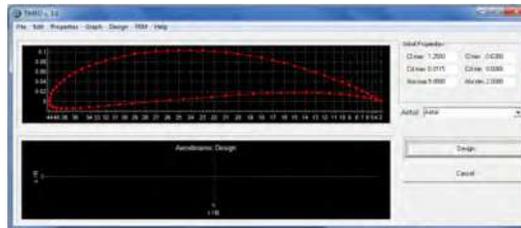


Figura 4.1 Pantalla de inicio del programa TIMEO[®] versión 3.0.

Paso 2. Para iniciar un nuevo proyecto en la parte superior izquierda encontrar el botón de “File” de un click y elija la opción de “New”; como se muestra en la figura 4.2. En esta parte el usuario introduce el nombre del proyecto y los valores de los parámetros, como se muestra en la figura 4.3, donde aparecen las siguientes casillas para la introducción de datos: el número de álabes de la turbina de viento, el número de partes en las cuales se dividirá el álabe y además la velocidad con la que se desea que se haga el cálculo.

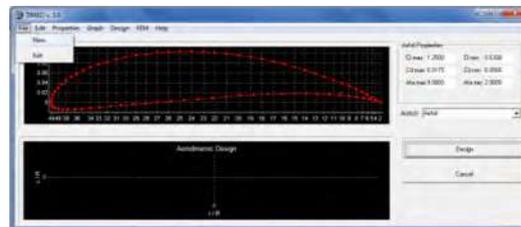


Figura 4.2 Muestra como iniciar un nuevo cálculo.

Los valores que se dan a continuación son los valores reales utilizados para el cálculo del álabe que se mecanizará tomando en cuenta la capacidad del equipo en que se realizará el mecanizado y los valores de la zona donde se instalará el aerogenerador; como puede ser la velocidad del viento y la densidad de éste; se pueden obtener de la estación meteorológica más cercano, como se hizo para este cálculo.



Introducimos los valores:

Power (Potencia) = 600 Watts
Numero de álabes = 3
Nº de partes en que se dividirá el álabe = 10



Figura 4.3 Pantalla para dar nombre al proyecto y datos básicos para la geometría del álabe.

Paso 3. Introducción de las propiedades del aire. En este paso se va al botón que dice “Properties”, como se muestra en la figura 4.4, y un desplegado con tres opciones, usted elija la opción “Air” dando un click y se desplegará una ventana en la cual puede dar el valor a la densidad y velocidad local del aire, como se muestra en la figura 4.5. Nota: cheque las unidades antes de ponerlas.

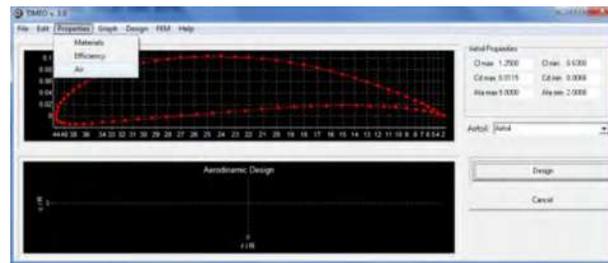


Figura 4.4 Desplegado donde aparece el material de construcción, eficiencia del aerogenerador y un apartado para dar valores al aire, como densidad y velocidad local.

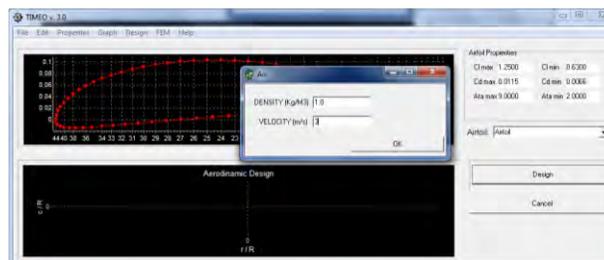


Figura 4.5 Ventana de introducción datos para el aire de acuerdo a la zona donde se instalará el aerogenerador.

Paso 4. Introducción de las eficiencias. Para la introducción de estos datos se va al botón de “Properties” nuevamente y se da click en “Efficiency” para introducir los valores correspondientes. Como se muestra en la figura 4.6 y en la figura 4.7 observamos un submenú donde se introducen los valores de la eficiencia mecánica y eléctrica.



Nota: En este paso se tomará en cuenta que no hay máquinas con un cien por ciento de eficiencia, sino que se toman en cuenta las pérdidas que se puedan tener y se introducen de manera final la eficiencia mecánica y eficiencia eléctrica. Esto queda a criterio del usuario en base a cálculos previamente hechos o por consulta bibliográfica ya sea como datos proporcionados por el fabricante.

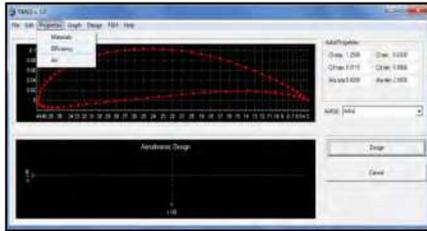


Figura 4.6 Introducción de la eficiencia.



Figura4.7 Introducción de la eficiencia mecánica y eléctrica.

Paso 5. Opciones de diseño. En este paso se va al botón que está marcado con el nombre de: “Design”, se da click en la palabra “options” para elegir las teorías de diseño por las cuales se realizarán los cálculos, como se muestra en la Figura 4.8. Posteriormente se desplegará una ventana con las opciones para la elección de las teorías de diseño para el álabe, como se muestra en la Figura 4.9.

Nota: El software TIMEO[®] fue creado considerando sólo dos teorías para el diseño de álabes, una de ellas es: “la Teoría del Elemento del Álabe” y la otra una combinación de la teoría de cantidad de movimiento y la teoría del elemento, a la cual se le conoce como la “Teoría Simplificada” (blade element-momentum theory). Además cuenta con otra división la cual decide cómo se dividirá el álabe para su análisis. Una opción es dividirlo en partes iguales o de manera continua y la otra opción es una que se le conoce como: “R2”. Esta última opción hace que las divisiones en la raíz del álabe sean más finas donde se espera que existan más problemas en el análisis y obtener una mejor solución.

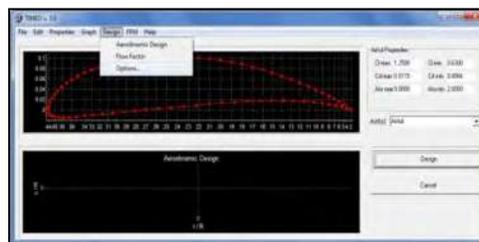


Figura 4.8 Menú del diseño de álabe.

Paso 6. Selección del tipo de perfil. El software TIMEO[®] cuenta con una base de datos de 25 perfiles aerodinámicos; estos se encuentran de manera ordenada para facilitar su elección, como se muestra en la Figura 4.10. Elija el que usted crea que es el mejor o el que usted necesite.



Figura 4.9 Ventana de teoría de diseño.

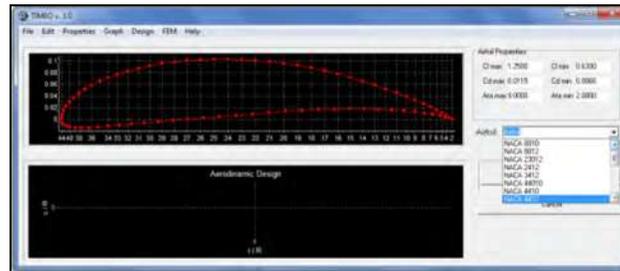


Figura 4.10 Selección de perfiles.

Paso 7. Cálculo del álabe. En este paso se dará click en el botón que se encuentra en la parte derecha con la leyenda de “Design”, como se muestra en la Figura 4.11, con ello el software procederá a realizar los cálculos para obtener el mejor diseño del álabe.

Nota: cabe mencionar que el software TIMEO[®] está diseñado mediante algoritmos genéticos. Este es el resultado que se obtendría visualizando una pequeña curva de verde que hace referencia a la longitud final del álabe y la curvatura que llevará.

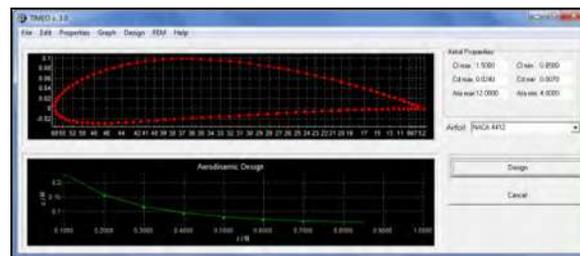


Figura 4.11 Cálculo del perfil.

Donde:

R= radio total de álabes.

r= radio variable de acuerdo al punto de análisis.

Paso 8. Resultados. Finalmente se muestra una tabla con los parámetros con los cuales se procedió al cálculo y también los valores calculados, como se muestra en la Figura 4.12. En la Figura 4.13 se muestran los distintos valores calculados por el software TIMEO[®]; para ello daremos click en el botón “Desing” de la parte superior, elegiremos la opción de “Aerodynamic Design”.

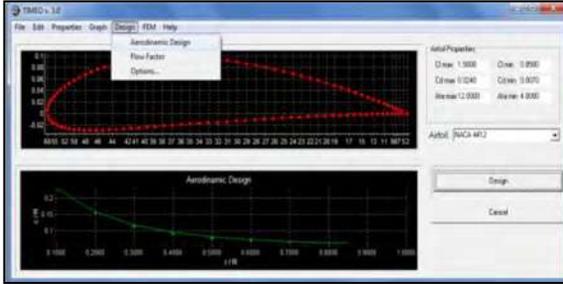


Figura 4.12 Ventana previa a los resultados.

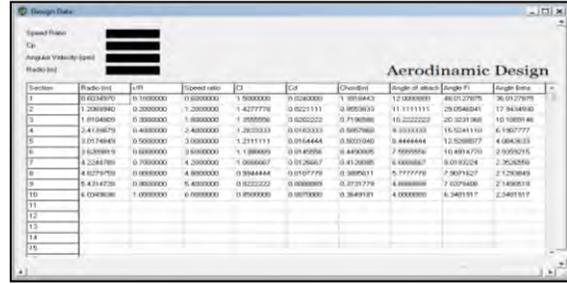


Figura 4.13 Ventana con los resultados obtenidos.

Adicionalmente el software TIMEO[®] muestra gráficas para los ángulos del álabe como son el ángulo de ataque, el ángulo de asiento y el ángulo del viento relativo, como se muestran en la Figura 4.14. Dando valores en las particiones en las que se hizo el álabe, se puede obtener el factor de flujo con la relación que existe entre los radios, como se muestra en la Figura 4.15. Por último, en la Figura 4.16, se muestran los coeficientes de arrastre (Cd) y de sustentación (Cl).

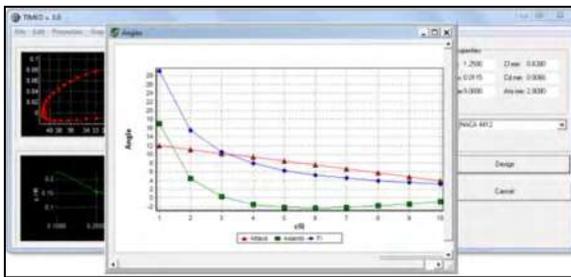


Figura 4.14 Ángulos del álabe.



Figura 4.15 Factor de flujo.

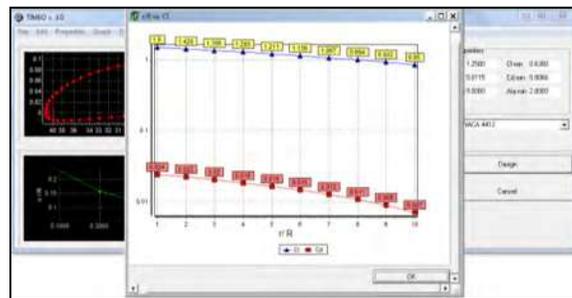


Figura 4.16 Relación de coeficientes de sustentación y arrastre con respecto a las secciones en que se dividió el álabe.

Paso 9. Muestra de datos. En este paso el software TIMEO[®] nos ofrece la posibilidad de desplegar los resultados de manera clara en el programa Microsoft Office Excel; en esta tabla aparecen las principales variables juntas con los parámetros de diseño.

Paso 10. Interface TIMEO[®]-ANSYS[®]. En este paso se nos da a conocer un código para el trazado de una pala en el programa de simulación ANSYS[®]; este código se puede visualizar con la aplicación “block de notas”, de aquí se copia y se pega en ANSYS[®] y este programa mostrará los resultados de la pala que usted quiere diseñar.



Con esto damos por terminado el sencillo pero ilustrativo recorrido por el programa TIMEO®.

4.2 Vectorizado 3D usando el software AutoCAD®.

Para esta segunda etapa después de que el programa TIMEO® generó las coordenadas y se hizo la interface con el software de simulación ANSYS®, se procede a la realización del álabe con los parámetros de diseño. El paso siguiente es realizar un dibujo en el software AutoCAD® para posteriormente ser trasladado al software Mastercam X5. Con este último se genera el código de programación del centro de maquinado para la manufactura del álabe antes propuesto.

Previo al maquinado del álabe se realizaron pequeñas secciones de este entre ellas una transversal constante, para prever los problemas que se pudieran generar cuando se esté maquinando el álabe final, para esto también se hicieron simulaciones en el software Mastercam X5, las cuales mostraron las trayectorias del mecanizado y la forma final del álabe.

Para esto se creó una breve serie de pasos o metodología, para la creación de álabes a partir de parámetros de la zona de instalación, como se muestra a continuación:

Paso 1. Generación de puntos mediante el software TIMEO®.

Como ya se ha mencionado antes, el software TIMEO® genera la geometría del álabe, para nuestra primera prueba sólo se ocupará la primera sección del álabe ya que lo que se tiene contemplado es hacer un perfil que sea plano y que no tenga una forma complicada de manufactura, como se muestra en la Figura 4.17.

Este es el código original que arroja el programa TIMEO® para la simulación en ANSYS®, de este código lo tomamos para la generación de puntos y así se podrá hacer el trazado del perfil.

```
!MACRO ANSYS NACA4412
/TITLE,NACA4412
/FILNAME,NACA_4412
KEYW,PR_FLUID,1
KEYW,PR_MULT,1
KEYW,PR_CFD,1
*****
! DEFINICION DEL TIPO DE ELEMENTO
/PREP7
ET,1,FLUID141
*****
!GENERACION DE PUNTOS
k,1,1,0
k,2,0.99932786,0.00018850
k,3,0.99731304,0.00075238
k,4,0.99396035,0.00168679
k,5,0.98927780,0.00298376
k,6,0.98327661,0.00463227
k,7,0.97597125,0.00661841
k,8,0.96737937,0.00892559
k,9,0.95752187,0.01153475
k,10,0.94642889,0.01442458
k,11,0.93410977,0.01757182
k,12,0.92061303,0.02095149
k,13,0.90596642,0.02453718
k,14,0.89020677,0.02830133
k,15,0.87337405,0.03221546
k,16,0.85511121,0.03625044
k,17,0.83666420,0.04037669
k,18,0.81688181,0.04456441
k,19,0.79621560,0.04878376
k,20,0.77471980,0.05300499
```

Figura 4.17 Generación de puntos.



Paso 2. Editar en block de notas para introducirlos en Autocad®.

Se toman sólo los puntos para la exportación a Autocad® y posteriormente se editan para generar el dibujo vectorizado en 3D, como se muestra en la Figura 4.18:

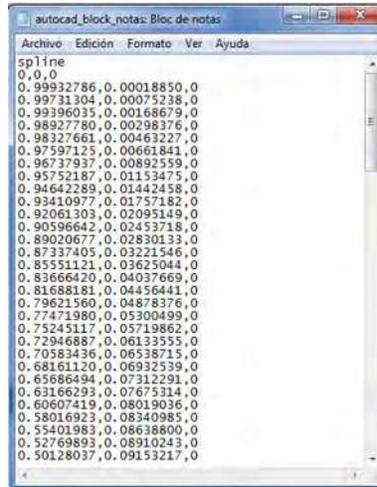


Figura 4.18 Puntos obtenidos para ser trasladados a AutoCAD®.

Paso 3. Generación del perfil en Autocad®. En la Figura 4.19 se muestra el perfil del álabe ya vectorizado para la visualización del álabe final, para este caso es la manufactura de un álabe plano o un álabe se sección transversal constante.

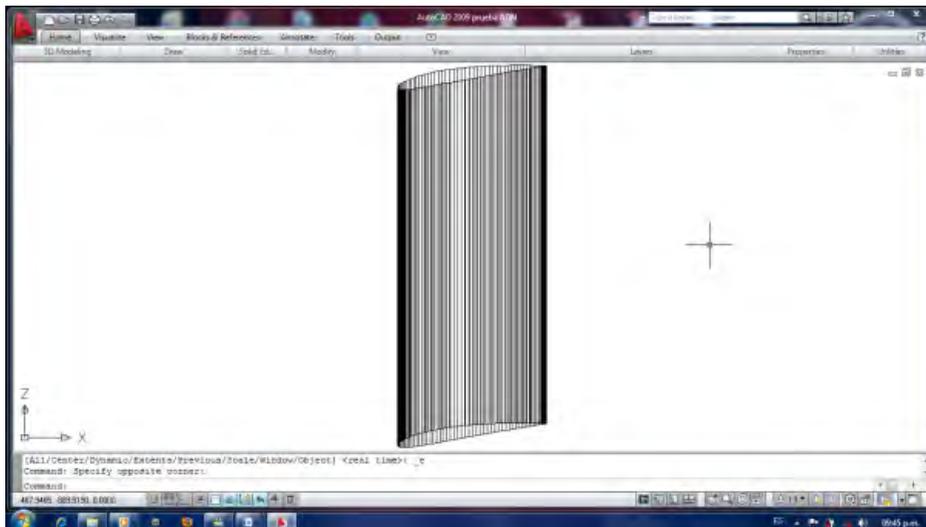


Figura 4.19 Álabe de sección transversal.

4.3 Mecanizado de un pequeño modelo del álabe.

El mecanizado se realizó en el laboratorio de automatización de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, donde se



encuentran los equipos de una Fresadora de control numérico y un Centro de Maquinado, como se muestran en las siguientes Figuras: Figura 4.20 y Figura 4.21.



Figura 4.20 Fresadora de Control Numérico.



Figura 4.21 Centro de Maquinado CNC.

Previo al mecanizado del prototipo se realizaron algunos modelos para observar los problemas que se presentarían en el mecanizado real, el mecanizado de un álabe de sección transversal constante como se muestra en la Figura 4.22. Con este mecanizado se dio idea de la forma que se sujetara el álabe y el problema que podría representar las posibles vibraciones excesivas. Después se procedió a la generación de una forma mucho más compleja que es la parte de la raíz del álabe que se desea mecanizar, como se muestra en la Figura 4.23; una vez terminado el proceso estos son los resultados.



Figura 4.22 Álabe de sección transversal constante.



Figura 4.23 Álabe sección variable.

A continuación se describen los pasos para la realización de los modelos:

4.3.1 Proceso de maquinado del modelo de la cama falsa.

Como ya se mencionó anteriormente antes del prototipo se mecanizó un modelo en el cual se generó la metodología que nos ayudaría a la manufactura del álabe. En la Figura 4.24 se muestra el proceso de maquinado de la cama falsa del modelo. En la Figura 4.25 se muestra la cama falsa del modelo ya manufacturada.



Figura 4.24 Mecanizado de la cama falsa del modelo. Figura 4.25 Cama falsa del modelo ya terminado.

4.3.2 Proceso de maquinado del modelo de la parte inferior o intradós del modelo.

Para el proceso de mecanizado del intradós del álabe en el modelo, se siguieron los pasos antes mencionados, los cuales fueron la generación de la geometría en el software AutoCAD®, abrir el archivo en Matercam X5®, posteriormente simularlo y programarlo y finalmente mecanizarlo. En la Figura 4.26 se puede apreciar el proceso de mecanizado en la fresadora. En la Figura 4.27 se observa la parte inferior ya terminada después del proceso de mecanizado.



Figura 4.26 Mecanizado de la parte inferior del modelo. Figura 4.27 Parte inferior del modelo ya terminado.

El proceso de mecanizado de la parte superior del álabe es igual que el proceso para la parte inferior del álabe, por ésto ya no fue necesario mostrarlo.

4.3.3 Modelo ya terminado del álabe.

Una vez que se ha terminado la parte inferior del álabe, la cama falsa y la parte superior del álabe, en la Figuras 4.28 y 4.29, se observa el modelo ya terminado.



Figura 4.28 Modelo ya terminado (vista frontal).

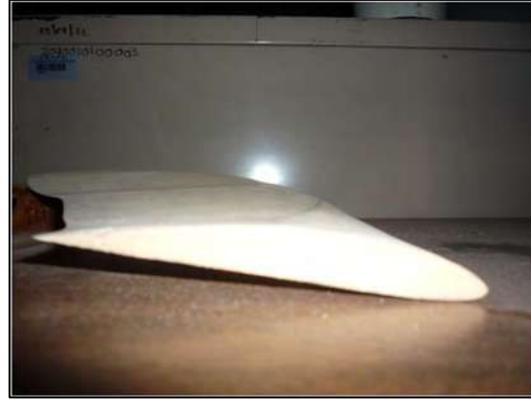


Figura 4.29 Modelo ya terminado (vista lateral).

Una vez que se tiene la idea de cómo realizar el mecanizado del álabe, se procede a la realización del prototipo.

4.4 Dibujo de las plantillas para la cama falsa en AutoCAD[®] para el prototipo.

La construcción de las plantillas para este proyecto es fundamental, ya que con el equipo que se cuenta en la facultad se tiene una capacidad limitada de movimiento: sólo posee tres grados de libertad los cuales son dos en forma horizontal y una en forma vertical (los ejes X y Y en forma horizontal y el eje Z en forma vertical).

Las plantillas se generaron con la ayuda de los software TIMEO[®] y AutoCAD[®] y se baso en la tesis llamada “Fabricación de un Modelo Para Fundición de un álabe de Rodete Hidráulico tipo Francis” de la Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, autor: Marco Antonio Ugalde Linares, Morelia, Michoacán; Agosto del 2010.

Lo primero que se realizó es el vectorizado del álabe en el software AutoCAD[®]. Una vez obtenidos los cálculos que se realizaron en el software TIMEO[®], el cual proporcionara el torcimiento de álabe, esto es, los diferentes ángulos de ataque del perfil, además de proporcionar las distintas longitudes de cuerda, entre otros datos que son importantes para la generación del álabe, con estos datos lo primero es la generación de la cama falsa la cual sustituirá un cuarto eje. Para ello, se dibujarán unas plantillas en el software AutoCAD[®], como se muestra en la Figura 4.30, en el cual se puede apreciar las platillas de la cama falsa.

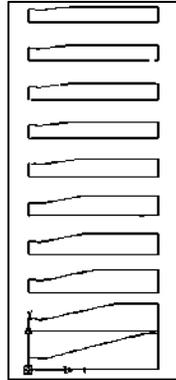


Figura 4.30 Plantillas de la cama falsa.

Una vez generadas las plantillas, se procede a la generación del vectorizado de la cama falsa en 3D en el software AutoCAD[®]. En la Figura 4.31 se aprecia el resultado final de cómo quedaría el vectorizado de la cama falsa del álabe a mecanizar.

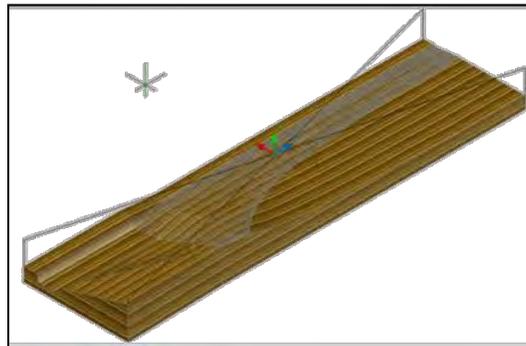


Figura 4.31 Vectorizado de la cama falsa.

4.4.1 Simulación y Programación en el Software Mastercam X5[®].

Cuando ya se tenga la cama falsa, se continúa con la programación y simulación en el software Mastercam X5[®]. En resumen, se procede a abrir el software Mastercam X5[®] y abrir el archivo donde se colocó nuestro dibujo de la cama falsa. Una vez encontrado se abrirá para empezar con la elección de parámetros para el mecanizado. Este software ofrece distintas formas de mecanizado para la elección de la forma de mecanización o de formación de la pieza. En la Figura 4.32 se pudo apreciar la cama falsa en el software Mastercam X5[®].

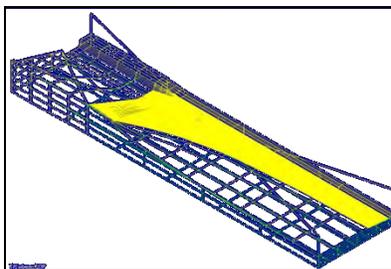


Figura 4.32 Cama falsa del álabe mostrado en Mastercam X5[®].



Una vez vectorizado se sigue con la simulación del mecanizado del álabe en el software Mastercam X5[®]. Se pueden observar las trayectorias de la herramienta sobre la pieza. Para el mecanizado se realizaron dos programas por cada pieza a mecanizar. Para la cama falsa se puede realizar lo que se llama acabado rugoso (Figura 4.33) y acabado fino como se muestra en la Figura 4.34, donde se puede visualizar el tipo de trayectorias que se seguirían para el acabado final. En la Figura 4.35 se muestra una imagen donde se puede observar parte de la simulación del acabado rugoso de manera realista y la trayectoria de cómo se desplaza la herramienta sobre el bloque de madera para el mecanizado de la cama falsa. En la Figura 4.36, se muestra una imagen donde se aprecian las trayectorias de acabado fino sobre el material.

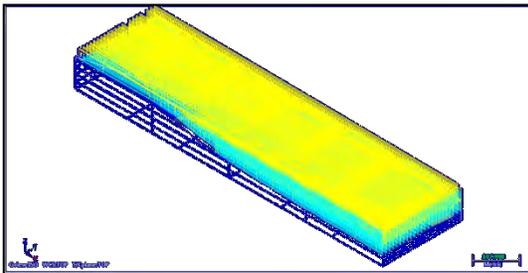


Figura 4.33 Trayectorias del acabado rugoso.

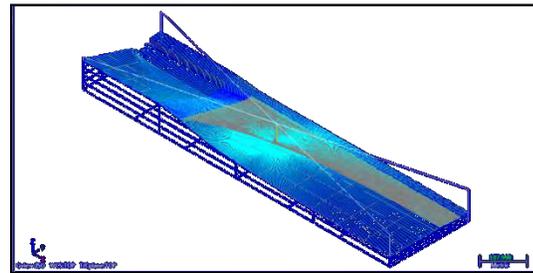


Figura 4.34 Trayectorias del acabado fino.

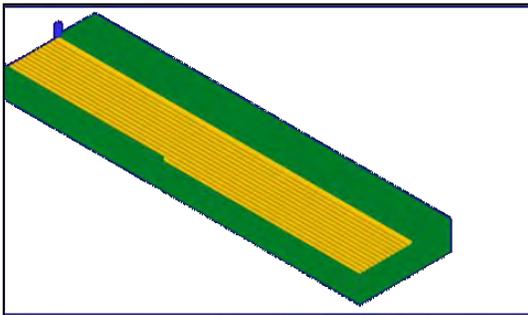


Figura 4.35 Simulación del acabado rugoso.

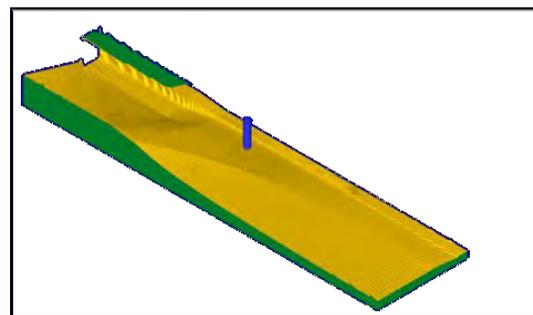


Figura 4.36 Simulación del acabado fino.

Una vez terminada la simulación, se procede a la generación del programa para el centro de maquinado teniendo una interface RS232C para PC y lenguaje de programación mediante códigos G/M para controlador fanuc. Este es el tipo de lenguaje y es utilizado por el centro de maquinado DYNA MYTE DM-4800; con estos programas generados se continúa con el proceso de manufactura dando estos resultados. En la Figura 4.37 se puede apreciar la cama falsa de nuestro prototipo después del proceso de mecanizado aún montada en el centro de maquinado. En La Figura 4.38 se muestra la parte inferior del álabe ya mecanizado donde se aprecia la forma compleja del álabe. En la Figura 4.39 se apreciar una vista superior del prototipo ya terminado; lo cual significa que el álabe ya se encuentra al 100%.



Figura 4.37 Cama falsa del prototipo.



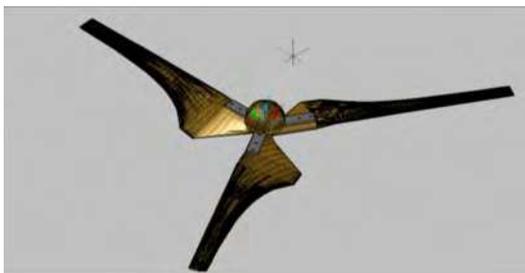
Figura 4.38 Parte inferior del prototipo.



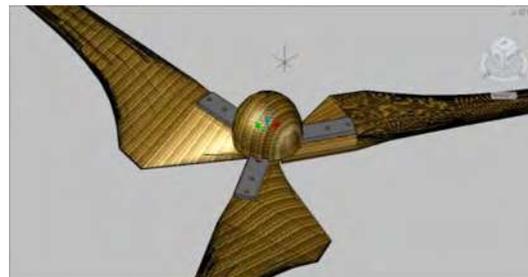
Figura 4.39 Parte superior del prototipo.

4.5 Modelado del prototipo en el software AutoCAD®.

Con las plantillas obtenidas se procede a hacer un modelado, en cual se aprecia el ensamble ya terminado del prototipo con las piezas que se diseñaron y se mecanizaron. Es importante hacer un modelo para la visualización del producto final (mostrando los álabes junto con el hub aerodinámico y unidos por el hub mecánico). Como se puede observar en la Figura 4.40 y en la Figura 4.41, se puede apreciar un poco mejor la parte central del diseño propuesto.



4.40 Visualización del ensamble del prototipo.



4.41 Visualización de la parte central.



4.6 Metodología para la manufactura del álabe:

Se realizó un dibujo en el software AutoCad[®], para la visualización de la construcción del álabe, como se muestra en la Figura 4.42.

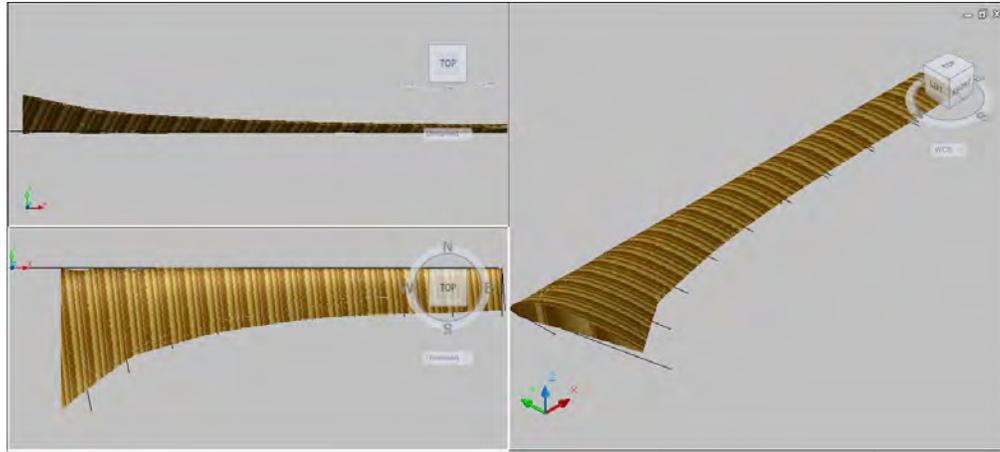


Figura 4.42 Geometría del álabe visualizado en el software AutoCAD[®].

1. Se generan platillas en AutoCAD[®] para la parte inferior del álabe y posteriormente generar un dibujo en 3D.
2. Se importa el dibujo desde AutoCAD[®] hasta el MasterCam X5[®], para generar la simulación del mecanizado y posteriormente generar el código de programación para el centro de maquinado CNC que generara la parte del intradós.
3. Se procede al mecanizado de la parte interior del álabe o intradós.
4. Se hará lo que se ha mencionado como cama falsa para compensar lo que es un cuarto eje, esto es para no perder el cero de la pieza y además para que el álabe se apoye firmemente y se pueda maquinar con facilidad, generando un modelado de la cama falsa en el software AutoCAD[®] como se muestra en la Figura 4.43.

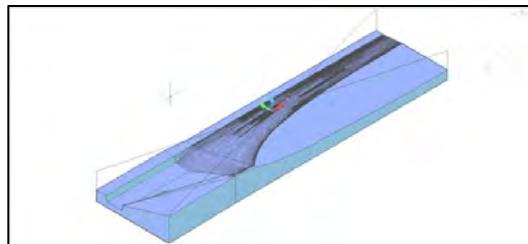


Figura 4.43 Vectorizado de la cama falsa.

5. Se procede a montar los dibujos en el software MasterCam 5X[®], como se muestra en la Figura 4.44.

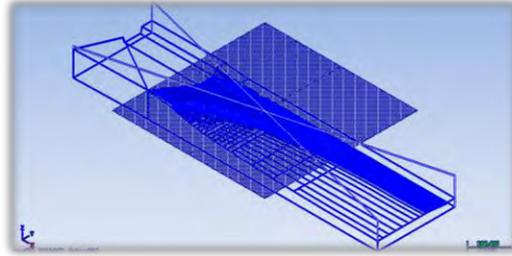


Figura 4.44 Visualización de la cama falsa en el software Mastercam X5.

6. Con la cama falsa hecha y montada en el software MasterCam 5X[®] se procede con la simulación de la cama falsa antes del maquinado.
7. Se genera el programa en el software MasterCam X5[®] para la cama falsa que se mecanizará en el centro de maquinado CNC.
8. Se procede al mecanizado de la pieza en el centro de maquinado CNC.
9. La parte final del álabe conocida como extradós o parte superior del álabe se mecanizará, para ello, se hacen las plantillas en AutoCAD para generar un dibujo en 3D de la parte del extradós.
10. Se importa el dibujo desde AutoCAD[®] hasta el MasterCam X5[®], para generar la simulación del mecanizado y posteriormente generar el código de programación para el centro de maquinado CNC que generará la parte del extradós.
11. Se procede al mecanizado de la parte superior del álabe o extradós.

Con los once pasos anteriores obtendremos el álabe completo. Es importante dar a conocer que estas son las primeras piezas que se maquinas en el centro de maquinado de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, usando la interface con el CPU en el cual contenía las líneas de programa y eran mandadas al centro de maquinado, ya que de haberlo hecho de manera manual como se hacía antes, el proyecto hubiera durado demasiado tiempo por que de manera manual era introducir línea por línea, pero gracias esta interface se logró reducir el tiempo enormemente.

Como trabajo futuro se hará la validación del diseño en un túnel de viento; para ello ya se montó un banco de pruebas en el cual se planea realizar las pruebas.





CONCLUSIONES.

- Como resultado de la presente investigación se logró el desarrollo de una metodología para el diseño y manufactura mediante técnicas de CAD/CAM de un álabe y el hub de una turbina de viento y al mismo tiempo se logró la manufactura de los mismos. La importancia de lo anterior radica en que en nuestro país la manufactura de este tipo de elementos mecánicos se realiza aún en forma artesanal o semi-artesanal. Mediante la implementación de tipo de metodología se podrían reducir los tiempos en los procesos de manufactura. Además, con el uso de estas técnicas se puede obtener de manera más exacta la morfología del álabe previamente calculado, con lo cual se mejoraría la eficiencia mecánica.

- En relación al diseño aerodinámico del hub, con las geometrías propuestas en teoría, se puede aumentar la velocidad del viento en la raíz de los álabes y por lo tanto el arranque a más baja velocidad. Propuesta en la cual se debe seguir investigando ya que el hub aerodinámico hasta el momento no se ha considerado como un elemento aportador a la eficiencia de la máquina.

- Con el uso del software MasterCam 5X[®] quedó eliminado la tediosa introducción manual de línea por línea, ya que genera las secuencias de maquinado. Lo anterior permite la transformación de complejos dibujos en modelos físicos, en la actualidad el conocimiento de estas herramientas es una necesidad para los ingenieros y personas ligadas a la industria metal-mecánica.



ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1.1 Molino tradicional europeo de eje horizontal en Dinamarca.....	5
Figura 1.2 Aeroturbina de eje vertical savonius.....	7
Figura 1.3 Aeroturbina de eje vertical tipo darrieus.....	7
Figura 1.4 Aerogenerador moderno de tipo hélice de eje horizontal.....	8
Figura 1.5 Partes de un aerogenerador.....	10
Figura 1.6 Capacidad total instalada en el mundo.....	11
Figura 1.7 Principales países generadores de energía mediante energía eólica en el 2008.....	12
Figura 1.8 Países con nueva capacidad instalada en el 2008.....	13
Figura 1.9 Países con el mayor porcentaje de crecimiento en capacidad instalada de aerogeneradores.....	14
Figura 1.10 Principales centrales generadoras.....	18
Figura 1.11 Potencial eólico en la republica mexicana. (Cortesía del instituto de investigaciones eléctricas, iie).....	19
Figura 2.1 Modelo de disco actuador que muestra el esquema de campo fluido usado para la obtención del límite de Betz y la evolución resultante de las magnitudes fluidas	40
Figura 2.2 Teoría del límite de Betz.....	44
Figura 2.3 Nomenclatura del perfil aerodinámico	46
Figura 2.4 Presión Vs. Velocidad.....	47
Figura 2.5 Distribución de presiones sobre un perfil aerodinámico	48
Figura 2.6 Límites de desplazamientos del centro de presiones.....	48
Figura 2.7 Viento relativo	49
Figura 2.8 Incremento del ángulo de ataque y entrada en pérdidas.....	50
Figura 2.9 Geometría para el análisis del rotor. Donde U es la velocidad de aire sin perturbaciones	52
Figura 2.10 Esquema del elemento de pala	54
Figura 2.11 Geometría general de una turbina de eje horizontal	54
Figura 2.12 Geometría de la pala para un análisis de turbinas de viento eje horizontal	55
Figura 2.13 Distribución de cuerdas de una pala optima de Betz.....	59
Figura 2.14 Distribución del ángulo de torcimiento para una pala optima de betz.....	59
Figura 2.15	
Figura 2.16	
Figura 3.1 Líneas de corriente.....	69
Figura 3.2 Regiones sub-sónicas y supersónicas alrededor del perfil del álabe	73
Figura 3.3 Onda de choque en el perfil	74
Figura 3.4 Flujo alrededor de un cilindro con longitud infinita.....	76
Figura 3.5 Transformación del flujo alrededor de un cilindro a flujo uniforme	80
Figura 3.6 Transformación de un círculo en un perfil aerodinámico simétrico	81
Figura 3.7 Visualización de las distintas velocidades alrededor del hub aerodinámico para un cálculo de ϵ_1	82
Figura 3.8 Parte frontal del perfil aerodinámico, zona de alta presión	83
Figura 3.9 Visualización del punto de estancamiento y su efecto generado en los vectores de velocidad	84
Figura 3.10 Visualización de los vectores alrededor del perfil.....	84
Figura 3.11 Zona de vectores de velocidad entre el punto de estancamiento e inicio de la zona de transición del perfil.....	85
Figura 3.12 Visualización de la zona final del perfil.....	85
Figura 3.13 Visualización del mallado utilizado para la simulación	87
Figura 3.14 Visualización de las distintas velocidades alrededor del hub aerodinámico para un cálculo de ϵ_{15} ..	88
Figura 3.15 Visualización del punto de estancamiento y su efecto generado en los vectores de velocidad	88
Figura 3.16 Visualización de los vectores alrededor del perfil.....	89
Figura 3.17 Zona de vectores de velocidad entre el punto de estancamiento e inicio de la zona de transición del perfil.....	89
Figura 3.18 Visualización de las distintas velocidades alrededor del hub aerodinámico para un cálculo de ϵ_{25} ..	91
Figura 3.19 Visualización de los vectores alrededor del perfil.....	91
Figura 3.20 Visualización de la zona final del perfil.....	92
Figura 3.21 Visualización de las distintas velocidades alrededor del hub aerodinámico para un cálculo de ϵ_{50} ..	94
Figura 3.22 Visualización del punto de estancamiento y su efecto generado en los vectores de velocidad	94
Figura 3.23 Visualización de los vectores alrededor del perfil.....	95
Figura 3.24 Visualización de la zona final del perfil propuesto	95
Figura 3.25 Visualización de las distintas velocidades alrededor del hub aerodinámico para un cálculo de ϵ_{100} ..	97
Figura 3.26 Visualización de los vectores alrededor del perfil.....	97
Figura 3.27 Visualización de la zona donde existe un incremento de los vectores de velocidad	98
Figura 3.28 Hub aerodinámico en 3D en el software AutoCAD® 2009	100
Figura 3.29 Hub aerodinámico real para un valor de ϵ_1	100



Figura 3.30 Hub aerodinámico montado en el hub mecánico 101

Figura 4.1 Pantalla de inicio del programa TIMEO® versión 3.0..... 103

Figura 4.2 Muestra como iniciar un nuevo cálculo 103

Figura 4.3 Pantalla para dar nombre al proyecto y datos básicos para la geometría del álabe 104

Figura 4.4 Desplegado donde aparece el material de construcción, eficiencia del aerogenerador y un apartado para dar valores al aire, como densidad y velocidad local 104

Figura 4.5 Ventana de introducción de datos para el aire de acuerdo a la zona donde se instalara el aerogenerador..... 104

Figura 4.6 Introducción de la eficiencia 105

Figura 4.7 Introducción de la eficiencia mecánica 105

Figura 4.8 Menú del diseño del álabe..... 105

Figura 4.9 Ventana de teoría de diseño 106

Figura 4.10 Selección de perfiles 106

Figura 4.11 Calculo del perfil 106

Figura 4.12 Ventana previa a los resultados 107

Figura 4.13 Ventana con los resultados obtenidos 107

Figura 4.14 Ángulos del álabe..... 107

Figura 4.15 Factor de flujo..... 107

Figura 4.16 Relación de coeficientes de sustentación y arrastre con respecto a las secciones en que se dividió el álabe 107

Figura 4.17 Generación de puntos..... 108

Figura 4.18 Puntos obtenidos para ser trasladados a AutoCAD® 109

Figura 4.19 Álabe de sección transversal 109

Figura 4.20 Fresadora de control numérico..... 110

Figura 4.21 Centro de maquinado CNC 110

Figura 4.22 Álabe de sección transversal constante 110

Figura 4.23 Álabe de sección transversal variable 110

Figura 4.24 Mecanizado de la cama falsa del modelo 111

Figura 4.25 Cama falsa del modelo ya terminado 111

Figura 4.26 Mecanizado de la parte inferior del modelo 111

Figura 4.27 Parte inferior del modelo ya terminado 111

Figura 4.28 Modelo ya terminado (vista frontal) 112

Figura 4.29 Modelo ya terminado (vista lateral) 112

Figura 4.30 Platillas de la cama falsa 113

Figura 4.31 Vectorizado de la cama falsa 113

Figura 4.32 Cama falsa del álabe mostrada en Mastercam X5® 113

Figura 4.33 Trayectorias del acabado rugoso 114

Figura 4.34 Trayectorias del acabado fino 114

Figura 4.35 Simulación del acabado rugoso..... 114

Figura 4.36 Simulación del acabado fino..... 114

Figura 4.37 Cama falsa del prototipo 115

Figura 4.38 Parte inferior del prototipo..... 115

Figura 4.39 Parte superior del prototipo..... 115

Figura 4.40 Visualización del ensamble del prototipo 115

Figura 4.41 Visualización de la parte central 115

Figura 4.42 Geometría del álabe visualizado en el software AutoCAD® 116

Figura 4.43 Visualización de la cama falsa 116

Figura 4.44 Visualización de la cama falsa en el software Mastercam X5® 117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Tabla de posiciones con respecto al 2008 16

Tabla 1.2 Tabla de posiciones con respecto al 2010 16

Tabla 1.3 Consumo de agua en centrales termoeléctricas para el año 2000 en km³ 26

Tabla 1.4 Emisiones de CO₂ evitadas por año y acumuladas al 2010 por generación eólica 27

Tabla 2.1 Velocidad específica de acuerdo al número de pala 63

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Grafica 1.1 (a) Nueva capacidad instalada registrada desde el 2004 por continente 15

Grafica 1.1 (b) Capacidad total instalada de los nuevos aerogeneradores en el 2008 15



Grafica 1.2 Diagnostico de la industria eléctrica en México..... 16
Grafica 1.3 Sistema eléctrico nacional capacidad efectiva por área a diciembre 2001..... 18

Grafica 2.1 Coeficiente de potencia de una turbina por el modelo de cantidad de movimiento 44
Grafica 2.2 Parámetros de operación para una turbina con limite de Betz 45
Grafica 2.3 Curva Curva $C_p - \lambda$ para velocidades específicas altas. 62
Grafica 2.4 Máximo coeficiente de potencia como una función del número de palas y sin arrastre 63
Grafica 2.7 Máximo coeficiente de potencia aprovechable para un rotor optimo de tres palas como función de la razón C/C_d 64

Grafica 3.1 Velocidades tangenciales alrededor del cilindro variando radios y ángulos 78
Grafica 3.2 Perfil de velocidad desde el punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil épsilon 1 86
Grafica 3.3 Perfil de velocidades desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos no influyen en el perfil épsilon 1 86

Grafica 3.4 Perfil de velocidad desde el punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil épsilon 15 90
Grafica 3.5 Perfil de velocidades desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos no influyen en el perfil épsilon 15 90

Grafica 3.6 Perfil de velocidad desde el punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil épsilon 25 92
Grafica 3.7 Perfil de velocidades desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos no influyen en el perfil épsilon 25 92

Grafica 3.8 Perfil de velocidad desde el punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil épsilon 50 94
Grafica 3.9 Perfil de velocidades desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos no influyen en el perfil épsilon 50 94

Grafica 3.10 Perfil de velocidad desde el punto lejano de la parte frontal hasta que toca el perfil épsilon 100 97
Grafica 3.11 Perfil de velocidades desde la parte superior del perfil hasta una distancia donde los efectos no influyen en el perfil épsilon 100 97



NOMENCLATURA.

H	Presión total.
S	Coficiente de presión $(H - p) / \left[\frac{1}{2} (\rho V^2) \right]$
V	Velocidad de corriente libre.
α	Radio del cilindro circular.
c_l	Coficiente de sustentación.
e	Logaritmos de base neperianos, 2.71828
i	$\sqrt{-1}$
\ln	Logaritmos a la base, e .
m	Fuerza másica por unidad de longitud.
p	$1 - \left(\frac{x}{2\alpha} \right)^2 - \left(\frac{y}{2\alpha} \right)^2$
p	Presión estática local.
r	Radio del vector de z (modulo).
u	Componente de velocidad a lo largo de x .
v	Componente de la velocidad a lo largo de y .
v	Velocidad local en algún punto sobre la superficie del perfil.
w	Variable compleja.
x	Coordenada cartesiana.
x	Parte real de la variable compleja z o ξ .
y	Coordenada cartesiana.
y	Magnitud de la parte imaginaria de la variable compleja z .
z	Variable compleja.
z'	Variable compleja en el rededor del círculo plano
z^*	Variable compleja para el flujo alrededor de un círculo a quien el centro cambiando el de centro de coordenadas.
Γ	Circulación, en el sentido positivo del reloj.
α_0	Sección del ángulo de ataque.
ϵ	Distancia del centro del círculo al centro de coordenadas.
ζ	Variable compleja.
η	Magnitud de la variable compleja.
θ	Coordenada angular de la variable compleja z (argumento).
θ	Coordenada angular de z' .
λ	αe^λ Es el vector del radio z .
μ	Doble fuerza por unidad de longitud.
ξ	Parte real de la variable compleja ζ .
π	Radio de la circunferencia de un círculo a ese diámetro.
ρ	Densidad de la masa del aire.
ϕ	Parte real de la variable compleja w .
ϕ	Función potencial.
φ	Coordenada angular de z .
ψ	Magnitud de la parte imaginaria de la variable compleja w .
ψ	Función de corriente.
ψ	αe^ψ Es el radio del vector de z' .
ψ_0	Valor promedio de ψ .
∞	Infinito.
L	Sustentación
D	Arrastre
c	Cuerda
C_l	Coficiente de sustentación



C_d	Coeficiente de arrastre
Ω	Velocidad angular del rotor
E_a	Empuje aerodinámico
v	Velocidad
a	Factor de inducción axial
a'	Factor de inducción angular
C_p	Coeficiente de potencia
C_T	Coeficiente de resistencia
w	Velocidad angular impartida a la corriente de flujo
Q	Fuerza tangencial (Torque)
λ	Velocidad específica
λ_r	Velocidad específica local
T	Empuje
$C_{P,max}$	Coeficiente de potencia máximo
C_T	Coeficiente de resistencia
η_T	Eficiencia total
η_{mec}	Eficiencia total
P_{out}	Potencia de salida
T	Empuje
τ	Esfuerzo cortante
α	Ángulo de ataque
θ_P	Ángulo de asiento
φ	Ángulo de flujo
U_{rel}	Velocidad relativa
B	Número de palas
F_N	Fuerza Normal (Empuje)
r	Radio del rotor
r_r	Radio específico
F	Fuerza
A	Área
P	Presión
U	Velocidad del viento
h	Altura
P_w	Potencia de la turbina



BIBLIOGRAFIA

- [1] World Wind Energy Report 2008, WWEA Head Office, Charles-de-Gaulle-Str. 5, 53113 Bonn, Germany.
- [2] Tony Burdon, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi, "Wind Energy Handbook", WILEY, England, 2001.
- [3] <http://anesmichoacan.org/>
- [4] http://www.anes.org/anes/index.php?option=com_wrapper&Itemid=57
- [5] <http://anesmichoacan.org/files/MiercolesPDF/MarcoJuridico.pdf>
- [6] Yunus A. Cengel, John M. Cimbala, "Mecánica de Fluidos: Fundamentos y Aplicaciones", McGraw Hill, 2006.
- [7] R. Byron Bird, Warren E. Stewart, Edwin N. Lightfoot, "Fenómenos de Transporte", 2ª ed. Limusa Wiley, 2008.
- [8] Tesis: "Optimización del Diseño Aerodinámico de un Alabe de Turbina de Viento por el método de elemento Finito caso: Holbox, Quintana Roo". Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, José Luis Ramírez Herrera, Morelia, Michoacán; Agosto del 2009.
- [9] Tesis: "Uso de CAMWorks 2006 para la Automatización de Procesos de Manufactura", Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Pablo Raúl Mejía García, Morelia, Michoacán; abril del 2007.
- [10] Tesis: "Aplicación de SolidWorks para la Manufactura de un Rotor de Turbina de Vapor Aplicando la Tecnología CNC", Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Marco Heriberto Calderón Gutiérrez, Morelia, Michoacán; enero del 2010.
- [11] Tesis: "Generación de Secuencias de Maquinado Usando CAMWorks Para la Fresadora DYNA EM-3116", Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Abraham Dueñas Pérez, Morelia, Michoacán, Abril del 2007.
- [12] Tesis: "Optimización del Diseño de Alabes de Turbina de Viento Mediante Sistemas Computacionales Integrados", Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Víctor López Garza, Morelia, Michoacán; Diciembre del 2004.
- [13] D. LE GOURIÉRES, "Energía Eólica: Teoría, Concepción y calculo practico de las instalaciones", masson, s.a., 1983.
- [14] Andrew Corbyn, Matthew Little, "Fibre Glass Wind Turbine Blade Manufacturing Guide" Engineers Without Borders (EWB-UK), Sibol ng Agahm at Teknolohiya (SIBAT-Philippines), Version 1.4, May; 2008.
- [15] V.K. Vijay, H.P. Garg; "Renewable Energy and Environment for Sustainable Development", Narosa Publishing House; 2009.
- [16] Paul Gipe, "Wind Energy Comes of Age"; John Wiley and Sons, Inc.; 1995.
- [17] Tesis: "Secuencia de Maquinado Para Una Fresadora DYNA EM-3116 Utilizando MasterCAM X", Facultad de Ingeniería Mecánica", Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, José Israel López Valverde, Morelia, Michoacán, junio del 2010.
- [18] Tesis: "Fabricación de un Modelo Para Fundición de un álabe de Rodete Hidráulico tipo Francis", Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Marco Antonio Ugalde Linares, Morelia, Michoacán; Agosto del 2010.
- [19] World Wind Energy Report 2009, © World Wind Energy Association WWEA 2010, Date of publication: March 2010, WWEA Head Office, Charles-de-Gaulle-Str. 5, 53113 Bonn, Germany.
- [20] World Wind Energy Report 2010, © World Wind Energy Association WWEA 2011, Date of publication: April 2011, WWEA Head Office, Charles-de-Gaulle-Str. 5, 53113 Bonn, Germany.
- [21] Derry T. K., Williams T. I. Historia de la Tecnología, Vols. I, II y III. Siglo XXI de España, Editores S. A. (1977) ISBN 84-323-0282-1.