

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



PONTIFICIA
**UNIVERSIDAD
CATÓLICA**
DEL PERÚ

ESTUDIO COMPARATIVO DE PERFILES AERODINÁMICOS DE ÁLABES PARA UNA TURBINA EÓLICA DE 3 KW MEDIANTE MÉTODO ANALÍTICO Y SIMULACIÓN NUMÉRICA

Tesis para optar el Título de Ingeniero Mecánico,

que presenta el bachiller:

Jorge Antonio Povis Matos

ASESOR: Dr. Rosendo Franco Rodríguez

Lima, Octubre del 2016

RESUMEN

El presente trabajo de tesis consiste en el análisis aerodinámico de perfiles de sustentación para un aerogenerador de tres álabes de eje horizontal con una potencia de 3kW. El principal objetivo reside en la determinación y comparación de la eficiencia aerodinámica de 4 perfiles de sustentación mediante método analítico para finalmente evaluar el perfil de mayor eficiencia a través de simulación numérica por medio de software CFD.

A través de la combinación de las teorías de cantidad de movimiento y del elemento del álabe se logra desarrollar el método analítico que consiste en un proceso de cálculo iterativo con el cual se analiza 4 perfiles aerodinámicos, en cada condición de operación y en cada sección del álabe en las que se dividió. Esto lleva a obtener los parámetros que definen el rendimiento aerodinámico para luego comparar los perfiles mediante las curvas de coeficiente de potencia vs velocidad específica de la punta del álabe obteniéndose que el perfil de mayor eficiencia es el WORTMANN FX 60-126.

Luego de seleccionar el perfil más eficiente se procede a evaluar sus características mediante simulación numérica a través del análisis de volúmenes finitos para flujo externo en software CFD. Se presenta la metodología de trabajo para elaborar el modelado, el mallado, las condiciones de contorno y el análisis de convergencia en el modelo de turbulencia SST. Al obtener los resultados de potencia por simulación numérica se comparan las curvas de rendimiento entre ambos métodos desarrollados, concluyendo principalmente que el método analítico es un proceso de cálculo confiable ya que la curva de eficiencia presenta la forma característica de campana para aerogeneradores de eje horizontal. Como resultado se tiene que mediante la comparación de las curvas de coeficiente de potencia vs velocidad específica en el perfil seleccionado la variación del coeficiente de potencia es de aproximadamente 15% para la mayor parte de las condiciones de operación.

Finalmente, se muestra la resolución de los fenómenos aerodinámicos donde se observa el cambio de presión y velocidad del viento al atravesar el rotor, la resolución del perfil de velocidad en la capa límite, las líneas de flujo y la turbulencia generada por el paso de viento sobre el rotor, la diferencia de velocidades y presiones alrededor del perfil aerodinámico que generan la fuerza de sustentación y finalmente la potencia. Concluyéndose que el procedimiento desarrollado para la simulación numérica es confiable ya que describe los fenómenos aerodinámicos esperados teóricamente.



DEDICATORIA

A mis padres quienes me apoyaron en todo momento. A mi madre Rosario por su incondicional apoyo cada mañana. A mi padre Julio por ser el mejor ejemplo de perseverancia y constancia. A mis abuelos Jorge, Natividad, Aida y Julio por guiarme y por el tiempo compartido. Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesor Dr. Rosendo Franco Rodríguez por su apoyo, orientación y disponibilidad a lo largo del desarrollo de la presente tesis. Asimismo, a todos aquellos que me apoyaron para escribir y concluir esta tesis.



ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN.....	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
ÍNDICE DE CONTENIDO	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE SÍMBOLOS	xi
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	2
Objetivo General	2
Objetivos Específicos	2
1 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA	4
1.1 Desarrollo histórico de la energía eólica	4
1.1.1 Turbinas eólicas modernas y sus inicios.....	5
1.1.2 Panorama mundial de la energía eólica.....	6
1.1.3 Energía eólica en el Perú.....	9
1.2 Características y naturaleza del viento	11
1.2.1 Formación del viento	11
1.2.2 Variaciones geográficas y estacionales del viento	12
1.2.3 Efectos de las condiciones de sitio en el flujo del viento	13
1.2.4 Variación de la velocidad del viento con la altura.....	14
1.2.5 Métodos de análisis y estimación de producción de energía	15
1.2.6 Mapa eólico del Perú	15
1.2.7 Medición e Instrumentación del viento	17
1.3 Turbinas eólicas	19
1.3.1 Clasificación de turbinas eólicas	19
1.3.2 Componentes de un sistema HAWT	21

1.3.2.1	El rotor.....	21
1.3.2.2	El control de paso del álabe.....	23
1.3.2.3	El tren de transmisión.....	25
1.3.2.4	La góndola y el marco principal.....	25
1.3.2.5	El mecanismo de orientación del rotor.....	26
1.3.2.6	El sistema de control.....	27
1.3.2.7	La torre y los cimientos.....	27
1.3.2.8	El generador.....	28
1.3.2.9	El transformador.....	28
1.3.3	Energía disponible en el viento.....	29
2	ANÁLISIS AERODINÁMICO DE PERFILES DE SUSTENTACIÓN MEDIANTE LA TEORÍA DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO Y DEL ELEMENTO DE ÁLABE.....	31
2.1	Desarrollo de la teoría de cantidad de movimiento.....	31
2.2	Efecto de la estela en un aerogenerador.....	34
2.3	Perfiles de sustentación y su aerodinámica.....	38
2.3.1	Terminología y parámetros.....	38
2.3.2	Comportamiento aerodinámico.....	40
2.3.3	Perfiles aerodinámicos.....	42
2.3.4	Comparación de convertidores de energía eólica.....	43
2.3.5	Efectos del arrastre y número de palas en el rendimiento de un aerogenerador HAWT.....	44
2.4	Condiciones de operación.....	45
2.5	Desarrollo de la teoría del elemento de álabe.....	46
2.6	Factores que definen y afectan el rendimiento aerodinámico.....	48
2.7	Cálculo del coeficiente de potencia.....	49
2.8	Obtención de la longitud de cuerda y del ángulo de velocidad relativa.....	50
2.9	Método de determinación del rendimiento aerodinámico.....	50
2.9.1	Determinación de la geometría: longitud de cuerda y ángulo de paso...	51
2.9.2	Etapas de iteración para el cálculo del C_P	52

3	DETERMINACIÓN Y COMPARACIÓN DE COEFICIENTES DE POTENCIA.....	54
3.1	Perfiles de sustentación a evaluar	54
3.2	Cálculo del coeficiente de potencia según velocidad específica.....	55
3.2.1	Determinación de la geometría	55
3.2.2	Etapas de iteración.....	58
3.3	Comparación de curvas de coeficiente de potencia - velocidad específica ...	62
4	ANÁLISIS COMPUTACIONAL DEL PERFIL SELECCIONADO MEDIANTE SOFTWARE CFD	65
4.1	Modelado del rotor del aerogenerador	66
4.2	Volumen de control del fluido para simulación	70
4.3	Generación del mallado	71
4.4	Condiciones de contorno	73
4.5	Estudio de convergencia del modelo	75
4.5.1	Convergencia por residuos y desbalances	75
4.5.2	Resolución de la capa límite	78
4.5.3	Estudio de refinamiento de malla.....	80
4.6	Resultados del análisis computacional	81
4.6.1	Resultados cuantitativos de simulación numérica por ANSYS CFX.....	81
4.6.2	Comparación de resultados: método analítico y simulación numérica ...	83
4.6.3	Resultados cualitativos para el caso nominal de operación	84
	CONCLUSIONES	93
	RECOMENDACIONES.....	95
	BIBLIOGRAFÍA.....	96
	ANEXOS	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Potencia por unidad de área disponible en el viento a 10 °C.....	30
Tabla 2.1. Condiciones de operación para el análisis aerodinámico.	45
Tabla 3.1. Propiedades de los perfiles aerodinámicos a evaluar.....	55
Tabla 3.2. Geometría de álabes según cálculo en el Caso 2 de operación.....	57
Tabla 3.3. Longitud de cuerda y ángulo de paso para WORTMANN FX 60-126.....	58
Tabla 3.4. Resultados del caso 2 para el perfil WORTMANN FX 60-126.....	60
Tabla 3.5. Resultados del caso 2 para el perfil NACA 4418.....	60
Tabla 3.6. Resultados del caso 2 para el perfil E387.....	61
Tabla 3.7. Resultados del caso 2 para el perfil S823.....	61
Tabla 3.8. Coeficientes de potencia del perfil WORTMANN FX 60-126.....	62
Tabla 3.9. Resultados del cálculo del C_p por el método analítico.....	63
Tabla 4.1. Geometría del perfil aerodinámico para simulación numérica.....	66
Tabla 4.2. Coordenadas de sección 1 para el perfil WORTMANN FX 60-126.....	67
Tabla 4.3. Estadísticas de mallado.....	73
Tabla 4.4. Resultados del estudio de refinamiento de malla.....	81
Tabla 4.5. Resultados de la simulación numérica por ANSYS CFX.....	82
Tabla 4.6. Comparación de resultados del método analítico y simulación numérica... ..	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolución del uso del viento como energía [1], [3], [4].....	6
Figura 1.2. Inversión en energías renovables por tecnología (miles de MMUS\$) [6].	7
Figura 1.3. Proyecciones de capacidad instalada (GW) [7].	8
Figura 1.4. Potencia instalada y generación de renovables a nivel mundial [8].	8
Figura 1.5. Países con mayor potencia instalada de energía eólica (2014) [9].	9
Figura 1.6. Potencia instalada por tipo de origen y servicio en el Perú (MW) [11].	9
Figura 1.7. Producción de energía eléctrica por tipo en el COES 2014 [13].	10
Figura 1.8. Evolución de la máxima demanda y su cobertura en el 2014 [11], [12].	11
Figura 1.9. Circulación general del aire en la superficie [15].	12
Figura 1.10. Cambios en la dirección del viento entre el mar y la tierra [2].	13
Figura 1.11. Perfil de velocidad [1].	14
Figura 1.12. Ejemplo de histograma de velocidades del viento [1].	15
Figura 1.13. Atlas eólico del Perú a 80 m de altura [16].	16
Figura 1.14. Atlas eólico de Cajamarca, Ica y Piura a 80 m de altura [16].	17
Figura 1.15. Instrumentos para la medición de la velocidad del viento [1].	18
Figura 1.16. Diagrama de distribución de vientos [1].	19
Figura 1.17. Aerogeneradores de eje vertical [15].	20
Figura 1.18. Componentes de un aerogenerador HAWT [2].	21
Figura 1.19. Cubo y álabe del rotor [14].	22
Figura 1.20. Número de álabes en un aerogenerador [2].	23
Figura 1.21. Control de paso del álabe por paso fijo [18].	23
Figura 1.22. Control por paso variable: electromecánico e hidráulico [19].	24
Figura 1.23. Reductor planetario con freno de emergencia [19].	25
Figura 1.24. Sistema activo de orientación del rotor [20].	26
Figura 1.25. Anemómetro y veleta en la parte superior de la góndola [21].	27
Figura 1.26. Niveles internos en la torre de un aerogenerador.	28
Figura 1.27. Flujo de aire a través de una sección [1].	29
Figura 2.1. Volumen de control y variación de presión [1], [2].	32
Figura 2.2. Parámetros de un aerogenerador ideal de Betz [1].	34
Figura 2.3. Efecto de la estela de rotación [1], [22].	35
Figura 2.4. Volumen de control con efecto de estela [1].	35
Figura 2.5. Factores de inducción para la velocidad específica del caso nominal.	37
Figura 2.6. Nomenclatura de un perfil aerodinámico.	38
Figura 2.7. Fuerzas y momento resultante en un perfil aerodinámico.	39

Figura 2.8. Comportamiento de los coeficientes de sustentación y arrastre.....	41
Figura 2.9. Aerogenerador de arrastre.....	43
Figura 2.10. Máximo C_P según el número de álabes [1].....	44
Figura 2.11. Máximo C_P según relación C_l/C_d [1].	45
Figura 2.12. División de un álabe en N secciones.....	46
Figura 2.13. Relación de la geometría de una sección del álabe.	47
Figura 3.1. NACA 4418.....	54
Figura 3.2. WORTMANN FX 60-126.....	54
Figura 3.3. E387	54
Figura 3.4. S823	55
Figura 3.5. Parámetros de análisis en software libre QBlade.	56
Figura 3.6. Curvas de C_l , C_d y C_l/C_d según número de Reynolds y ángulo de ataque. 56	
Figura 3.7. Variación de la longitud de cuerda según condición de operación.	58
Figura 3.8. Curva C_P - λ del perfil WORTMANN FX 60-126.	62
Figura 3.9. Comparación de curvas C_P - λ de los perfiles evaluados.	64
Figura 4.1. Configuración para obtención de puntos del perfil aerodinámico.	66
Figura 4.2. Curvas de secciones del álabe en ANSYS Design Modeler.	68
Figura 4.3. Superficie del álabe.	69
Figura 4.4. Tercera parte del rotor del aerogenerador en ANSYS Design Modeler.	69
Figura 4.5. Dominio estático y dominio rotatorio del volumen de control.....	71
Figura 4.6. Dimensiones del volumen de control.....	71
Figura 4.7. Mallado del dominio estático y rotatorio.	72
Figura 4.8. Mallado en las paredes del álabe.....	72
Figura 4.9. Configuración de condiciones de contorno del volumen de control.	74
Figura 4.10. Alcance del modelo de turbulencia SST.....	75
Figura 4.11. RMS de las ecuaciones de masa y cantidad de movimiento.	76
Figura 4.12. Conservation Target de los dominios estático y rotatorio.	76
Figura 4.13. Potencia del rotor (W) por número de iteraciones.	77
Figura 4.14. Yplus promedio por número de iteraciones.	78
Figura 4.15. Resolución del perfil de velocidad por refinamiento de malla.	79
Figura 4.16. Yplus vs número de capas y altura de primera capa.	79
Figura 4.17. Resolución de la capa límite según el número de capas.....	80
Figura 4.18. Estudio de refinamiento de malla.	81
Figura 4.19. Curva C_P - λ del perfil WORTMANN FX 60-126 por ANSYS CFX.	82
Figura 4.20. Comparación de curvas C_P - λ por el método analítico y simulación numérica en ANSYS CFX.	84
Figura 4.21. Yplus a lo largo del cubo y del álabe del rotor.	85

Figura 4.22. Perfil de velocidad dentro de la capa límite.	85
Figura 4.23. Trayectoria del flujo de aire.	86
Figura 4.24. Líneas del flujo de aire al atravesar el rotor.	87
Figura 4.25. Vectores de velocidad del viento en la punta del álabe.	88
Figura 4.26. Velocidad y regiones de turbulencia del viento.	89
Figura 4.27. Presión relativa del aire alrededor del rotor.	90
Figura 4.28. Diferencia de velocidades en el perfil de sustentación.	91
Figura 4.29. Diferencia de presiones en el perfil de sustentación.	92



LISTA DE SÍMBOLOS

θ_T	=	Ángulo de alabeo
α	=	Ángulo de ataque
φ	=	Ángulo de la velocidad relativa
θ_p	=	Ángulo de paso
$\theta_{p,0}$	=	Ángulo de paso en la punta del álabe
A	=	Área del rotor
C_d	=	Coefficiente de arrastre
C_t	=	Coefficiente de empuje
C_m	=	Coefficiente de momento de paso
C_P	=	Coefficiente de potencia
C_l	=	Coefficiente de sustentación
C_n	=	Coefficiente normal
C_t	=	Coefficiente tangencial
ρ	=	Densidad
N	=	Elementos o secciones de álabe
T	=	Empuje
K	=	Factor de corrección de Glauert
F	=	Factor de corrección de Prandtl
a'	=	Factor de inducción angular
a	=	Factor de inducción axial
\dot{m}	=	Flujo másico
F_D	=	Fuerza de arrastre
F_L	=	Fuerza de levante
F_N	=	Fuerza normal al rotor
F_T	=	Fuerza tangencial al círculo barrido por el rotor
L	=	Longitud característica
c	=	Longitud de cuerda
l	=	Longitud del álabe
m	=	Masa
B	=	Número de álabes
j	=	Número de iteración
P	=	Potencia
p	=	Presión
R	=	Radio del rotor
r	=	Radio local del rotor
i	=	Sección del álabe
σ	=	Solidez del rotor
σ'	=	Solidez local del rotor
t	=	Tiempo
Q	=	Torque ejercido en el rotor
Ω	=	Velocidad angular del rotor
ω	=	Velocidad angular impartida a la corriente de aire
U	=	Velocidad del viento
λ	=	Velocidad específica de la punta del álabe
λ_r	=	Velocidad específica local

ν = Viscosidad cinemática
 μ = Viscosidad dinámica



INTRODUCCIÓN

El viento ha sido utilizado a lo largo de los años de distintas maneras, aprovechando la energía cinética que este almacena para mover embarcaciones, molinos o aerogeneradores. Este recurso ha sido esencial durante muchos años hasta su pequeño declive debido a la aparición de los motores a vapor y de combustión en el inicio de la etapa industrial.

Durante las últimas décadas se ha tenido mayor conciencia de los efectos negativos que produce el utilizar combustibles fósiles para la generación de energía. A partir de ello se han llevado varias iniciativas alrededor del mundo para generar energía a través de fuentes renovables, ya sea biomasa, solar o eólica siendo las más utilizadas, aún hay mucho por explotar en cuanto al recurso disponible en el planeta. Además hay grandes oportunidades para el análisis de energía eólica en tierra y dentro del mar.

Para lograr aprovechar el recurso eólico disponible en el planeta se ha importado la tecnología y los conocimientos de otras ramas de la ingeniería, especialmente de la aviación, para analizar el rendimiento, la resistencia y los efectos que reducen la eficiencia de los aerogeneradores.

La energía eólica se presenta como una alternativa de generación no sólo para abastecer los sistemas interconectados nacionales, sino también para darle un uso en menor escala. La elección de un sistema de generación eólica presenta diversos parámetros a tomar en cuenta. Es por ello, que es necesario identificar un sistema idóneo que permita un buen aprovechamiento del recurso eólico.

En esta tesis se desarrolla un procedimiento de cálculo para la obtención de la capacidad de un rotor de convertir energía del viento mediante la combinación de dos teorías que implican la cantidad del movimiento y el dividir el álabe en secciones tales que se pueda analizar el efecto de su geometría. Además, a lo largo de la evaluación del método analítico se toma en cuenta los efectos de las condiciones de operación y la pérdida aerodinámica inherente que producen una disminución del rendimiento. También se evalúa y selecciona el tipo de aerogenerador que presenta mejores características para la generación de energía. Se presenta la relación que existe entre el número de álabes y la posible generación de una turbina eólica.

Luego de obtener el rendimiento aerodinámico de los perfiles evaluados, se compara y selecciona entre ellos el de mayor performance. Finalmente el perfil seleccionado es modelado y analizado a través de simulación numérica por software CFD con el objetivo de evaluar los fenómenos aerodinámicos en la capacidad de conversión de energía que este presenta para las condiciones de operación de un aerogenerador de 3 kW y 5 m de diámetro. Durante el proceso se obtiene una estrategia de modelado para álabes de aerogeneradores, así como un estudio de convergencia para reducir el tiempo de análisis computacional conservando la confiabilidad de los resultados, además se muestran los pasos para una configuración necesaria dentro del software para obtener resultados confiables y se presentan los resultados de manera cualitativa mostrando las velocidades, presiones y líneas de flujo que el perfil de sustentación y el rotor experimentan.

OBJETIVOS

Objetivo General

Realizar un estudio comparativo de 4 perfiles aerodinámicos para una turbina eólica de 3 álabes, 3 kW y 5 m de diámetro mediante método analítico y evaluar el perfil de mayor rendimiento a través de simulación numérica con software CFD.

Objetivos Específicos

- Estudiar las teorías de cantidad de movimiento y del elemento de álabe para perfiles aerodinámicos en aerogeneradores.
- Definir los factores que afectan el rendimiento aerodinámico.
- Aplicar la metodología para determinar el coeficiente de potencia.
- Obtener las curvas de coeficiente de potencia vs velocidad específica de la punta del álabe para 4 perfiles de sustentación según sus condiciones de operación.
- Seleccionar mediante comparación el rotor con el perfil de sustentación de mayor eficiencia aerodinámica.
- Aplicar un procedimiento para la simulación de flujo externo en el aerogenerador, considerando el perfil de mayor rendimiento.
- Realizar un estudio de convergencia del análisis computacional para garantizar la precisión de los resultados.

- Obtener la curva de rendimiento aerodinámico a partir de los resultados de la simulación numérica y compararla con la calculada mediante el método analítico.
- Evaluar de manera cualitativa, por medio de gráficos de velocidades, presiones y líneas de flujo los resultados obtenidos mediante simulación numérica.



CAPÍTULO 1

1 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA

La energía eólica ha estado presente a lo largo de la historia de la humanidad para diferentes usos. Hoy en día se utiliza básicamente para la generación de energía, luego de las máquinas a vapor y de otras tecnologías que tenían como recurso combustibles fósiles, la energía eólica se ha presentado como una alternativa limpia para el medio ambiente.

A pesar de que ya se ha estado generando energía a través de este medio durante el siglo pasado, recién en la última década del siglo XX ha habido un crecimiento industrial de este mercado. Llegando a convertirse en el siglo XXI en un importante recurso para países desarrollados con la finalidad de alcanzar objetivos de generación eléctrica en base a energías renovables.

El giro hacia la generación a través del viento se produjo gracias a que se ha comprendido que hay una necesidad de cambiar la forma en la que generamos energía y descartar o minimizar el uso de combustibles fósiles para ello. Por último, hoy en día se tiene la tecnología necesaria para aprovechar de manera más eficiente aplicando conceptos que se han utilizado para otro tipo de industrias como en la aeroespacial.

1.1 Desarrollo histórico de la energía eólica

Las turbinas eólicas se definen como máquinas que convierten la energía del viento en energía eléctrica, esto es diferente a lo que hace un molino de viento que convierte la energía del viento en energía mecánica. Como generadores eléctricos, las turbinas eólicas están conectadas a redes de electricidad ya sean a baterías, sistemas residenciales, sistemas aislados o a redes nacionales.

1.1.1 Turbinas eólicas modernas y sus inicios

En las turbinas eólicas modernas el principio de funcionamiento se basa en el uso de la fuerza aerodinámica de sustentación la cual produce un torque y consecuentemente un giro en el eje de la turbina, esta energía mecánica es luego transformada en electricidad. Una característica muy importante de las turbinas eólicas es que solo puede generar electricidad cuando el recurso del viento está disponible por lo que no es posible almacenar el recurso, en este caso el viento, y usarlo posteriormente. En muchos casos la variabilidad del recurso sirve para reducir la carga total de generación que se tiene en otras centrales de generación basadas en combustibles fósiles.

Una de las primeras referencias históricas sobre el uso del viento es el encontrado en el trabajo “La neumática” de Herón de Alejandría, en el cual se encuentra la descripción de un dispositivo que usa un molino para proveer aire hacia un órgano. La siguiente referencia data del siglo IX, cuando los molinos fueron usados en la región persa de Seistán. La primera aparición registrada en Europa data del siglo XII, donde se cree que los vikingos debido a sus continuos viajes a las regiones persas trajeron esos conceptos al norte de Europa [1].

Durante el siglo XVIII el inglés John Smeaton hizo un gran avance cuando introdujo algunas pruebas y evaluaciones mediante un equipo con el cual pudo concluir las relaciones entre la velocidad de la punta de los álabes, la velocidad del viento, el torque y la potencia [2].

Con la llegada de los generadores eléctricos a finales del siglo XIX se trató de generar giro a través de cualquier medio, lo que llevo a usar y experimentar con los molinos de viento. Los primeros intentos fueron hechos por Charles Brush, luego la turbina de Marcellus Jacobs tuvo avances en cuanto al perfil aerodinámico y además incorporó un sistema completo de generación a pequeña escala mediante una batería [3].

Luego en la primera mitad del siglo XX, Poul La Cour construyó turbinas con potencias de entre 20 a 35 kW. Después de la segunda guerra mundial, Johannes Juul instaló una turbina de 200kW en el sureste de Dinamarca la cual tenía las características de que usaba un sistema de control por paso fijo y un generador de inducción jaula de ardilla. Mientras que en los EEUU la turbina Smith-Putnam con un diámetro de 53.3 m y una potencia de 1.25 MW fue la turbina más grande construida por mucho tiempo [1].

El resurgimiento de la energía eólica se puede tomar desde los años 1960 cuando los trabajos hechos por Rachel Carson y Donella Meadows mostraban las posibles consecuencias de seguir utilizando combustibles fósiles como principal recurso de generación eléctrica. Luego de diversas pruebas para fomentar el desarrollo de la tecnología eólica llevadas a cabo en los EEUU se permitió conectar la generación de turbinas eólicas al sistema eléctrico nacional [1].

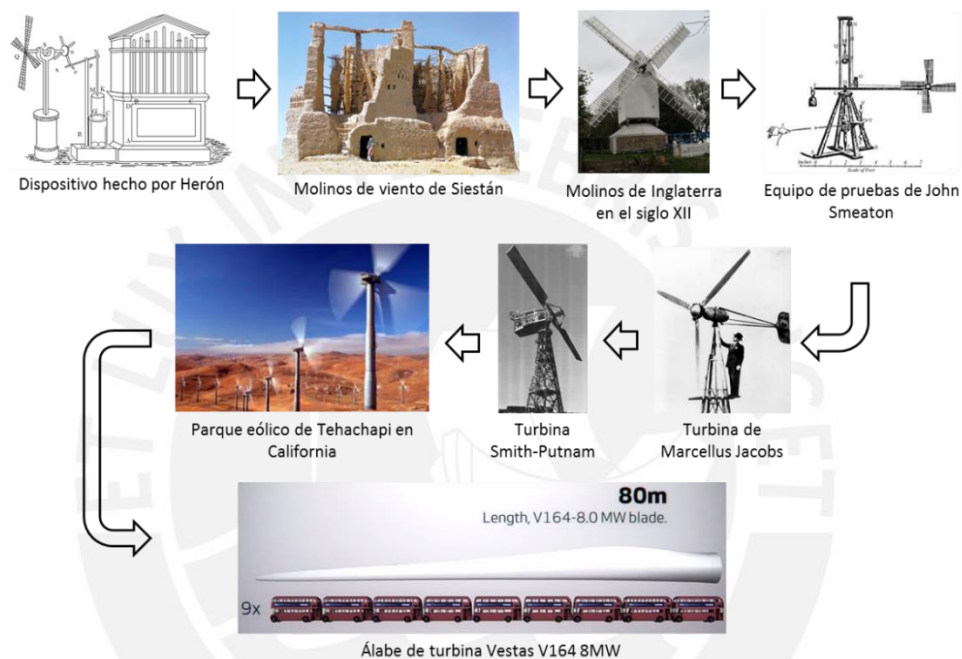


Figura 1.1. Evolución del uso del viento como energía [1], [3], [4].

Las iniciativas y la construcción de turbinas eólicas se mudaron luego a Europa, especialmente a Dinamarca y Alemania donde se encuentran las compañías más grandes de turbinas eólicas además de presentar mayores índices de generación eólica por habitante en estos días. Al 2015, la turbina eólica más grande del mundo tiene un rotor de 164 m con una potencia de 8 MW, aunque turbinas con mayores potencias y diámetros están bajo pruebas para ser instaladas mar adentro [5].

1.1.2 Panorama mundial de la energía eólica

La energía eólica ha evolucionado durante las últimas décadas. Es cada vez más confiable, rentable y silenciosa. El proceso de mejoramiento aún sigue avanzando y cada vez se usan más turbinas eólicas en el mar, expandiendo su uso y las tecnologías que su mantenimiento y generación requieren. A pesar de ello aún hay temas que

resolver debido a sus fluctuaciones y almacenamiento, modelos para el análisis de diseño, producción en masa, etc. Pero lo que está claro es que las oportunidades existen y son muchas, ya sean alentadas por el cambio climático o por el desarrollo tecnológico.

En la Figura 1.2 se puede apreciar que el monto de las inversiones en energías renovables a nivel mundial cayó por unos años pero luego volvió a subir, aunque esto se debió a que cada vez es más barato instalar una planta de energía renovable. En el 2014 se invirtieron \$99 500 millones en energía eólica, por lo que es uno de los segmentos industriales de más rápido crecimiento en el mundo [5].

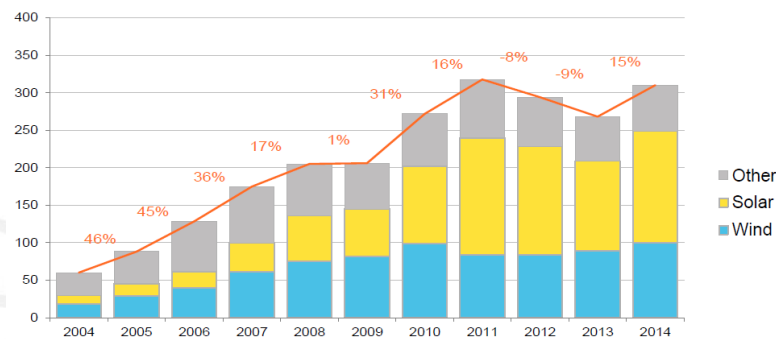


Figura 1.2. Inversión en energías renovables por tecnología (miles de MMUS\$) [6].

Incluso en algunos países, la instalación de una planta de energía a base de carbón es cada vez más cara que una planta de energía renovable ya que instalar una así genera más riesgos por las políticas que puedan tomar los gobiernos para limitar la generación a base combustible fósil y los riesgos de mala reputación a la empresa por dañar al medio ambiente. En el 2014, el uso de energía eólica evito que haya emisiones de más de 608 millones de toneladas de CO₂ a nivel mundial. Además, los parques eólicos generan entre 17 a 39 veces más energía de lo que consumen, comparado con la proporción de 16 veces para las plantas nucleares y de 11 veces para las plantas de carbón. A un aerogenerador le toma entre 3 a 6 meses en recuperar la energía que dedica en producir, operar y reciclar después de 20 a 25 de su vida útil. Según la proyección que se muestra en la Figura 1.3 a pesar de que el porcentaje de generación de energía a través de energía fósil se va reduciendo, la cantidad se mantiene a lo largo de los años. Para el 2030 se podría tener que entre el 17-19% de energía eléctrica instalada sea de origen eólico [5].

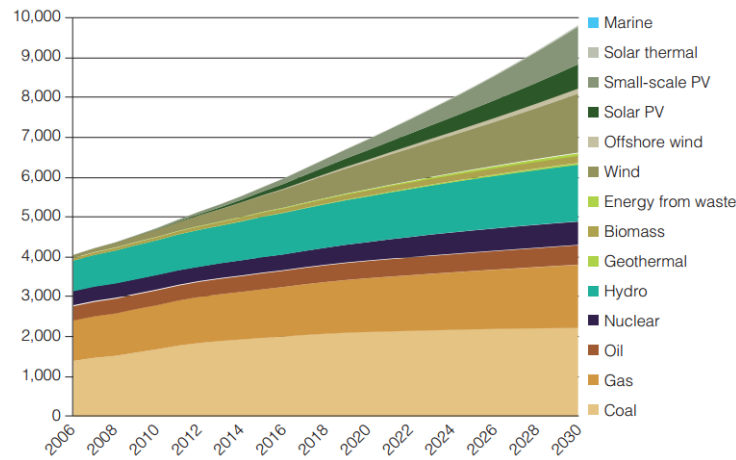


Figura 1.3. Proyecciones de capacidad instalada (GW) [7].

Por otro lado se sabe que mientras las economías crezcan la demanda por energía crecerá ya que la población que no tenía acceso a electricidad o a los servicios que esta presta está aumentando o porque las industrias demandan más energía para sus procesos. Una de las razones por las cuales la demanda de energía en países desarrollados está decreciendo es debido a la mayor eficiencia en el uso de energía.

	Hydropower	Solar PV*	CSP	Wind	Geothermal	Biomass	All Renewables	Renewable Capacity (GW)		Hydropower	Solar (PV* and CSP)	Biomass	Wind	Geothermal	All Renewables	Renewable Generation (GWh)
2000	19.8%	0.0%	0.0%	0.5%	0.2%	1.1%	21.6%	748	2000	16.8%	0.0%	1.2%	0.3%	0.3%	18.7%	2,727,082
2001	20.1%	0.1%	0.0%	0.7%	0.2%	1.1%	22.2%	789	2001	17.3%	0.0%	1.3%	0.4%	0.3%	19.3%	2,872,463
2002	19.8%	0.1%	0.0%	0.8%	0.2%	1.1%	22.0%	814	2002	17.1%	0.0%	1.2%	0.5%	0.3%	19.2%	2,955,879
2003	20.7%	0.1%	0.0%	1.0%	0.2%	1.0%	23.1%	888	2003	18.0%	0.0%	1.2%	0.7%	0.3%	20.2%	3,211,282
2004	20.1%	0.1%	0.0%	1.2%	0.2%	1.0%	22.6%	901	2004	17.3%	0.0%	1.1%	0.8%	0.3%	19.5%	3,247,899
2005	19.8%	0.1%	0.0%	1.4%	0.2%	1.1%	22.7%	934	2005	16.9%	0.0%	1.2%	0.9%	0.3%	19.4%	3,358,626
2006	19.4%	0.2%	0.0%	1.7%	0.2%	1.1%	22.7%	974	2006	16.7%	0.1%	1.2%	1.1%	0.3%	19.4%	3,488,055
2007	19.2%	0.2%	0.0%	2.1%	0.2%	1.1%	22.8%	1,022	2007	16.4%	0.1%	1.3%	1.3%	0.3%	19.3%	3,644,173
2008	19.1%	0.3%	0.0%	2.6%	0.2%	1.1%	23.3%	1,082	2008	16.6%	0.1%	1.3%	1.7%	0.3%	20.0%	3,822,689
2009	18.8%	0.4%	0.0%	3.3%	0.2%	1.2%	24.0%	1,161	2009	17.2%	0.1%	1.5%	2.2%	0.4%	21.3%	4,064,206
2010	18.4%	0.8%	0.0%	3.9%	0.2%	1.3%	24.6%	1,253	2010	16.6%	0.3%	1.6%	2.6%	0.3%	21.3%	4,319,733
2011	18.0%	1.3%	0.0%	4.5%	0.2%	1.4%	25.4%	1,356	2011	16.4%	0.4%	1.7%	3.0%	0.3%	21.7%	4,582,578
2012	17.8%	1.8%	0.0%	5.1%	0.2%	1.5%	26.5%	1,470	2012	16.3%	0.6%	1.8%	3.4%	0.3%	22.4%	4,891,891
2013	17.3%	2.4%	0.1%	5.5%	0.2%	1.5%	27.0%	1,560	2013	15.9%	0.8%	1.8%	3.7%	0.3%	22.6%	5,095,079

Figura 1.4. Potencia instalada y generación de renovables a nivel mundial [8].

Sin embargo, la capacidad instalada de energías renovables y su porcentaje con respecto a la capacidad y producción de energía mundial ha ido aumentando (Figura 1.4). Además, países como China y los EEUU tienen la mayor potencia instalada de energía eólica en el mundo. China ha llegado a las 76 241 turbinas eólicas instaladas y en operación en tierra al 2014, pero países como el Reino Unido y Dinamarca se han enfocado en la instalación de parques eólicos en el mar (Figura 1.5). En el 2014 se llegó a la máxima capacidad del potencia instalada eólica de 51.5 GW haciendo un total de más de 369.6 GW a nivel mundial. Además, se tiene una capacidad instalada de

parques eólicos dentro del mar de 8 759 GW. La cantidad de aerogeneradores dentro del mar que hay en China es de 226 y en Europa es de 2 488 [5].

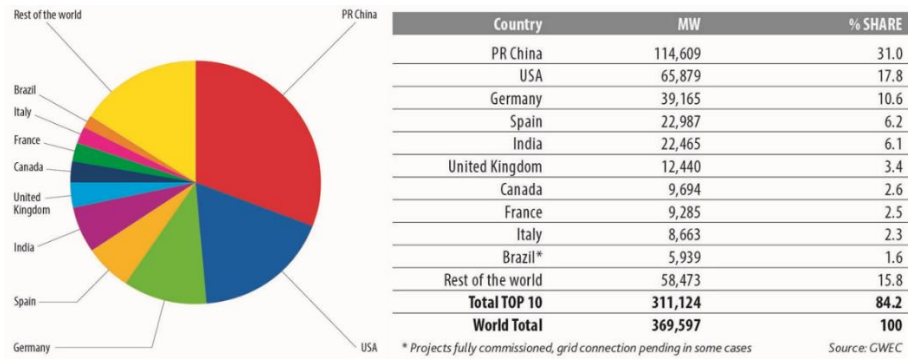


Figura 1.5. Países con mayor potencia instalada de energía eólica (2014) [9].

1.1.3 Energía eólica en el Perú

En 1847 se inicia la iluminación pública con aceite de ballena y en 1855 se inaugura el primer sistema de iluminación a gas en Lima. Seis años más tarde llega el primer barril de kerosene al Perú y dos años después se perfora el primer pozo petrolero. En 1866 se inaugura el alumbrado público eléctrico que iluminó la Plaza de Armas, los jirones Unión y Carabaya, el puente, la bajada del puente y la Plaza de la Recoleta. La electricidad provenía de una planta a vapor de 500 hp instalada frente al Parque Neptuno, hoy Paseo de la República [10].

Año	Total	Generación				Mercado eléctrico				Uso propio			
		Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica	Total	Hidráulica	Térmica	Solar	Eólica	Total	Hidráulica	Térmica
1 995	4 461,7	2 479,4	1 982,3			3 185,7	2 190,0	995,7			1 276,0	289,4	986,6
1 996	4 662,6	2 492,7	2 169,6		0,3	3 352,9	2 200,2	1 152,4		0,3	1 309,7	292,5	1 017,2
1 997	5 192,5	2 513,0	2 679,3		0,3	4 325,0	2 411,5	1 913,3		0,3	867,5	101,5	766,0
1 998	5 515,3	2 572,1	2 943,0		0,3	4 632,3	2 467,4	2 164,6		0,3	883,0	104,6	778,4
1 999	5 742,4	2 673,3	3 068,4		0,7	4 828,2	2 587,1	2 240,4		0,7	914,2	86,2	828,0
2 000	6 066,2	2 856,8	3 208,7		0,7	5 148,9	2 779,3	2 368,9		0,7	917,3	77,6	839,8
2 001	5 906,7	2 966,3	2 939,7		0,7	5 050,8	2 889,4	2 160,7		0,7	855,9	76,9	779,0
2 002	5 935,5	2 996,5	2 938,4		0,7	5 068,1	2 917,6	2 149,7		0,7	867,5	78,9	788,6
2 003	5 970,1	3 032,3	2 937,1		0,7	5 095,1	2 946,8	2 147,6		0,7	875,0	85,5	789,5
2 004	6 016,3	3 055,9	2 959,8		0,7	5 096,0	2 969,1	2 126,3		0,7	920,3	86,8	833,5
2 005	6 200,5	3 207,1	2 992,8		0,7	5 220,6	3 119,2	2 100,7		0,7	979,9	87,9	892,0
2 006	6 658,1	3 216,0	3 441,4		0,7	5 625,1	3 127,8	2 496,6		0,7	1 033,0	88,2	944,8
2 007	7 027,5	3 233,6	3 793,2		0,7	5 989,7	3 145,1	2 843,9		0,7	1 037,8	88,5	949,3
2 008	7 157,9	3 242,0	3 915,2		0,7	5 997,0	3 152,0	2 844,2		0,7	1 161,0	90,0	1 071,0
2 009	7 986,5	3 277,5	4 708,3		0,7	6 723,5	3 183,1	3 539,7		0,7	1 263,0	94,3	1 168,6
2 010	8 612,6	3 437,6	5 174,3		0,7	7 309,2	3 344,8	3 963,7		0,7	1 303,4	92,8	1 210,6
2 011	8 691,3	3 451,0	5 239,7		0,7	7 314,2	3 357,1	3 956,5		0,7	1 377,1	93,9	1 283,2
2 012	9 699,1	3 484,0	6 134,4	80,0	0,7	8 267,2	3 380,8	4 805,6	80,0	0,7	1 431,9	103,1	1 328,8
2 013	11 050,7	3 556,2	7 413,8	80,0	0,7	9 634,6	3 450,5	6 103,4	80,0	0,7	1 416,1	105,6	1 310,5
2014*	11 284,1	3 633,3	7 412,1	96,0	142,7	9 809,9	3 527,6	6 043,6	96,0	142,7	1 474,2	105,6	1 368,5
Incremento 1413	2%	2,2%	0%			1,82%	2,2%	-1,0%			4%	0%	4%
Variación media 1409	7%	2%	10%			8%	2%	11%			3%	2%	3%
Incremento 1404	85%	19%	150%			93%	19%	184%			50%	22%	64%
Variación media 1404	6%	2%	10%			7%	2%	11%			5%	2%	5%

(*) Información Preliminar

Figura 1.6. Potencia instalada por tipo de origen y servicio en el Perú (MW) [11].

Según el MINEM, en el 2014 la capacidad instalada de generación a nivel nacional creció a 11 284 MW con un ingreso de 142 MW de plantas eólicas. En cuanto a la participación de la capacidad instalada según el origen de generación, el 66% correspondió al origen térmico, el 32% fue hidráulico y el 2% de unidades de origen solar y eólico (Figura 1.6). Del porcentaje de origen renovable, el 29% de la potencia instalada fue de fuentes eólicas [11].

Según el COES [12] [13], durante el año 2014 la producción de energía eléctrica fue 41 795,89 GW-h. La generación hidroeléctrica tuvo la mayor participación en el abastecimiento de la demanda de energía con 21 002,9 GW-h (plantas con capacidades mayores y menores a 20 MW), lo que representó el 50,25% del total; la generación termoeléctrica fue de 20 337,4 GW-h (termoeléctrica, bagazo y biogás), es decir 48,66%. Por otra parte, la generación con recursos energéticos renovables (RER) mediante energía eólica tuvo una participación de 256,31 GW-h que significó el 0,61% y 199,3 GW-h para el caso de las fuentes solares que representó el 0,48% del total producido (Figura 1.7). Sin embargo si se toma en consideración la energía generada no solo por las empresas pertenecientes al COES sino también a las que generan electricidad para uso propio o generadoras aisladas que no están conectadas a ninguna red se tiene que la generación térmica fue de 51%, hidráulica de 48% y renovables de solo el 1%. Dentro de la producción por energías renovables, la energía eólica representó el 29%.

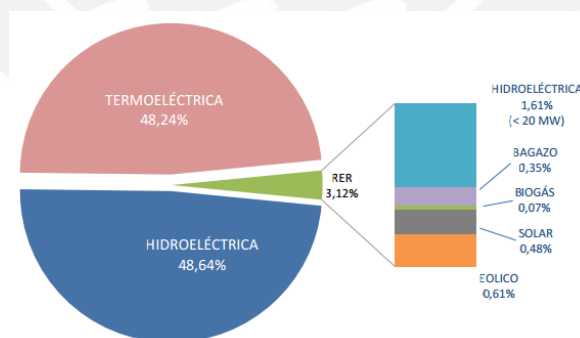


Figura 1.7. Producción de energía eléctrica por tipo en el COES 2014 [13].

La máxima demanda en el año 2014 fue de 5 737,3 MW, que representa un incremento en 2,9% respecto a la demanda del 2013. Con el ingreso del recurso eólico a la matriz de energía eléctrica del SEIN, las centrales aportaron el 1,6% (92,8 MW), ocasionando la disminución de la participación del bagazo en 67.3% y biogás en 3.2%, así como la

ausencia del carbón, petróleo residual y diésel en la cobertura de la máxima demanda anual (Figura 1.8).

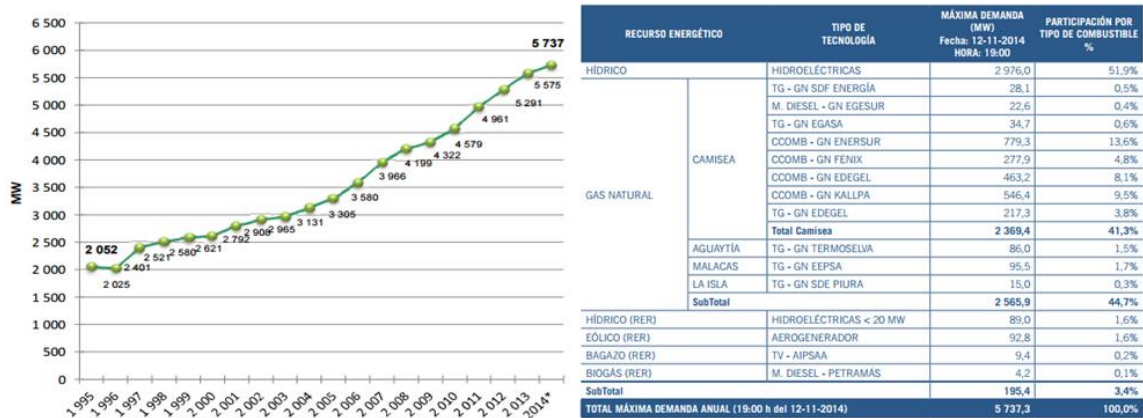


Figura 1.8. Evolución de la máxima demanda y su cobertura en el 2014 [11], [12].

1.2 Características y naturaleza del viento

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), incluyendo la energía de los combustibles fósiles provienen del sol. Alrededor de un 1 a un 2% de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra [14].

La comprensión de las características del viento en un lugar en específico es necesaria para diseñar una turbina tomando en consideración la velocidad del viento y las turbulencias que allí ocurran, además de conocer si en el lugar se puede obtener suficiente potencia debido a las condiciones del viento y tener información sobre el recurso eólico para los manejos de carga y procedimientos de operación así como la predicción del mantenimiento y vida útil.

1.2.1 Formación del viento

Las regiones alrededor del Ecuador son calentadas más por el sol que el resto del planeta. El aire caliente es menos pesado que el frío así que se elevará hasta alcanzar unos 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si la Tierra no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al Ecuador.

Debido a la rotación de la Tierra, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha (si se observa desde el suelo) y en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda. Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis. En el hemisferio sur el viento rota en favor a las manecillas del reloj conforme se acerca a regiones de baja presión, lo contrario sucede en el hemisferio norte.

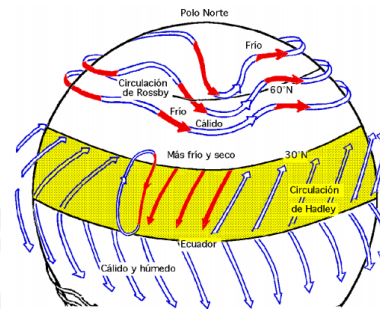


Figura 1.9. Circulación general del aire en la superficie [15].

El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío (Figura 1.9).

1.2.2 Variaciones geográficas y estacionales del viento

El viento es muy influenciado por las características del terreno para altitudes de hasta 100 m donde la velocidad del viento disminuye debido a los obstáculos o la aspereza del lugar. Por ello, puede haber diferencias entre la dirección del viento debido al calentamiento en el ecuador y la fuerza Coriolis, y la dirección del viento cerca a la superficie.

Las masas terrestres son calentadas más rápidamente que el mar durante el día por lo que el aire se eleva y va hacia el mar, creando una zona de baja presión a bajas altitudes en la tierra atrayendo el aire frío del mar. Durante la noche el sentido de flujo de viento es opuesto pero con menor velocidad ya que la diferencia de temperaturas es mucho menor [14]. Otro ejemplo es el que sucede entre las montañas y los valles donde durante

el día el aire caliente de las laderas de la montaña se eleva y reemplaza el aire frío encima de él, pero en la noche el aire frío desciende y se estanca en los valles [1].

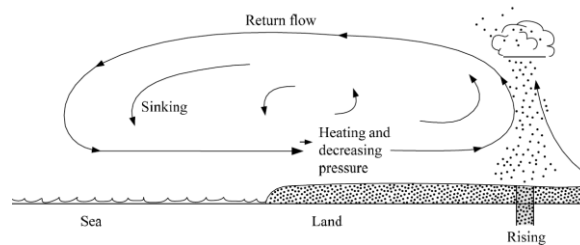


Figura 1.10. Cambios en la dirección del viento entre el mar y la tierra [2].

Las variaciones estacionales y mensuales afectan la velocidad promedio del viento. Además en climas tropicales y templados ocurren grandes variaciones de viento durante el día y la noche debido al calentamiento de la tierra durante el día. Algunas de las variaciones a corto plazo que son importantes analizar son la turbulencia y las ráfagas de viento. Estos fenómenos necesitan ser cuantificados ya que entran al análisis de diseño, control y operación de un aerogenerador [1].

1.2.3 Efectos de las condiciones de sitio en el flujo del viento

El factor más influyente para aerogeneradores de menor escala es las condiciones del sitio, ya que a pesar de que el viento siga patrones globales, el viento puede cambiar de velocidad y direcciones si se enfrenta a obstáculos durante su trayectoria. Por lo que antes de escoger un lugar para la instalación de un aerogenerador es importante conocer si el área es libre de obstáculos y si es plana.

Aunque las elevaciones pueden ser tomadas en forma positiva cuando se instala un aerogenerador sobre ellas. La velocidad del viento se puede incrementar sobre montañas con especiales formas haciendo que este sea el lugar más idóneo para instalar el sistema. Además, los obstáculos pueden ser cuerpos naturales o creados por el hombre (edificios, casas, etc.) los cuales crean turbulencia al paso del viento y una disminución considerable en su velocidad. Otro factor determinante es la aspereza del terreno, ya que la superficie no es uniforme y cambia de lugar en lugar inclusive en áreas pequeñas. La aspereza en el terreno puede provenir de los cambios creados por la vegetación o los cambios entre el mar y la tierra.

1.2.4 Variación de la velocidad del viento con la altura

La capa más baja de la atmósfera es la denominada capa límite atmosférica, la cual tiene características turbulentas. El aire que fluye en esta región está influenciado por la fricción del viento con la superficie de la tierra, la orografía, la topografía y la distribución vertical de presión y temperatura. Por encima de esta capa, el viento ya no es influenciado por la fricción y es más estable. La altura de esta capa puede variar entre 100 m a 2 000 m según las condiciones del sitio. La fricción existente entre el viento y la superficie toma energía del viento, lo que resulta en un gradiente de velocidad a lo largo de la dirección vertical. Por lo tanto, la velocidad del viento varía con la altura. Es en esta capa límite atmosférica donde operan los aerogeneradores. [2].

La capa de aire que fluye inmediatamente por encima a la superficie de la tierra se le denomina capa límite superficial y su altura es aproximadamente el 10% de la capa límite atmosférica. Esta capa depende de la variación vertical de la temperatura y la fricción con la superficie. Se ha demostrado que mientras más alta sea la turbina menos tiempo se verá influenciada por la capa límite superficial [3].

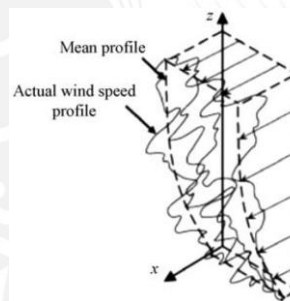


Figura 1.11. Perfil de velocidad [1].

La variación de la velocidad a lo largo de la dirección vertical se denomina perfil de velocidad (Figura 1.11). En realidad, la velocidad del viento cambia en dirección y tiempo debido a las turbulencias por lo que se toma un valor promedio como referencia. Además se tiene que el perfil de velocidad muestra mayor velocidad a mayor altura, es por ello que se toman medidas a lo largo de la dirección vertical. Aunque, existen dos modelos mayormente usados para predecir la variación de la velocidad del viento con respecto a la altura: el perfil de la ley logarítmica y el perfil de la ley de potencia [1].

1.2.5 Métodos de análisis y estimación de producción de energía

Las variaciones del viento a través del tiempo tienen una gran influencia en el performance de un aerogenerador por lo que determinar su variabilidad es importante. Aproximadamente toma 30 años en recolectar información para determinar valores a largo plazo del clima y toma alrededor de 5 años tener un valor promedio de la velocidad del viento del lugar de estudio. Pero por lo general se toma un año de datos registrados como referencia, además de usar modelos de predicción a largo plazo [1].

Existen dos formas de evaluar un lugar y determinar si es posible instalar un aerogenerador. La primera se basa en la obtención y registro de data del viento para para establecer la potencia que se obtendrá en ese lugar. La segunda forma se basa en la predicción a través de modelos estadísticos los cuales dan un acercamiento de los valores de potencia que se pueden obtener.

Con el uso del primer modo de evaluación se puede obtener la velocidad promedio del viento, su desviación estándar, la densidad de potencia (potencia a obtener por unidad de área) y la energía promedio durante un periodo. Este método generalmente está basado en tomar muestras periódicas con el mismo intervalo de tiempo y realizar un histograma de la velocidad del viento (Figura 1.12).

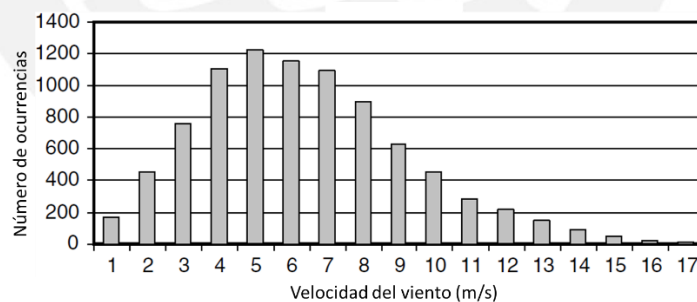


Figura 1.12. Ejemplo de histograma de velocidades del viento [1].

1.2.6 Mapa eólico del Perú

La característica más llamativa del viento es su variabilidad ya que este cambia geográficamente y temporalmente. Inclusive dentro de una región, el viento varía en una escala menor debido a la geografía del lugar, el tamaño de la tierra y el mar, la topografía y la vegetación. Por encima del mar abierto las velocidades del viento son más altas, mientras que disminuyen rápidamente por encima de las superficies terrestres. Además

es complicado establecer si un lugar es idóneo para la instalación de un aerogenerador si no se tiene la información suficiente o si no es confiable. Por lo que el uso de mapas eólicos da una guía para la instalación de un sistema.

En el 2008 el MINEM publicó un atlas eólico del Perú el cual permite conseguir información básica sobre el recurso eólico y su disponibilidad en el país (Figura 1.13). Se puede observar en forma preliminar el potencial eólico a nivel nacional con lo que facilita la información georeferenciada para la determinación de lugares recomendados y viables que cuentan con recurso suficiente, con la finalidad de poder tomar decisiones de investigaciones en campo y realizar el diseño, ejecución y operación de los sistemas aislados o interconectados de generación eólica. Además de proporcionar una información visual, rápida y detallada sobre el recurso eólico disponible a nivel nacional y regional.

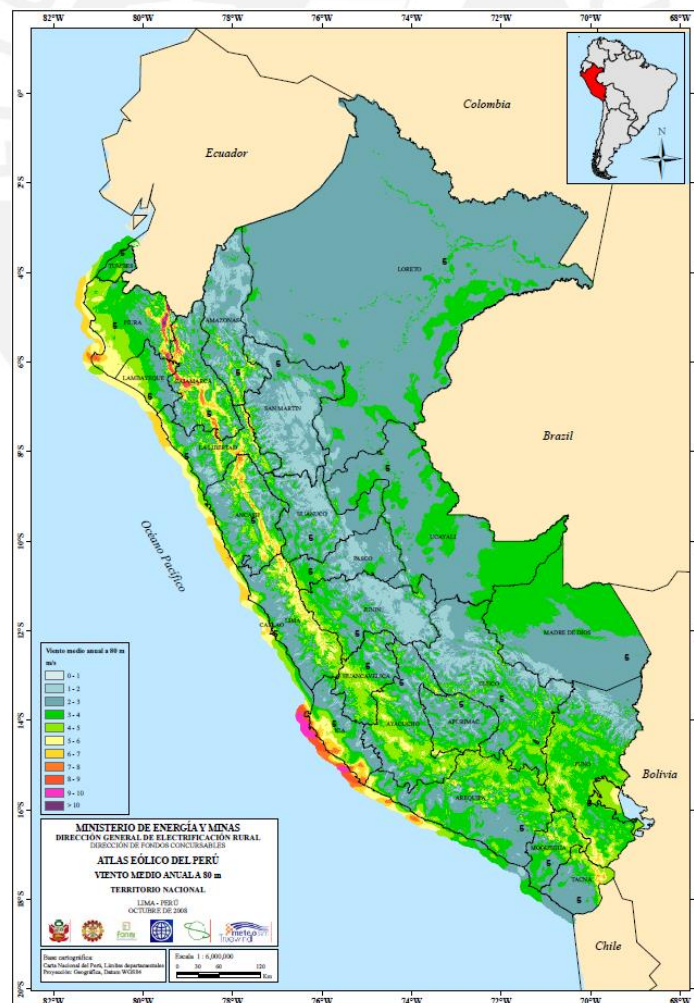


Figura 1.13. Atlas eólico del Perú a 80 m de altura [16].

Según el atlas eólico del Perú, se estima que el potencial eólico estaría sobre 77 000 MW y que en forma aprovechable pueden obtenerse más de 22 000 MW [17], [16]. El mapa tiene una resolución de 1 km con lo que se puede observar que una de las zonas más apropiadas para la explotación de la energía eólica es la costa sur de Piura. Además en el departamento de Lambayeque, el norte de La libertad, y las áreas cercanas a la costa en Ancash, Lima y Arequipa presentan algunas zonas aprovechables. Sin embargo, en el departamento de Ica se presentan los valores promedio más altos, cuya línea costera supera los 8 m/s de viento medio anual en varias zonas (Figura 1.14). Desde el interior de Ancash hacia el norte hasta el límite entre Cajamarca y Piura, los valores de viento medio sobre la cordillera de los Andes se encuentran entre los más altos de Perú, con el inconveniente de la difícil accesibilidad.

En el interior mientras se acerca hacia la cordillera de los Andes el recurso eólico va disminuyendo y en las regiones cubiertas por el bosque tropical se presentan los promedios de viento más bajos. Algunas zonas en Puno, Cuzco, Arequipa, Ayacucho, Huancavelica y Lima superan los 4 m/s de viento anual, inclusive en algunas zonas el viento es superior a los 5 m/s.

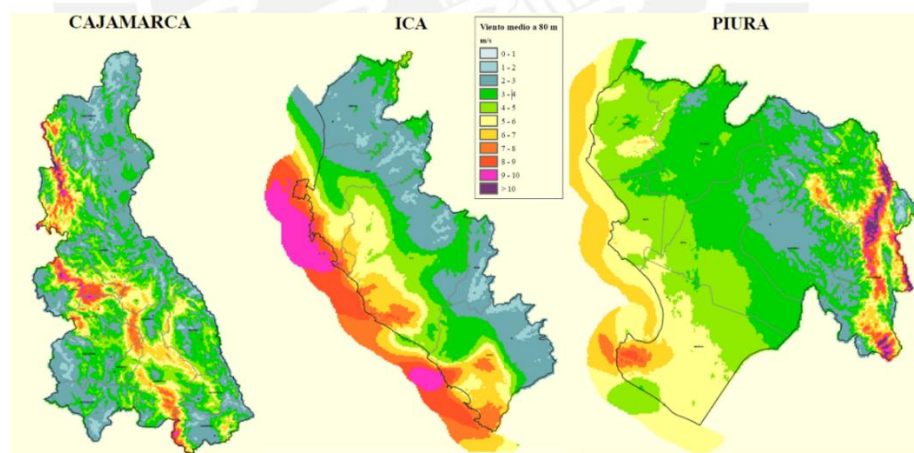


Figura 1.14. Atlas eólico de Cajamarca, Ica y Piura a 80 m de altura [16].

1.2.7 Medición e Instrumentación del viento

Hay tres tipos de sistemas de instrumentación usados para medir las características del viento: sistemas meteorológicos, sistemas especialmente orientados a la generación de energía a través de aerogeneradores y sistemas diseñados para mediciones de ráfagas,

turbulencias y flujo de aire de entrada para el análisis de la respuesta de un aerogenerador.

Los instrumentos de medición del viento pueden ser clasificados por sus principios de operación como medición por transferencia de momento, presión sobre sensores estacionarios, transferencia de calor, efecto Doppler o métodos especiales. Sin embargo, los instrumentos más usados son los anemómetros de copa, de hélice o sónicos y los sensores acústicos SODAR o LIDAR (Figura 1.15).

Los anemómetros de copa usan su rotación la cual varía con la velocidad del viento para generar una señal, la tasa de rotación puede ser medida por contadores mecánicos que registran el número de rotaciones, cambios de voltaje eléctricos o electrónicos (AC o DC) o un interruptor fotoeléctrico. Los de hélice emplean el aire que fluye a través de la hélice para girar su eje horizontal que va a un generador AC o DC para generar una señal de pulso, este sistema tiene una rápida respuesta y se comporta linealmente ante variaciones de velocidad. Los anemómetros sónicos miden velocidad y dirección, y trabajan en función del tiempo de vuelo de los pulsos sónicos entre pares de transductores por lo que se puede medir el flujo tridimensional del viento usando un arreglo con más de un anemómetro sónico.

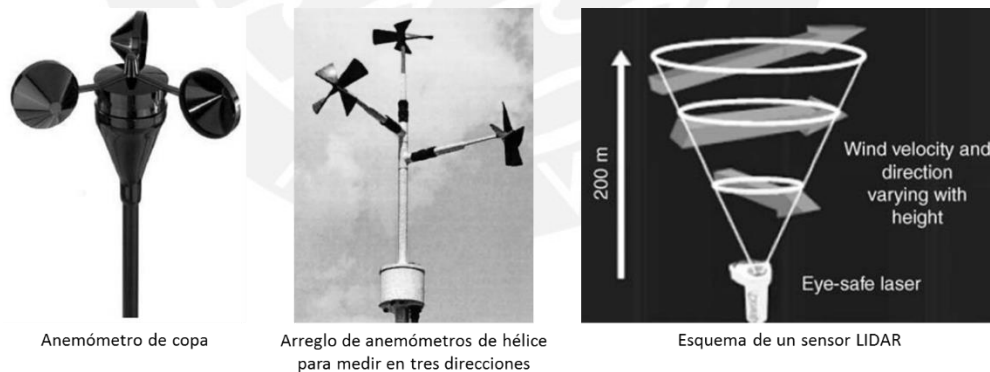


Figura 1.15. Instrumentos para la medición de la velocidad del viento [1].

El sensor SODAR está basado en el principio acústico de retrodispersión, donde se envían pulsos verticalmente y a un ángulo pequeño con respecto al eje vertical luego estos pulsos experimentan retrodispersión a partir de partículas o fluctuaciones por el índice refractivo del aire, finalmente la energía acústica dispersa regresa a la tierra y es recolectada a través de micrófonos. En el sensor LIDAR, un haz de luz es emitido e interactúa con el aire donde algo de la luz se dispersa y regresa al sensor, luego de

regresar se analiza para determinar la velocidad y las distancias de las partículas desde donde se dispersó.

Un diagrama de distribución de vientos (Figura 1.16) muestra la distribución temporal de la dirección del viento y la distribución azimutal de la velocidad del viento en un lugar determinado. Aquí se puede visualizar los datos obtenidos por un anemómetro para el posterior análisis del lugar. Este diagrama consiste en círculos concéntricos espaciados con 16 líneas radiales equidistantes (cada uno representa un punto de la brújula). La longitud de la línea es proporcional a la frecuencia del viento para el punto de la brújula, con los círculos formando una escala. Las líneas más largas identifican las direcciones predominantes del viento. El diagrama generalmente se utiliza para representar datos anuales, estacionales o mensuales.

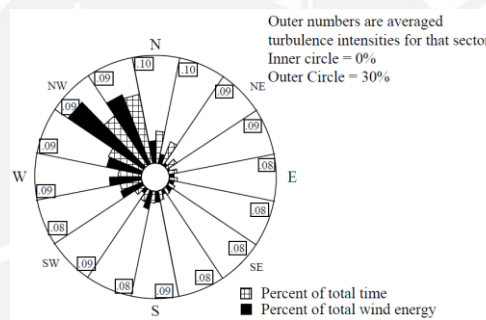


Figura 1.16. Diagrama de distribución de vientos [1].

1.3 Turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son convertidores de energía ya que toman la energía cinética del aire que fluye a través del rotor y producen energía mecánica de rotación para finalmente convertirla en energía eléctrica a través de un generador. Para clasificar a los aerogeneradores, se puede comenzar por definir su principio de funcionamiento los cuales son por sustentación o por arrastre. Otra forma de definirlos es por la dirección del eje de rotación, el cual si es paralelo al suelo el aerogenerador es de tipo horizontal, pero si el eje de rotación es perpendicular al suelo es de tipo vertical.

1.3.1 Clasificación de turbinas eólicas

Cuando el aire fluye por el rotor, este ejerce una fuerza sobre el perfil del aerogenerador. Si la principal fuerza para girar el rotor es la fuerza que arrastra al rotor, entonces es un

aerogenerador de arrastre. Por el contrario si la fuerza que acciona el giro produce un levante en el perfil, entonces es un aerogenerador de sustentación.

Uno de los aerogeneradores más utilizados ha sido el modelo del rotor Savonius, el cual es de eje vertical y se ha utilizado en su mayoría para bombeo de agua. Sin embargo presenta dos problemas principales: es difícil protegerlo de vientos extremos y al ser de arrastre es inherentemente menos eficiente [1].

Otro aerogenerador que también ha sido muy utilizado y se basa en el principio de sustentación, es el aerogenerador de eje vertical tipo Darrieus. Donde los álabes tienen una forma especial llamada *troposkien*, que es la forma que se genera al girar una cuerda sobre un eje tomando los extremos de la cuerda. Por el hecho de tener esta forma, hace complicada la fabricación de este tipo de aerogeneradores. Además, el modelo Darrieus requiere de un impulso inicial para poder girar [3].

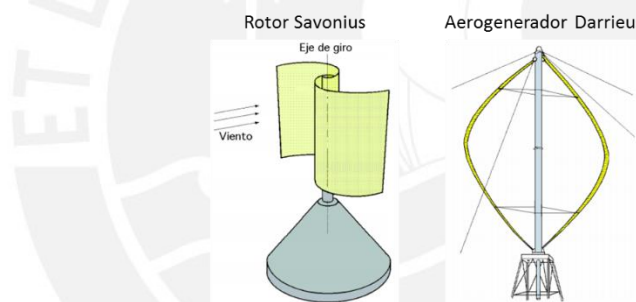


Figura 1.17. Aerogeneradores de eje vertical [15].

Los aerogeneradores de eje vertical (Figura 1.17) deben estar cerca al suelo donde las velocidades del viento son menores que las que se encuentran a mayor altura. Tampoco son capaces de controlar la potencia de salida o la velocidad de giro ya que no se puede manipular los álabes del rotor y la fuerza centrífuga genera esfuerzos sobre los álabes [3].

El modelo más usado para generación eléctrica a nivel mundial tanto en tierra como dentro del mar es la turbina eólica de eje horizontal (HAWT, por sus siglas en inglés), el cual está basado en el principio de la fuerza de levante o sustentación. Este modelo permite trabajar a mayores alturas donde hay mayor velocidad de viento, tiene mayor rendimiento, trabaja a mayor velocidad de giro (multiplicadores más sencillos), tiene una menor superficie de álabes a igual área barrida, permite controlar la potencia de generación así como la velocidad de giro, se le puede proteger ante vientos extremos,

inicia la rotación por sí solo, requiere poco mantenimiento y tiene una variedad de usos [15].

1.3.2 Componentes de un sistema HAWT

Los HAWT también se pueden clasificar por la dirección del viento hacia el rotor (barlovento o sotavento), el diseño del cubo (rígido o tambaleante), el control de paso (paso fijo o variable), el número de álabes, y cómo es alineado con el viento (control libre o activo). Los principales componentes de este sistema son el rotor (cubo y álabes), el control de paso del álabes, el tren de transmisión (eje principal de baja velocidad y eje de alta velocidad, acoples, disco de freno, cojinete principal y caja reductora), la góndola y el marco principal, el mecanismo de orientación del rotor, el generador, el transformador, el anemómetro y la veleta, el sistema de enfriamiento, la torre y los cimientos (Figura 1.18).

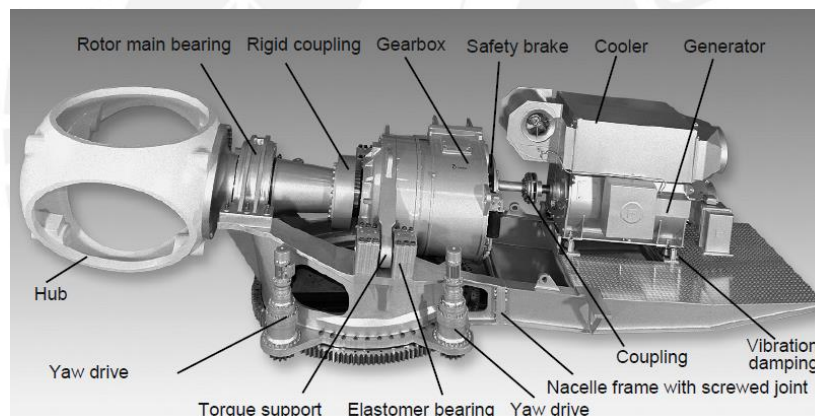


Figura 1.18. Componentes de un aerogenerador HAWT [2].

1.3.2.1 El rotor

El rotor está compuesto por el cubo y los álabes (Figura 1.19), los cuales suelen ser los componentes más importantes dentro del aerogenerador, ya que a partir de ellos se conoce el rendimiento del sistema y cuanta energía puede convertir desde el aire. Además, se tiene en consideración los costos de fabricación y la factibilidad de construirlos.

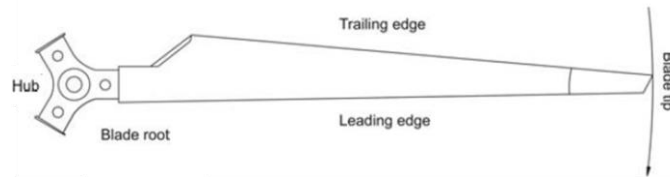


Figura 1.19. Cubo y álabe del rotor [14].

El cubo mayormente está construido en acero fundido y es el cuerpo que sostiene a los álabes, además de tener en su interior el sistema de control de paso del álabe, aunque hay modelos en los que se encuentra por el exterior. El cubo está conectado al eje de transmisión lenta que gira a la misma velocidad angular que el rotor.

La mayoría de las turbinas eólicas de gran escala o para generación de energía tienen 3 álabes y trabajan con la dirección del viento por barlovento. Aunque también hay diseños en los que trabajan por sotavento, pero estos generan turbulencia sobre los álabes cuando el aire pasa a través de la torre.

Cuando se usa un solo álabe el rotor debe girar más rápido para poder capturar la misma cantidad de energía que con más álabes, a pesar de que ello genere reducción en la relación de transmisión y aligere el peso también produce mayor ruido y algunos esfuerzos no deseados. Cuando se emplea un rotor con dos álabes se tienen similares características que con un álabe ya que también genera esfuerzos no deseados por tener una fuerza de empuje en ambos extremos de los álabes haciendo que se requiera de un cubo tambaleante o amortiguadores que absorban los desequilibrios giroscópicos. Además captura menos energía que un rotor de 3 álabes.

En el caso de un rotor de 3 álabes se llega a tener un balance por los esfuerzos generados en los extremos de los álabes, la rotación necesaria para capturar la misma cantidad de energía es menor, tiene una presentación más estética, genera menos ruido y es más amigable con el ambiente ya que tiene un menor número de accidentes con aves que vuelan a su alrededor. Para rotores con más de 3 álabes se tiene en consideración los costos de producción ya que a mayor escala el largo de los álabes es mucho mayor. En menor escala, un número mayor de tres álabes es empleado para generar más torque con fines como por ejemplo el bombeo de agua, opuesto a la generación de energía donde se desea una mayor velocidad siempre conservando la integridad del sistema.

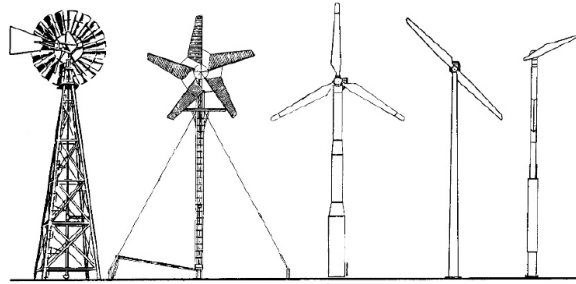


Figura 1.20. Número de álabes en un aerogenerador [2].

El material más empleado para la construcción de los álabes es la fibra de vidrio ya que es ligera, resistente y tiene buenas características contra la fatiga [1]. También existen álabes hechos a base de madera y otros materiales más sencillos de conseguir, pero estos son usados para aerogeneradores de mucha menor escala.

1.3.2.2 El control de paso del álabe

Como a lo largo del año la velocidad del viento varía llegando a tener grandes valores debido a ráfagas o turbulencias, a mayor escala donde suele suceder estas circunstancias se instala un mecanismo de paso variable para proteger o sacar mayor provecho de la velocidad del viento. Se puede variar el paso de forma continua o escalonada. Estos mecanismos no suelen usarse a menor escala ya que el costo por la instalación y mantenimiento son altos y no compensan la poca variación de generación de energía a esa escala debido a los cambios descritos.

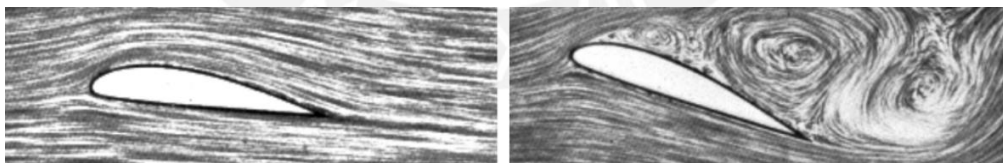


Figura 1.21. Control de paso del álabe por paso fijo [18].

En el caso del control por paso fijo, los álabes están fijos a un paso establecido y comienzan a generar turbulencia cuando la velocidad del viento es muy alta (Figura 1.21). Así que el paso debe ajustarse en el diseño según las condiciones de sitio para asegurar la integridad del sistema. Sus ventajas fundamentales son la simplicidad del equipo y costo. A velocidades altas del viento no aprovechan del todo las propiedades aerodinámicas de los álabes, con la consiguiente pérdida de energía captada y generan altos esfuerzos mecánicos, con lo que los álabes deben construirse de manera que

soporten las tensiones. En ciertas turbinas de paso fijo se incluyen ciertos frenos aerodinámicos como control de punta de pala o alerones para evitar el embalamiento [15].



Figura 1.22. Control por paso variable: electromecánico e hidráulico [19].

En el sistema de control por paso variable (Figura 1.22), los álabes pueden rotar sobre su eje desde el cubo para poder adaptarse a la velocidad del viento y así sacar mayor ventaja y también protegerse de vientos extremos. Además, las cargas mecánicas sobre los álabes y el resto del aerogenerador son menores, permitiendo un diseño más ligero y de menor costo, así como las cargas horizontales sobre la turbina se reducen, minimizando también la cimentación. Al poder orientar los álabes se puede frenar la turbina de manera aerodinámica en caso de embalamiento (si se giran los álabes 90° , no se genera ninguna fuerza de sustentación por lo que el rotor se detiene) y el freno de emergencia de la turbina se puede diseñar más pequeño. El par de arranque de la turbina es bueno, puesto que el ángulo de paso se regula consiguiéndose el óptimo par de arranque y con posibilidad de arranque a velocidades inferiores de viento. También ayuda a reducir el ruido [15].

En turbinas de grandes dimensiones a veces se tiene que el viento varía muy rápido por lo que el control por paso variable no lo regula adecuadamente. Por lo que se está desarrollando álabes con aleaciones con memoria de forma, donde una corriente caliente el material y cambia la forma del perfil del álabes y cuando el álabes se enfría vuelve a su forma inicial. Así la forma del álabes es controlada por la velocidad del viento que fluye a través de la turbina. Con este sistema se reduce las cargas sobre el aerogenerador, por lo que no se requiere materiales muy resistentes y pesados, haciéndolo más barato.

1.3.2.3 El tren de transmisión

El tren de transmisión consiste en varias partes rotativas que van desde la salida del cubo hasta el generador. El primer mayor componente luego del acople entre el cubo y el tren de transmisión es la caja reductora. La cual tiene el propósito de aumentar la velocidad angular del rotor a una velocidad superior en la que el generador puede trabajar. Usualmente se emplean transmisiones de ejes paralelos o sistemas planetarios, con más de un solo paso. Debido a su mayor relación de transmisión y menor peso y espacio que ocupan, los planetarios son los más empleados (Figura 1.23). Sin embargo, hay turbinas eólicas que no requieren de una caja reductora ya que la transmisión es directa al generador, en ese caso se requiere una electrónica complicada que condicione la conexión de la turbina al sistema [1].



Figura 1.23. Reductor planetario con freno de emergencia [19].

1.3.2.4 La góndola y el marco principal

En la góndola está alojado todo el sistema de transmisión, el generador y el sistema de enfriamiento, en ocasiones el transformador también se encuentra dentro de la estructura. Aquí siempre se ubica el generador pero puede que no vaya el transformador. Por la parte superior están el anemómetro y una veleta, que dan datos de velocidad y dirección, y que controlan el sistema de orientación y el ángulo del álabe. Por debajo, hacia la torre, está el mecanismo de control de orientación y por el frente el acople al rotor. Dentro de la góndola y detrás del generador se encuentra el sistema de enfriamiento para temperar el área, ya que hay una posibilidad de que se caliente la zona y se incendie. La góndola trabaja como soporte para todo el sistema y también como protección contra el medio ambiente.

1.3.2.5 El mecanismo de orientación del rotor

Como la dirección del viento puede cambiar en cualquier momento, es necesario tener un mecanismo de control de orientación del rotor para aprovechar al máximo la conversión de energía. El principal objetivo de este subsistema es girar y orientar la turbina en dirección del viento. Además como la potencia es muy dependiente de la velocidad del viento, el aerogenerador debe tener un mecanismo apropiado para evitar grandes fluctuaciones en la generación de energía. El subsistema está ubicado en un gran cojinete que conecta la torre con la góndola.

Un control activo contiene uno o varios motores que hacen girar todo el conjunto de la góndola y el rotor, cada uno de los cuales conduce un piñón contra un engranaje de giro unido a la corona de orientación (Figura 1.24). El sentido de giro es controlado por la información obtenida por el anemómetro y la veleta. En algunas ocasiones se usa un freno en este mecanismo para mantener el sentido de orientación cuando no se requiere girar el conjunto [1].

El movimiento de la góndola se consigue con engranajes accionados por un actuador, que puede ser eléctrico o hidráulico. Los sistemas de transmisión por engranajes garantizan la orientación y usualmente se componen de engranajes planetarios de múltiples etapas, un piñón de salida y un motor eléctrico. Los reductores planetarios tienen altas relaciones de transmisión por lo que los hacen muy sensibles a los movimientos de rotación.

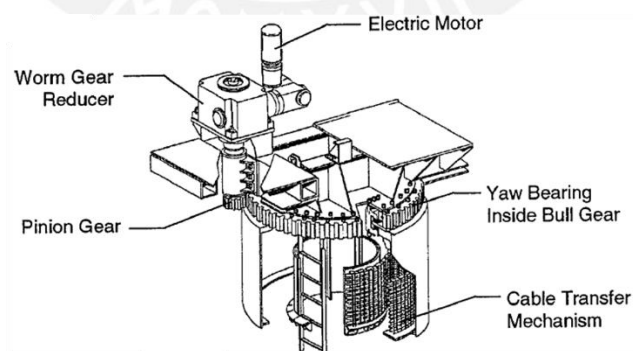


Figura 1.24. Sistema activo de orientación del rotor [20].

En el caso de un control libre, los cuales se usan mayormente para turbinas de menores dimensiones, se tiene una veleta lo suficientemente grande para hacer girar el conjunto en la dirección del viento, además de dar un balance en el peso de la estructura.

1.3.2.6 El sistema de control

El sistema de control consiste en una serie de dispositivos que se utilizan para hacer seguimiento de las condiciones ambientales y de funcionamiento del aerogenerador. En el caso de que se produzca un fallo, automáticamente el sistema de control bloquea la turbina eólica y manda un aviso para que se intervenga el punto. Los dispositivos de control incluyen un sensor de velocidad y de dirección (Figura 1.25), los cuales manipulan la orientación del rotor y el paso del álabe. El control del aerogenerador involucra los tres aspectos principales: establecer límites para el torque y la potencia que experimenta el tren de transmisión; maximizar la vida útil del rotor, tren de transmisión y otros componentes estructurales por los cambios en la dirección y velocidad del viento (incluyendo ráfagas y turbulencias), así como los ciclos de arranque-parada de la turbina; y maximizar la producción [1].



Figura 1.25. Anemómetro y veleta en la parte superior de la góndola [21].

1.3.2.7 La torre y los cimientos

Los principales diseños usados actualmente son del tipo poste independiente utilizando tubos de acero (Figura 1.26), torre de estructura metálica reticular y torres de concreto, para dimensiones pequeñas se suele utilizar torres arriostradas. La altura de la torre es aproximadamente de 1 a 1,5 veces el diámetro del rotor. La selección de la torre está fuertemente influenciada por las características del lugar. La rigidez de la torre es un factor muy importante en la dinámica del sistema debido a la posibilidad de vibraciones en el acople entre el rotor y la torre. Para rotores a sotavento, el efecto de la sombra de la torre (la turbulencia creada por el flujo de aire alrededor de la torre), las fluctuaciones de energía y la generación de ruido deben ser consideradas. Por ejemplo, a causa de la sombra de la torre, las turbinas a sotavento son típicamente más ruidosas que a barlovento [1].

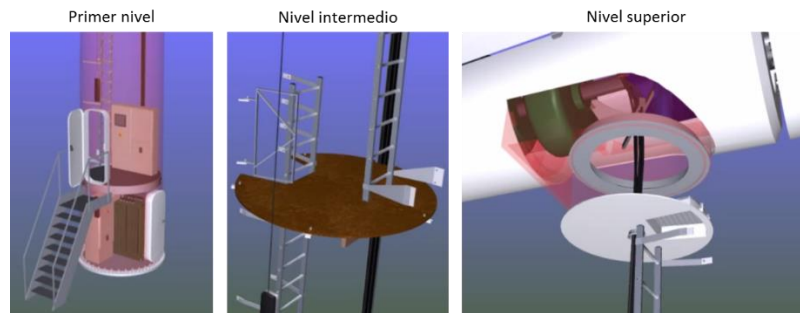


Figura 1.26. Niveles internos en la torre de un aerogenerador.

1.3.2.8 El generador

El generador suministra energía al transformador principal el cual lo lleva a la subestación. La mayoría de las turbinas eólicas usan generadores síncronos o de inducción. Estos diseños implican trabajar a una velocidad constante o casi constante cuando el generador es directamente conectado a la red. Pero si en el generador se utiliza convertidores electrónicos de potencia, la turbina será capaz de operar a velocidad variable.

Muchos aerogeneradores instalados para el suministro de redes de energía utilizan generadores de inducción jaula de ardilla, los cuales operan dentro de un estrecho rango de velocidades ligeramente superior a su velocidad síncrona. La principal ventaja de estos generadores es que son robustos, de bajo costo y fácil de conectar a la red eléctrica.

Una opción cada vez más popular para la generación de energía eléctrica es el aerogenerador de velocidad variable. Hay una serie de beneficios que ofrece este tipo de configuración incluyendo la reducción de desgaste de la turbina eólica y el funcionamiento potencial de la turbina a máxima eficiencia en un amplio rango de velocidades del viento produciendo mayor energía [1].

1.3.2.9 El transformador

El transformador es una máquina eléctrica estática que convierte los parámetros de la alimentación de entrada, tensión y la corriente, en valores de salida que están predefinidos a una potencia constante (a menos que existan pérdidas de transformación).

Los transformadores pueden estar ubicados dentro de la góndola, en la base interna de la torre o hasta fuera de la torre. Usualmente estos equipos transforman los 690 V del

generador a 20 kV o 30 kV, para finalmente llevarlo a la subestación y elevarlo a 220 kV.

1.3.3 Energía disponible en el viento

Si se tiene un disco de sección “A” por el cual fluye el aire a una velocidad “U” (Figura 1.27), se puede determinar el flujo másico del aire dm/dt . Por la ecuación de continuidad de mecánica de fluidos, el cambio del flujo másico es una función de la densidad del aire, ρ , y la velocidad del aire (asumiéndola constante). Se tiene:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU \quad (1.1)$$

La energía cinética por unidad de tiempo (o potencia) del flujo de aire es:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (1.2)$$

La potencia por unidad de área o densidad de potencia del viento es:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (1.3)$$

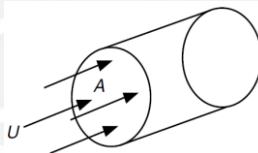


Figura 1.27. Flujo de aire a través de una sección [1].

De la ecuación (1.3) se puede notar que:

- La densidad de potencia es proporcional a la densidad del aire, el cual para el caso de estudio es de 1.246 kg/m^3 a 10°C
- La potencia del viento es proporcional al área de barrido del rotor o al diámetro al cuadrado para un aerogenerador HAWT.
- La densidad de potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad del aire. Con lo que se concluye que la velocidad es un parámetro importante e influye significativamente en la potencia por unidad de área disponible en el viento.

Tabla 1.1. Potencia por unidad de área disponible en el viento a 10 °C.

Velocidad del viento (m/s)	Potencia/área (W/m ²)
0	0
5	78
10	623
15	2103
20	4984
25	9734
30	16821

Cuanto más largo sea el álabe, más energía se puede convertir. Pero con álabes más largos la deflexión en la punta del álabe debido a la fuerza del viento también aumentará. Esto puede conducir a una colisión entre álabe y la torre. Además, álabes más largos requieren enormes estructuras mecánicas que pueden ser costosas y necesitan mayor inversión.

Como la producción de energía está relacionada con el cubo de la velocidad del viento, es mejor que el cubo se instale lo más alto posible porque allí la velocidad del viento es mayor. Pero dificultades como el transporte por carretera y problemas de diseño estructural ponen un límite en la posible altura de una torre.

CAPITULO 2

2 ANÁLISIS AERODINÁMICO DE PERFILES DE SUSTENTACIÓN MEDIANTE LA TEORÍA DE CANTIDAD DE MOVIMIENTO Y DEL ELEMENTO DE ÁLABE

La tecnología de las turbinas eólicas ha tomado conceptos y prácticas de varias áreas de ingeniería como ciencia de los materiales, aerodinámica, diseño y electrónica de potencia para adaptarlas a su resurgimiento.

La conversión de energía a través de un aerogenerador depende de la interacción del rotor con el viento. El viento puede ser considerado como la combinación del flujo estable y las turbulencias. Sin embargo, la mayor parte del análisis se centra en el flujo estable, velocidad media del viento, ya que es este el que más repercute en la eficiencia de aerogenerador. Por lo tanto el siguiente análisis se centra en la aerodinámica en estado estable.

Las turbinas eólicas modernas emplean perfiles de sustentación para convertir mayor cantidad de energía del viento. Para analizar la conversión, se combina dos teorías: la de cantidad de movimiento y la del elemento de álabe, para cada sección anular del rotor. Finalmente, la eficiencia total del rotor se obtiene por integración o suma de cada una de las características de las secciones anulares.

2.1 Desarrollo de la teoría de cantidad de movimiento

Con la siguiente teoría se puede determinar la potencia que se obtiene en un rotor, la fuerza de empuje del viento sobre él y los efectos de la operación del rotor sobre el viento. Para el análisis se toma un volumen de control limitado por la superficie del tubo de corriente de aire y dos secciones transversales. El único flujo de aire se produce en las secciones transversales del volumen de control. El rotor se representa como un disco el cual crea una discontinuidad de presión a lo largo de la corriente de aire (Figura 2.1).

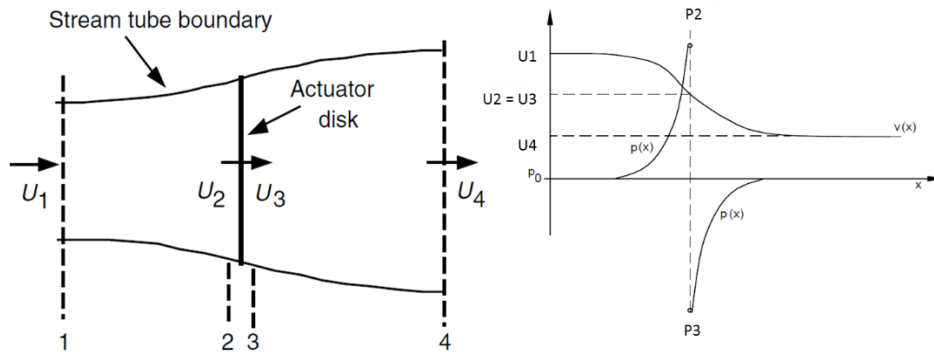


Figura 2.1. Volumen de control y variación de presión [1], [2].

Para el análisis se asume lo siguiente:

- Fluido en estado estacionario, incompresible y homogéneo.
- Sin fricción de arrastre.
- Un infinito número de álabes.
- No hay efecto de estela.
- La presión muy por detrás del rotor y muy por delante del rotor son iguales a la presión atmosférica del aire no perturbado.

Aplicando la conservación del momento lineal sobre el volumen de control (Figura 2.1) se puede obtener la fuerza dentro de este. Esta fuerza es igual y opuesta al empuje axial que ejerce el viento sobre el rotor. Por la conservación del momento lineal en una dirección, con flujo incompresible e invariante en el tiempo, el empuje axial es igual y opuesto a la razón de cambio del momento lineal en el flujo de aire:

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (2.1)$$

Para un flujo estacionario se tiene que el flujo másico es constante ($\dot{m} = (\rho AU)_1 = (\rho AU)_4$) por lo tanto:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (2.2)$$

Como el torque es positivo, se tiene que la velocidad en el punto 4 es menor que la del punto 1. Además no se realiza trabajo en ninguna sección transversal del volumen de control. Por lo que se puede emplear la ecuación de Bernoulli en los dos volúmenes de control, el primero limitado desde el punto 1 al 2 y el otro desde el punto 3 al 4.

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (2.3)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (2.4)$$

Como se asumió que las presiones p_1 y p_4 son iguales entre si e iguales a la presión atmosférica, además de que las velocidades en los puntos 2 y 3 son iguales y teniendo que el empuje axial puede ser expresado como la suma total de las fuerzas sobre el rotor $T = A_2(p_2 - p_3)$. De las ecuaciones (2.3), (2.4) y el empuje axial, se obtiene:

$$T = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2) \quad (2.5)$$

Igualando las ecuaciones (2.2) y (2.5):

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (2.6)$$

Por lo que la velocidad sobre el rotor es la velocidad promedio del inicio y final del volumen de control. Además se define el factor de inducción axial “a” como la disminución fraccional en la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (2.7)$$

aU_1 se define como la velocidad inducida en el rotor, ya que la velocidad del viento sobre el rotor es una combinación de la velocidad del viento y la velocidad inducida. Luego de relacionar U_1 y U_4 con “a”, se observa que el factor de inducción axial solo puede crecer de 0 hasta acercarse a $\frac{1}{2}$, ya que a este valor la velocidad U_4 se hace cero y la teoría ya no es aplicable en este caso.

La potencia de salida es el empuje axial por la velocidad del viento en el disco. Relacionando U_1 , U_2 y U_4 con “a”, tomando como “A” el área del rotor y U_1 como “U” (la velocidad del viento no perturbado):

$$P = \frac{1}{2}\rho A_2(U_1^2 - U_4^2)U_2 = \frac{1}{2}\rho AU^3 4a(1 - a)^2 \quad (2.8)$$

La eficiencia del rotor se define mediante el coeficiente adimensional de potencia “ C_p ” el cual representa la fracción de la potencia en el viento que es convertida por el rotor.

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU^3} = \frac{\text{Potencia de salida en el rotor}}{\text{Potencia disponible en el viento}} = 4a(1 - a)^2 \quad (2.9)$$

El máximo C_P , conocido como el límite teórico de Betz, se determina derivando la expresión (2.9) con respecto al factor de inducción axial, obteniéndose:

$$C_{P_{max}} = \frac{16}{27} = 0.5926, \text{ para } a = \frac{1}{3}$$

Con las mismas relaciones se llega a obtener el empuje axial y el coeficiente adimensional de empuje:

$$T = \frac{1}{2}\rho AU^2 [4a(1 - a)] \quad (2.10)$$

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho AU^2} = \frac{\text{Fuerza axial de empuje}}{\text{Fuerza dinámica}} = 4a(1 - a) \quad (2.11)$$

Procediendo de la misma manera, $C_{T_{max}} = 1$ para $a = \frac{1}{2}$. Para la máxima potencia convertible ($a = \frac{1}{3}$) el $C_T = \frac{8}{9}$. En la Figura 2.2 se muestra la relación entre los coeficientes adimensionales, la relación adimensional de velocidades U_4/U y el factor de inducción axial para un aerogenerador ideal de Betz.

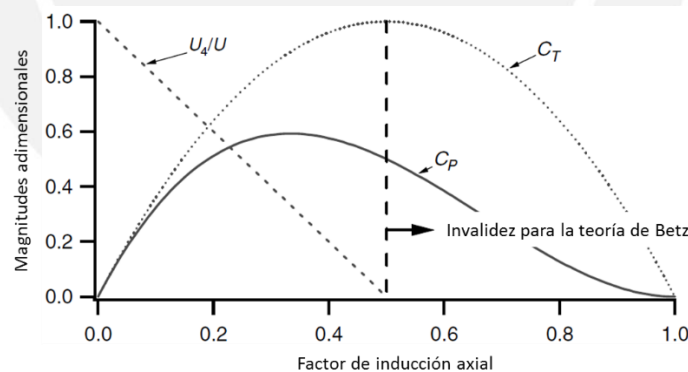


Figura 2.2. Parámetros de un aerogenerador ideal de Betz [1].

Sin embargo, el máximo C_P teóricamente posible de 0.5926 se ve afectado por el número finito de álabes del rotor y sus pérdidas en la punta del álabe, el arrastre aerodinámico y el efecto de la rotación de la estela por detrás del rotor.

2.2 Efecto de la estela en un aerogenerador

Mientras el rotor va girando, el flujo de aire detrás del rotor gira en sentido opuesto al rotor en reacción al torque ejercido por el flujo de aire sobre el rotor (Figura 2.3). La

generación de energía cinética rotacional disminuye debido al efecto de la estela. La energía cinética en la estela del aerogenerador será mayor si se tiene mayor torque. Por lo que, los aerogeneradores que experimentan menor pérdida por las estelas son aquellos que operan con menor torque y mayor velocidad.

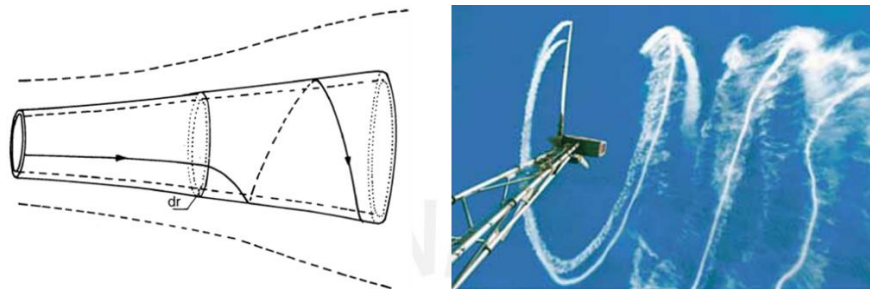


Figura 2.3. Efecto de la estela de rotación [1], [22].

Si se asume que la velocidad angular que adquiere la corriente de aire “ ω ” es pequeña comparada con la velocidad angular del rotor “ Ω ”, entonces también se puede asumir que la presión en el punto 4 es igual a la presión atmosférica en el punto 1 de la Figura 2.4. De la figura también se tiene que la presión, la rotación de la estela y el factor de inducción axial son funciones del radio del anillo con espesor “ dr ” y radio “ r ”.

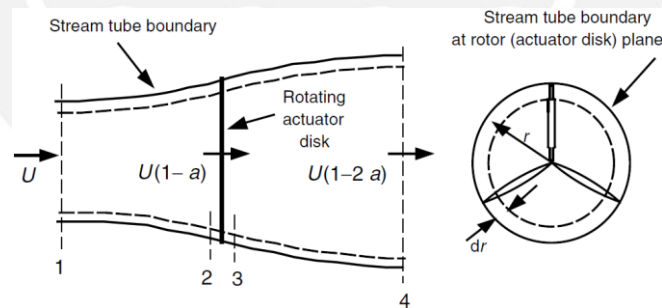


Figura 2.4. Volumen de control con efecto de estela [1].

Si se usa un procedimiento similar que para el análisis sin en el efecto de la estela teniendo en cuenta un volumen de control que gira con la velocidad angular de los álabes, notando que la velocidad angular del aire respecto al álabe incrementa de Ω a $\Omega + \omega$ y que el componente axial de la velocidad permanece constante, se obtiene:

$$p_2 - p_3 = \rho(\Omega + \frac{1}{2}\omega)\omega r^2 \tag{2.12}$$

Además se define el factor de inducción angular como:

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (2.13)$$

La expresión para el empuje axial en cada sección anular del rotor se establece como:

$$dT = (p_2 - p_3)dA = 4a'(1 + a')\frac{1}{2}\rho\Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (2.14)$$

La expresión para el empuje axial también puede ser expresada usando el factor de inducción axial y la velocidad del viento libre (no perturbado).

$$dT = 4a(1 - a)\frac{1}{2}\rho U^2 2\pi r dr = \rho U^2 4a(1 - a)\pi r dr \quad (2.15)$$

Si se define la velocidad específica de la punta del ábabe λ y la velocidad específica local λ_r como:

$$\lambda = \Omega R / U \quad (2.16)$$

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U} = \frac{\lambda r}{R} \quad (2.17)$$

Igualando las ecuaciones (2.14) y (2.15), se obtiene la relación entre los factores de inducción y la velocidad específica local:

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U^2} = \lambda_r^2 \quad (2.18)$$

Aplicando la conservación del momento angular se obtiene la expresión para el torque ejercido en el rotor:

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)r = 4a'(1 - a)\frac{1}{2}\rho U \Omega r^2 2\pi r dr = 4a'(1 - a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (2.19)$$

De las ecuaciones (2.15) y (2.19) se define el empuje axial y el torque sobre una sección anular del rotor en función de los factores de inducción axial y angular, los cuales expresan las condiciones del viento.

La potencia generada por cada elemento anular es:

$$dP = \Omega dQ = \frac{1}{2}\rho A U^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1 - a) \lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (2.20)$$

Para obtener el coeficiente de potencia se divide dP por la potencia disponible en el viento, luego se integra la expresión, resultando:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (2.21)$$

Para obtener el máximo valor de C_P , la expresión $a'(1-a)$ debe alcanzar su máximo valor. Luego de derivar la expresión relacionando los factores de inducción y la velocidad específica local, se obtiene que para la máxima potencia en cada sección anular se debe dar que:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (2.22)$$

Obteniéndose la expresión para el coeficiente máximo de potencia:

$$C_{P_{max}} = \frac{24}{\lambda^2} \int_{a_1}^{a_2} \left[\frac{(1-a)(1-2a)(1-4a)}{1-3a} \right]^2 da \quad (2.23)$$

El valor de a_1 corresponde para el factor de inducción axial cuando $\lambda_r=0$ y el valor de a_2 corresponde al factor de inducción axial cuando $\lambda_r=\lambda$.

En la Figura 2.5 se puede observar que el factor de inducción axial se aproxima al ideal de $\frac{1}{3}$ cuando se acerca a la punta del álabe, mientras que el de inducción angular es casi cero pero incrementa rápidamente cerca del cubo.

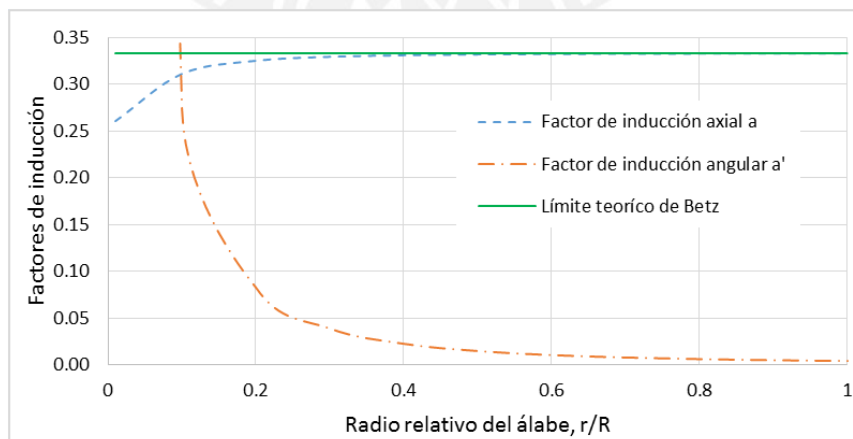


Figura 2.5. Factores de inducción para la velocidad específica del caso nominal.

2.3 Perfiles de sustentación y su aerodinámica

Los perfiles de sustentación son formas con geometrías específicas para generar fuerzas debido al movimiento relativo del viento sobre estos. El ancho y largo del álabo son funciones de la eficiencia aerodinámica deseada, la potencia máxima deseada y la resistencia.

2.3.1 Terminología y parámetros

La nomenclatura para un perfil aerodinámico es el siguiente (Figura 2.6):

- Línea de curvatura media: está determinada por el lugar geométrico de los puntos que se encuentran a la misma distancia de la cara superior y de la cara inferior.
- Bordos de ataque y salida: son los puntos que se encuentran a los extremos de la línea de curvatura media del perfil aerodinámico, tanto por delante y por detrás.
- Línea de cuerda: es la línea recta que pasa por los puntos del borde de ataque y de salida.
- Longitud de cuerda, c : es la distancia entre el borde de ataque y de salida que pasa por la línea de la cuerda.
- Espesor: es la distancia entre la cara superior e inferior, medida perpendicularmente a la línea de la cuerda.
- El ángulo de ataque: es el ángulo entre la velocidad relativa del viento y la línea de la cuerda.

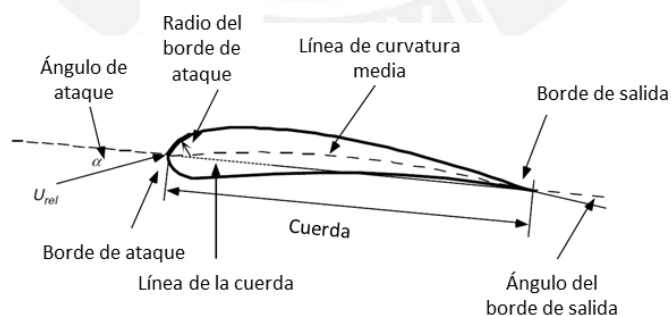


Figura 2.6. Nomenclatura de un perfil aerodinámico.

El flujo de aire sobre el perfil aerodinámico produce una distribución de fuerzas sobre la superficie del perfil. La velocidad del flujo de aire sobre el perfil se incrementa en el lado superior resultando en una menor presión comparada con el lado inferior. Mientras tanto,

la fricción entre el aire y la superficie del perfil aerodinámico reduce la velocidad del viento hasta un cierto punto fuera de la superficie del perfil.

Las fuerzas resultantes ejercidas sobre el perfil aerodinámico y el momento generado se presentan en un diagrama equivalente en el cual las fuerzas y el momento actúan sobre un punto en la línea de la cuerda a una distancia $c/4$ del borde de ataque de la siguiente manera (Figura 2.7):

- Fuerza de sustentación: tiene una dirección perpendicular al flujo de aire y es la resultante de la diferencia de presiones entre la superficie superior e inferior del perfil.
- Fuerza de arrastre: tiene una dirección paralela al flujo de aire y es la suma resultante de las fuerzas de fricción sobre la superficie del perfil aerodinámico y la diferencia de presiones entre la cara frontal y posterior del perfil a lo largo del flujo de aire.
- Momento de paso: es el momento resultante que actúa sobre el eje perpendicular a la sección del perfil.

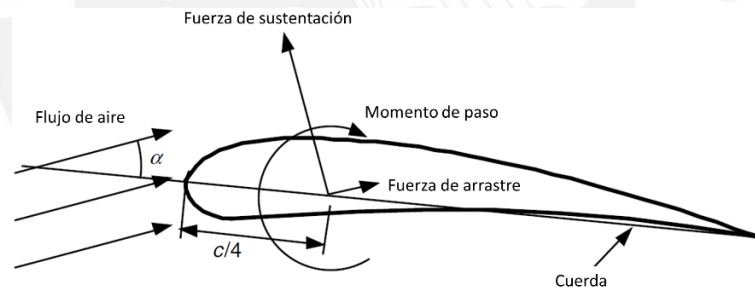


Figura 2.7. Fuerzas y momento resultante en un perfil aerodinámico.

Un parámetro muy importante que define las características del flujo de aire es el número de Reynolds, el cual para el caso de estudio se calcula de la siguiente manera:

$$Re = \frac{\rho UL}{\mu} = \frac{UL}{\nu} = \frac{Uc}{\nu} \quad (2.24)$$

Los coeficientes más importantes que definen las características del perfil aerodinámico son obtenidos a base de pruebas en túneles de viento donde dependen del número de Reynolds y se calculan para varios ángulos de ataque (estos no dependen de la longitud del álabe):

- Coeficiente de sustentación, C_l :

$$C_l = \frac{\text{fuerza de levante/unidad de longitud}}{\text{fuerza dinámica/unidad de longitud}} = \frac{L/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (2.25)$$

- Coeficiente de arrastre, C_d :

$$C_d = \frac{\text{fuerza de arrastre/unidad de longitud}}{\text{fuerza dinámica/unidad de longitud}} = \frac{D/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (2.26)$$

- Coeficiente de momento de paso, C_m :

$$C_m = \frac{\text{momento de paso}}{\text{momento dinámico}} = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U^2 A c} \quad (2.27)$$

Donde “ l ” es la longitud del álabe y en este caso “ A ” es el área proyectada del álabe ($c \times l$).

2.3.2 Comportamiento aerodinámico

Cuando el flujo de aire acelera sobre el radio del borde de ataque, la presión disminuye resultando en un gradiente negativo de presión. Como el aire va fluyendo hacia el borde de salida, este desacelera y la presión en la superficie del perfil aumenta generando un gradiente positivo de presión. Para un perfil aerodinámico y un ángulo de ataque dado, la velocidad del aire aumenta más sobre la superficie superior que la inferior, produciendo así una fuerza total de sustentación.

La fuerza de arrastre causa dos regiones sobre el perfil: la capa límite y una región donde la fricción entre el perfil y el aire es despreciable. En el borde de ataque el flujo es laminar, pero luego en ciertas ocasiones el flujo de la capa límite se transforma a turbulento debido a la viscosidad y a fuerzas de inercia no lineales. Esto resulta en un incremento de las fuerzas de fricción y por lo tanto una mayor fuerza de arrastre.

El comportamiento de los perfiles aerodinámicos muestra que el coeficiente de sustentación aumenta mientras se va incrementando el ángulo de ataque hasta un punto en el cual este comienza a decrecer. Esto se debe a que la fricción existente por la viscosidad del aire reduce la velocidad del flujo próximo a la superficie aerodinámica, resultando en una separación del flujo de aire de la superficie a altos ángulos de ataque y una reducción en el coeficiente de sustentación.

Para perfiles de aerogeneradores HAWT se suelen escoger ángulos de ataque pequeños donde el coeficiente de sustentación es alto y el de arrastre es bajo. Además, estos dependen del número de Reynolds debido a que cuando las fuerzas de viscosidad son mayores comparadas a las fuerzas inerciales, esto incrementa los efectos de la fricción afectando las velocidades, el gradiente de presión y la sustentación generada por el perfil aerodinámico. En la Figura 2.8 se observa que el coeficiente de sustentación aumenta hasta un cierto ángulo de ataque, luego de este comienza a decrecer. Lo opuesto sucede con el coeficiente de arrastre que comienza con valores muy pequeños y comienza a crecer al mismo ángulo de ataque al cual el coeficiente de sustentación comienza a disminuir.

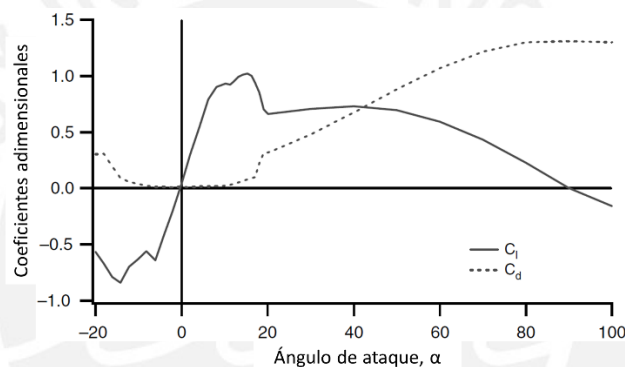


Figura 2.8. Comportamiento de los coeficientes de sustentación y arrastre.

El comportamiento aerodinámico de un perfil puede ser descrito por tres regiones:

- El régimen de flujo adjunto, el cual se da a valores de ángulos de ataques pequeños y en el que el flujo de aire está adjunto a la superficie superior del perfil. Aquí el coeficiente de sustentación incrementa y el de arrastre es bajo mientras se incrementa el ángulo de ataque.
- El régimen de máximo coeficiente de levante e inicio de pérdida de sustentación, donde el coeficiente de sustentación alcanza su máximo valor y luego comienza la pérdida de sustentación. La pérdida de sustentación comienza a un cierto ángulo de ataque (este puede variar según el número de Reynolds ya que a menor sea esta cantidad, más pronto se llega a este régimen) y es ahí donde se inicia la separación de la capa límite de la superficie superior del perfil aerodinámico.
- El régimen de completa pérdida, en el que a grandes ángulos de ataque hasta los 90° el perfil actúa como una placa plana donde no genera suficiente fuerza de

sustentación. Con coeficientes de sustentación y arrastre iguales a casi 45° y con cero sustentación a 90° .

El régimen intermedio de inicio de pérdida de sustentación es a veces usado para limitar la potencia debido a fuertes vientos. Por ejemplo, para el caso del control por paso fijo este depende de alcanzar el régimen para controlar la potencia de salida. Mientras la velocidad del viento aumenta, la pérdida de sustentación se da a lo largo del álabe hacia la punta generando una disminución en la sustentación y un crecimiento del arrastre. Por lo que se desea escoger el perfil de tal manera que mantenga la potencia de salida casi constante a pesar de que la velocidad del viento aumente desde un cierto valor.

2.3.3 Perfiles aerodinámicos

Para los aerogeneradores HAWT se están empleando familias de perfiles donde se desea tener gran relación del coeficiente de sustentación respecto al de arrastre y se construyen con la parte del álabe cerca al cubo con el mismo perfil pero con mayor espesor por razones de resistencia. También se tiene en consideración la aspereza del borde de ataque la cual afecta la eficiencia del rotor cuando por ejemplo acumula insectos o suciedad a lo largo de él y la potencia de salida disminuye considerablemente.

La clasificación de perfiles NACA tiene 4,5 o 6 dígitos. Por ejemplo para el caso de un perfil de cuatro dígitos (NACA 4418) el primer dígito indica el valor de la ordenada máxima de curvatura media en porcentaje de la longitud de cuerda, el segundo dígito representa la localización de la ordenada máxima en porcentaje de la longitud de cuerda (por 10) desde el borde de ataque y los dos últimos dígitos representan el máximo espesor en porcentaje de la longitud de cuerda (el máximo espesor de un perfil de cuatro dígitos se ubica por defecto al 30% de la longitud de cuerda medido desde el borde de ataque).

Para el caso de los perfiles Wortmann (por ejemplo FX 60-126) los primeros dos dígitos indican el año en el cual fue diseñado y los otros tres dígitos indican diez veces el porcentaje máximo de espesor con respecto a la longitud de cuerda.

Otra familia de perfiles aerodinámicos denominada como SERI ha sido desarrollada por la NREL. Esta familia de perfiles muestra ser poco sensible a la aspereza en el borde de ataque y contribuyen a incrementar la producción de energía aumentando el diámetro del rotor sin un aumento en el pico de potencia.

Una familia de perfiles fue desarrollada por el Dr. Richard Eppler de la Universidad de Stuttgart. El caso del perfil E387 ha sido bien estudiado para números de Reynolds bajos y para dimensiones de aerogeneradores de menor escala.

2.3.4 Comparación de convertidores de energía eólica

Hay dos tipos de aerogeneradores: de arrastre y de sustentación. En el caso de los aerogeneradores de arrastre (Figura 2.9), la fuerza de arrastre F_D es función de la velocidad relativa del viento sobre el rotor la cual es la diferencia entre la velocidad del viento y la velocidad de la superficie en rotación. La potencia se obtiene como producto del torque debido a la fuerza de arrastre y la velocidad angular del rotor. Finalmente el coeficiente de potencia se obtiene considerando que el área total del aerogenerador es “2A”.

$$U_{rel} = U - \Omega r = U(1 - \lambda), \quad \lambda < 1 \tag{2.28}$$

$$F_D = C_D [\frac{1}{2} \rho (U - \Omega r)^2 A] \tag{2.29}$$

$$P = C_D [\frac{1}{2} \rho (U - \Omega r)^2 A] \Omega r = (\rho A U^3) [\frac{1}{2} C_D \lambda (1 - \lambda)^2] \tag{2.30}$$

$$C_P = [\frac{1}{2} C_D \lambda (1 - \lambda)^2] \tag{2.31}$$

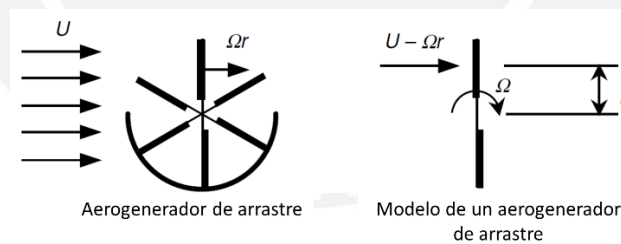


Figura 2.9. Aerogenerador de arrastre.

El coeficiente de potencia es cero en los valores de λ iguales a 0 y 1. El máximo valor de C_P es 0.08 a $\lambda = \frac{1}{3}$. Este valor es mucho menor que el del límite de Betz. La desventaja de un aerogenerador de arrastre es que el rotor no se puede mover más rápido que la velocidad del viento, por lo tanto la potencia de salida está limitada. En cambio en un rotor por sustentación la fuerza de levante y la velocidad relativa se expresan de la siguiente manera:

$$F_L = C_L \left(\frac{1}{2} \rho A U_{rel}^2 \right) \quad (2.32)$$

$$U_{rel} = \sqrt{U^2 + (\Omega r)^2} = U \sqrt{1 + \lambda^2} \quad (2.33)$$

Se puede obtener coeficientes de arrastre y sustentación con casi la misma magnitud (a diferentes ángulos de ataque), la diferencia es que se tiene mayores velocidades relativas con aerogeneradores de sustentación que con los de arrastre, lo que genera mayores fuerzas y mayores coeficientes de potencia. Por lo que en la presente tesis solo se analizará aerogeneradores de sustentación de eje horizontal.

2.3.5 Efectos del arrastre y número de palas en el rendimiento de un aerogenerador HAWT

Las pérdidas generadas por el arrastre y las pérdidas en la punta de los álabes son función del número de álabes, esto genera una disminución del coeficiente de potencia. En la Figura 2.10 se muestra el efecto del número de álabes en el C_P del aerogenerador. Esto es aplicable para λ entre 4 y 20, para C_i/C_d desde 25 al infinito y de uno a tres álabes (lo cual está dentro del análisis de la tesis). Luego en la Figura 2.11 se muestra los efectos de la relación C_i/C_d en un rotor de tres álabes, donde se observa una clara diferencia de los C_P mientras la relación C_i/C_d va disminuyendo.

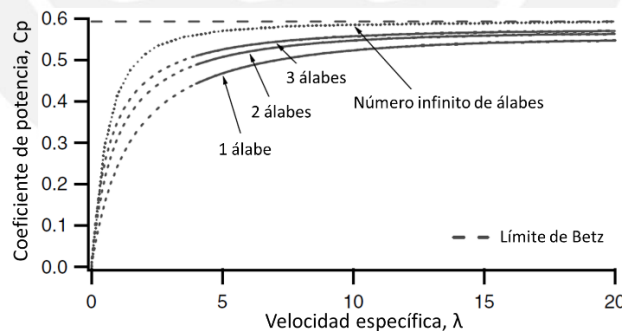


Figura 2.10. Máximo C_P según el número de álabes [1].

Esto muestra que a menor número de álabes se obtiene un menor C_P a la misma velocidad específica y que es mejor mantener una mayor relación C_i/C_d . Por lo que tomando en cuenta lo mostrado, en la presente tesis se analizará rotores de tres álabes y escogiendo la mayor relación C_i/C_d para el determinado ángulo de ataque " α " que tengan los perfiles de sustentación.

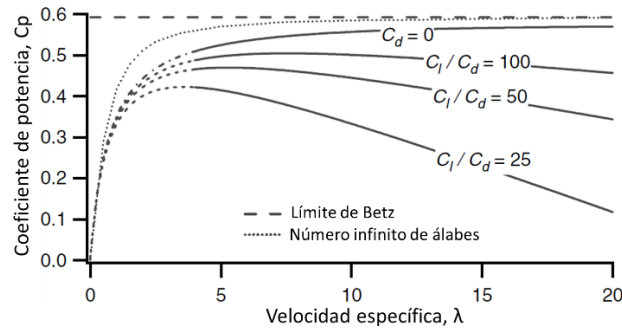


Figura 2.11. Máximo C_P según relación C_t/C_d [1].

2.4 Condiciones de operación

Los álabes de un aerogenerador convierten la energía cinética del viento en torque, mientras tienen propiedades mecánicas que soportan las fuerzas ejercidas sobre ellos asegurando una larga vida útil. Además el aerogenerador opera a varias condiciones del viento. La elección del perfil de sustentación, la longitud de cuerda y el ángulo de alabeo a lo largo del álabe determinan la eficiencia del rotor para una variedad de condiciones. Por lo que en la presente tesis se va a buscar obtener el máximo C_P para varias condiciones de operación. En esta tesis no se está tomando en consideración el análisis económico de la fabricación de los perfiles, la tesis está basada en un análisis aerodinámico.

Tabla 2.1. Condiciones de operación para el análisis aerodinámico.

Condición de operación	Velocidad del viento (m/s)	Velocidad angular del rotor (RPM)
Caso 1	7.5	300
Caso 2 (Nominal)	10	300
Caso 3	12.5	300
Caso 4	15	300
Caso 5	7.5	400
Caso 6	10	400
Caso 7	12.5	400
Caso 8	15	400
Caso 9	10	500
Caso 10	12.5	500
Caso 11	15	500

2.5 Desarrollo de la teoría del elemento de álabe

La teoría del elemento de álabe analiza las fuerzas en una sección transversal del álabe en función de su geometría. Con esta teoría se expresan las fuerzas a través del ángulo de ataque y los coeficientes de sustentación y arrastre. Además para el análisis se divide al álabe en N elementos o secciones (Figura 2.12) y se asume lo siguiente:

- No hay interacción aerodinámica entre las secciones, por lo tanto no hay flujo axial.
- Las fuerzas son determinadas solamente por las características de sustentación y arrastre del perfil de los álabes.

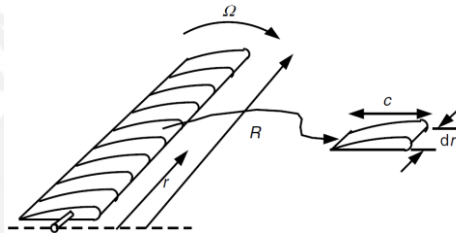


Figura 2.12. División de un álabe en N secciones.

La fuerza de sustentación es perpendicular a la velocidad relativa del viento y la fuerza de arrastre es paralela a esta. La velocidad relativa es el vector que es la suma de la velocidad del viento sobre el rotor $U(1 - a)$ y la velocidad del viento debido a la rotación del álabe. Este último componente es la suma de la velocidad lineal de la sección del álabe y la velocidad angular inducida en el álabe por la conservación de momento angular.

$$\Omega r + (\omega/2)r = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (2.34)$$

La relación entre los ángulos, fuerzas y velocidades vista desde la punta del álabe se muestra en la Figura 2.13. Donde θ_p es el ángulo de paso de la sección el cual está dado entre la línea de la cuerda y el plano de rotación, $\theta_{p,0}$ es el ángulo de paso del álabe en la punta de este (el cual se va a asumir como cero en todos los análisis), θ_T es el ángulo de alabeo, α es el ángulo de ataque el cual se encuentre entre la línea de la cuerda y la velocidad relativa del viento, φ es el ángulo de la velocidad relativa, dF_L es el diferencial de la fuerza de sustentación de la sección, dF_D es el diferencial de la fuerza de arrastre de la sección, dF_N es el diferencial de la fuerza normal de la sección y que

contribuye al empuje axial, dF_T es el diferencial de la fuerza tangencial de la sección al círculo barrido por el rotor la cual crea el torque y U_{rel} es la velocidad relativa del viento.

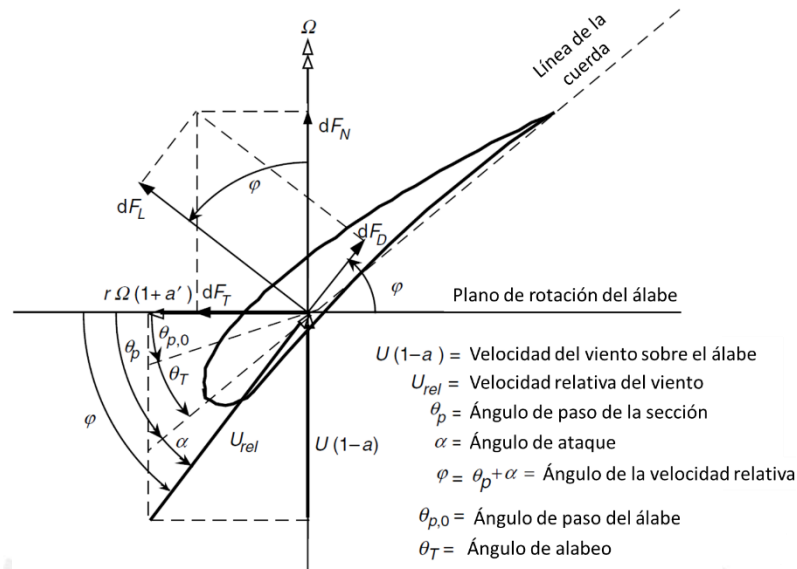


Figura 2.13. Relación de la geometría de una sección del álabe.

Si se tiene un rotor de B álabes y se determina las siguientes relaciones de la Figura 2.13:

$$\varphi = \theta_p + \alpha \tag{2.35}$$

$$\tan \varphi = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \tag{2.36}$$

$$U_{rel} = U(1-a)/\sin \varphi \tag{2.37}$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \tag{2.38}$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \tag{2.39}$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \tag{2.40}$$

$$dF_T = dF_L \sin \varphi - dF_D \cos \varphi \tag{2.41}$$

$$dF_N = \frac{1}{2} B \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi) c dr \tag{2.42}$$

$$dQ = BrdF_T = \frac{1}{2}B\rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) crdr \quad (2.43)$$

De las ecuaciones (2.42) y (2.43) se puede observar que el efecto del arrastre incrementa el empuje y reduce el torque (por lo tanto la potencia de salida). Estas ecuaciones definen la fuerza normal (empuje) y el torque en una sección anular del rotor en función de los ángulos del flujo de aire en el álabe y las características del perfil aerodinámico.

2.6 Factores que definen y afectan el rendimiento aerodinámico

La combinación de la teoría de la cantidad de movimiento y del elemento de álabe (*Blade element momentum theory*) permite relacionar la geometría del álabe a la capacidad del rotor de convertir energía del viento.

La solidez σ es la razón entre el área de los álabes del rotor y el área barrida por el rotor. Para el análisis anular se define la solidez local como:

$$\sigma' = Bc/2\pi r \quad (2.44)$$

Para calcular los factores que definen las condiciones de flujo de aire se deben igualar las ecuaciones de la teoría de cantidad de movimiento y del elemento de álabe. Si se usa la ecuación (2.37) de U_{rel} para expresar dF_N y dQ en (2.42) y (2.43). Luego se iguala (2.15) con (2.42) ya que ambos representan el empuje axial y (2.19) con (2.43) ya que ambos definen el torque, se obtiene las siguientes relaciones:

$$a = \frac{1}{\frac{(2 \sin \varphi)^2}{\sigma' C_n} + 1} \quad (2.45)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma' C_t} - 1} \quad (2.46)$$

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi \quad (2.47)$$

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi \quad (2.48)$$

Debido a que la superficie superior del álabe se encuentra a menor presión, el aire tiende a fluir alrededor de la punta del álabe desde la superficie inferior a la superior reduciendo la sustentación y por lo tanto la potencia cerca a la punta del álabe. El factor de

corrección de Prandtl por pérdida en la punta del álabe se introduce en las ecuaciones (2.15), (2.19), (2.45) y (2.46). Se calcula de la siguiente manera:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r/R)}{(r/R) \sin \varphi}} \right] \quad (2.49)$$

La teoría de cantidad de movimiento no es aplicable para factores de inducción axial mayores a 0.5 pero en realidad en ciertas ocasiones este valor supera el 0.5 y se caracteriza por presentar fuertes vientos. A este flujo de aire se le conoce como estado de estela turbulenta. Cuando $a > 0.5$ el C_T se incrementa hasta 2 a un factor de inducción axial de 1. En este estado se presenta una gran superficie de flujo, turbulencias y recirculación detrás del rotor. Ya que la forma de obtener el empuje axial en el estado de estela turbulenta no es aplicable por la teoría de cantidad de movimiento, existe una fórmula para la corrección del factor de inducción axial. La relación empírica descrita por Glauert se aplica cuando $a > 0.2$ y se calcula de la siguiente manera:

$$a = \frac{1}{2} \left(2 + K(1 - 2a_c) - \sqrt{(K(1 - 2a_c) + 2)^2 + 4(Ka_c^2 - 1)} \right), a_c = 0.2 \quad (2.50)$$

$$K = \frac{(2 \sin \varphi)^2 F}{\sigma C_n} \quad (2.51)$$

2.7 Cálculo del coeficiente de potencia

Para el cálculo de la potencia total se toma la contribución de cada sección anular del rotor:

$$P_{rotor} = \int_{r_c}^R dP = \int_{r_c}^R \Omega dQ \quad (2.52)$$

Donde el subíndice "c" en r_c indica el radio del rotor en el cubo. Además, de la definición de velocidad específica local (2.17), tomando el factor de corrección por pérdida en la punta del álabe, conociendo que $C_P = P_{rotor}/P_{viento}$ y que se puede expresar dQ con las ecuaciones (2.37) y (2.43), se puede expresar el coeficiente total de potencia. Una vez calculadas las condiciones de flujo (a y a') para cada sección anular del rotor, el coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_c}^{\lambda} F \lambda_r^3 a'(1-a) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi\right) d\lambda_r \quad (2.53)$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_c}^{\lambda} F (\sin \varphi)^2 (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \cot \varphi\right) \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (2.54)$$

2.8 Obtención de la longitud de cuerda y del ángulo de velocidad relativa

Para el cálculo de la longitud de cuerda y el ángulo de velocidad relativa del viento, se asume $C_d=0$ y $F=1$, luego se toma la derivada parcial de la ecuación (2.54) con respecto a φ e igualándola a cero, se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial \varphi} [(\sin \varphi)^2 (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)] = 0 \quad (2.55)$$

$$\lambda_r = \sin \varphi (2 \cos \varphi - 1) / [(1 - \cos \varphi)(2 \cos \varphi + 1)] \quad (2.56)$$

Luego de despejar:

$$\varphi = \frac{2}{3} \tan^{-1}(1/\lambda_r) \quad (2.57)$$

$$c = \frac{8\pi r}{B C_l} (1 - \cos \varphi) \quad (2.58)$$

Luego de dividir el álabe en N secciones iguales y de calcular la longitud de cuerda para cada sección, la solidez del rotor se puede calcular por:

$$\sigma \cong \frac{B}{N\pi} \left(\sum_{i=1}^N \frac{c_i}{R} \right) \quad (2.59)$$

2.9 Método de determinación del rendimiento aerodinámico

El siguiente método se debe realizar para cada perfil aerodinámico, por cada una de sus condiciones de operación y en cada sección del álabe. Para determinar las condiciones de flujo y las fuerzas en cada sección del álabe se va a usar un método analítico iterativo. En líneas generales el proceso inicia con la elección de un perfil de sustentación y la determinación de su geometría, para ello se divide el álabe en secciones y para cada sección se calcula la longitud de cuerda y el ángulo de paso. Luego de seleccionar la geometría del álabe se procede con la etapa de iteración, donde se da valores iniciales

de a y a' , se obtiene el ángulo de velocidad relativa del viento, el ángulo de ataque, los coeficientes de sustentación y arrastre, para finalmente actualizar las estimaciones de a y a' e iterar los cálculos hasta que las variaciones de los valores de las condiciones del viento estén dentro de una tolerancia aceptable.

Para el cálculo del coeficiente de potencia se va a definir con el subíndice “i” cada sección del álabe y se presentará nuevamente las ecuaciones antes descritas. Por lo tanto el C_P para cada condición de operación (velocidad del viento y velocidad angular del rotor de la Tabla 2.1) se determina de la siguiente manera:

2.9.1 Determinación de la geometría: longitud de cuerda y ángulo de paso

Para cada perfil de sustentación y condición de operación a evaluar:

- I. Dividir el álabe en N secciones iguales y determinar el número de Reynolds de la longitud de cuerda en cada sección de la geometría del álabe existente.

$$Re = \frac{Uc}{\nu} \quad (2.60)$$

- II. Obtener las curvas de los coeficientes de sustentación y arrastre del perfil aerodinámico a evaluar según el número de Reynolds.
- III. Seleccionar el α y su C_l de diseño inicial de cada sección para la máxima relación de C_l/C_d .
- IV. Obtener los valores de la velocidad específica local, el ángulo de velocidad relativa del viento, la longitud de cuerda, la solidez local, el ángulo de paso y el ángulo de alabeo en cada sección del álabe.

$$\lambda_{r_i} = \lambda \frac{r_i}{R} \quad (2.61)$$

$$\varphi_i = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r_i}} \right) \quad (2.62)$$

$$c_i = \frac{8\pi r_i}{BC_{l_i, \text{diseño}}} (1 - \cos \varphi_i) \quad (2.63)$$

$$\sigma'_i = \frac{Bc_i}{2\pi r_i} \quad (2.64)$$

$$\theta_{p_i} = \varphi_i - \alpha_{i,diseño} \quad (2.65)$$

$$\theta_{T_i} = \theta_{p_i} - \theta_{p,0} \quad (2.66)$$

- V. Para facilidad de fabricación es recomendable tener variaciones lineales en la longitud de cuerda. Siendo a y b coeficientes, la longitud de cuerda a lo largo del álabe debe ser expresada lo más cercana a una función lineal, de no ser así se descartará la geometría del perfil.

$$c_i = ar_i + b \quad (2.67)$$

- VI. Comparar todas las geometrías (longitud de cuerda y ángulo de paso) obtenidas para cada condición de operación en cada perfil de sustentación evaluado y seleccionar la geometría con la variación de longitud de cuerda más lineal para ese perfil.

2.9.2 Etapa de iteración para el cálculo del C_p

Con la geometría seleccionada se toma las N secciones del álabe y se calcula el C_p para cada condición de operación:

- I. Se estima valores iniciales para a y a'. Para ello es recomendable iniciar con valores de cero para cada factor de inducción.
- II. Luego se procede con la iteración denominando a "j" como el número de iteración.
- III. Obtener el ángulo de velocidad relativa del viento y el factor de Prandtl.

$$\tan \varphi_{i,j} = \frac{1 - a_{i,j}}{(1 + a'_{i,j})\lambda_{r_i}} \quad (2.68)$$

$$F_{i,j} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r_i/R)}{(r_i/R) \sin \varphi_{i,j}}} \right] \quad (2.69)$$

- IV. Calcular el ángulo de ataque y tomar sus respectivos valores de $C_{l,i,j}$ y $C_{d,i,j}$.

$$\alpha_{i,j} = \varphi_{i,j} - \theta_{p_i} \quad (2.70)$$

- V. Actualizar los valores de las condiciones de flujo a y a'. El factor de inducción angular se calcula por:

$$a'_{i,j+1} = \frac{1}{\frac{4F_{i,j} \sin \varphi_{i,j} \cos \varphi_{i,j}}{\sigma'_i C_{t,i,j}} - 1} \quad (2.71)$$

VI. El factor de inducción axial se calcula por:

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{\frac{(2 \sin \varphi_{i,j})^2 F_{i,j}}{\sigma'_i C_{n,i,j}} + 1} \quad (2.72)$$

Si $a_{i,j+1} > 0.2$

$$K = \frac{(2 \sin \varphi_{i,j})^2 F_{i,j}}{\sigma'_i C_{n,i,j}} \quad (2.73)$$

$$a_{i,j+1} = \frac{1}{2} \left(2 + 0.6K - \sqrt{(0.6K + 2)^2 + 4(0.04K - 1)} \right) \quad (2.74)$$

VII. Si los valores de a y a' están dentro de valores aceptables de los previamente calculados se puede calcular el rendimiento del rotor, sino se comienza la iteración desde la ecuación (2.68) del paso III con $j=j+1$

VIII. Luego de realizar los cálculos para cada sección del álabe de la geometría seleccionada, el coeficiente de potencia se puede calcular tomando una suma aproximada de la integral de la ecuación (2.54):

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} \sum_{i=k}^N F_i (\sin \varphi_i)^2 (\cos \varphi_i - \lambda_{r_i} \sin \varphi_i) (\sin \varphi_i + \lambda_{r_i} \cos \varphi_i) \left(1 - \frac{C_{d_i}}{C_{l_i}} \cot \varphi_i \right) \lambda_{r_i}^2 \quad (2.75)$$

IX. Después de haber obtenido los coeficientes de potencia para cada condición de operación representada por la velocidad específica de la punta del álabe " λ ", se genera la curva C_p - λ del perfil aerodinámico evaluado.

CAPÍTULO 3

3 DETERMINACIÓN Y COMPARACIÓN DE COEFICIENTES DE POTENCIA

3.1 Perfiles de sustentación a evaluar

Se ha seleccionado 4 perfiles a evaluar, uno de cada familia de perfiles desarrollados por NACA, Wortmann, Eppler y NREL. De la Figura 3.1 a Figura 3.4 se presentan los perfiles NACA 4418, WORTMANN FX 60-126, E387 y S823. En la Tabla 3.1 se presentan las principales características de cada uno de estos perfiles aerodinámicos.

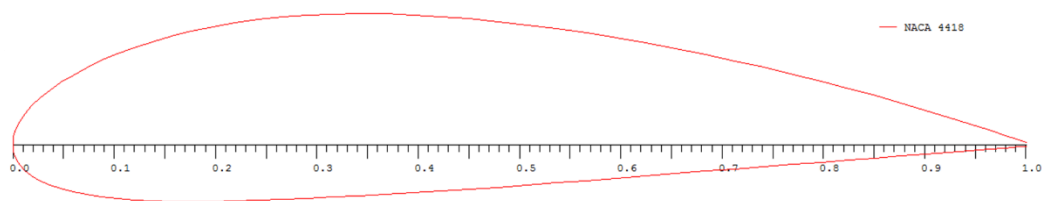


Figura 3.1. NACA 4418

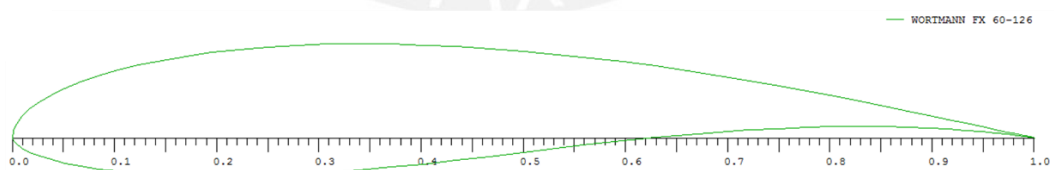


Figura 3.2. WORTMANN FX 60-126

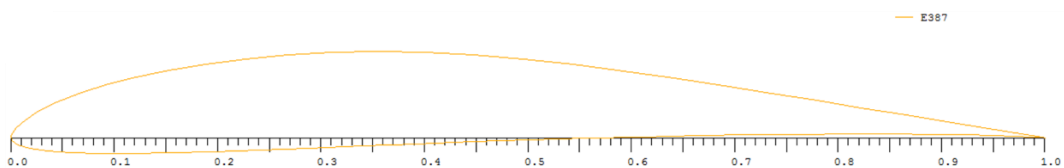


Figura 3.3. E387

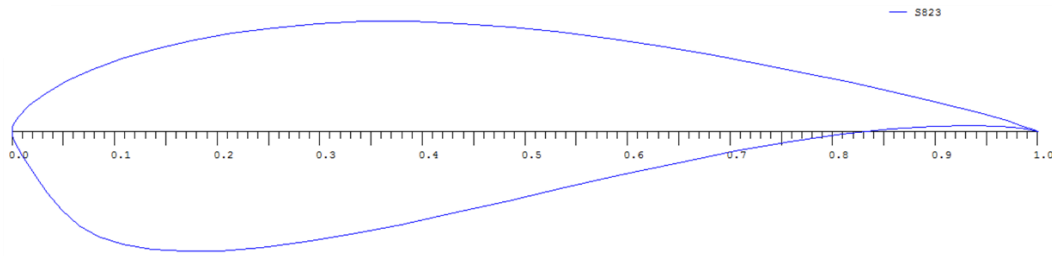


Figura 3.4. S823

Tabla 3.1. Propiedades de los perfiles aerodinámicos a evaluar.

Nombre	Desarrollado por	Máximo espesor	Localización del máximo espesor	Ordenada máxima de curvatura media	Localización de la ordenada máxima	Máximo C_l/C_d $Re=2 \times 10^5$	Ángulo de ataque (máximo C_l/C_d)
NACA 4418	NACA	18.0%	30.0%	4.0%	40.0%	67.02	7.50°
WORTMANN FX 60-126	Dr. F.X. Wortmann	12.6%	27.9%	3.6%	56.5%	79.72	5.75°
S823	NREL	21.2%	24.3%	2.4%	70.5%	62.49	8.00°
E387	Dr. Richard Eppler	9.1%	31.1%	3.2%	44.8%	84.35	6.75°

Nota: Porcentajes con respecto a la longitud de cuerda

3.2 Cálculo del coeficiente de potencia según velocidad específica

El procedimiento descrito en la sección 2.9 se ha utilizado para todos los perfiles aerodinámicos, en todas las condiciones de operación y dividiéndolos en 11 secciones. De esta manera se ha determinado el coeficiente de potencia el cual permite conocer la capacidad del rotor de tres álabes para convertir energía del viento con el perfil aerodinámico indicado.

A continuación se muestra el procedimiento de cálculo para el perfil WORTMANN FX 60-126 en la condición de operación nominal (Caso 2) con velocidad del viento de 10 m/s y velocidad angular del rotor de 300 RPM. El cálculo de la sección que se presenta es la número 11:

3.2.1 Determinación de la geometría

Se toma como valor inicial de longitud de cuerda a la longitud ya existente del perfil NACA 4418 (ANEXO A) ya que sirve de referencia para el inicio del cálculo.

I. El número de Reynolds de la sección 11 es:

$$Re = \frac{Uc}{\nu} = \frac{10 \times 0.122}{1.426 \times 10^{-5}} = 85203.37$$

II. A través del software libre QBlade se puede determinar las curvas de los coeficientes de sustentación y arrastre según el ángulo de ataque. Para ello se debe conseguir los puntos que definen al perfil aerodinámico a analizar, luego importar su geometría al programa y seguir los pasos para analizarlo según el número de Reynolds calculado. Se ha analizado los coeficientes de sustentación y arrastre cada 0.25° en un amplio rango de ángulos de ataque según la necesidad. Este procedimiento se ha seguido para todos los perfiles analizados y para todos los números de Reynolds calculados por cada sección.

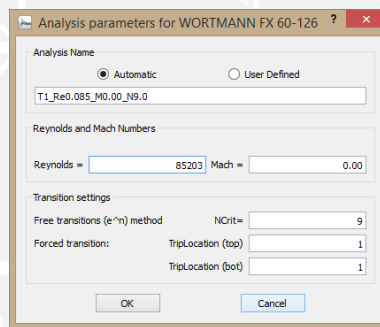


Figura 3.5. Parámetros de análisis en software libre QBlade.

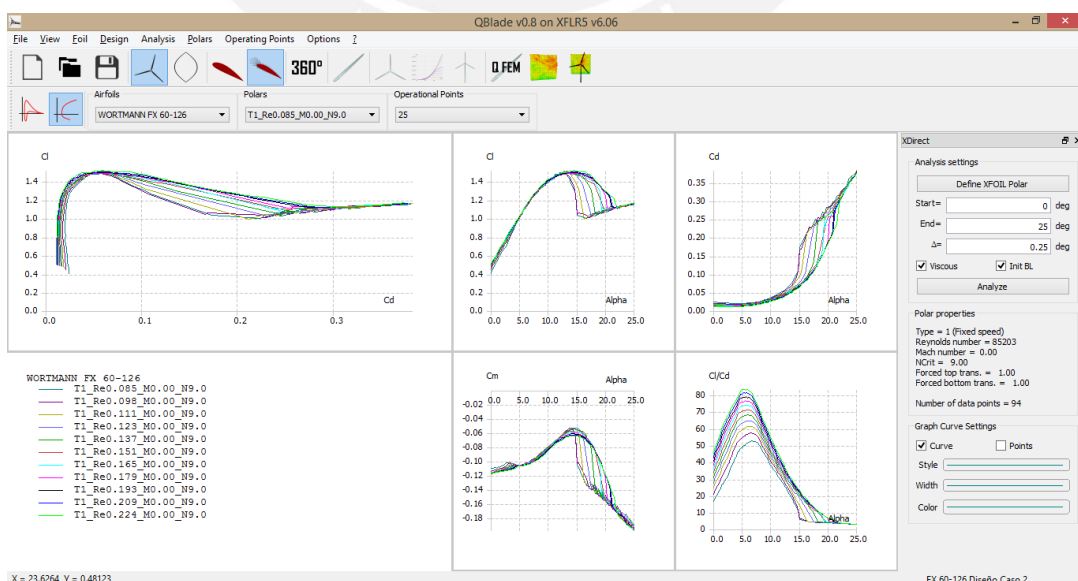


Figura 3.6. Curvas de C_l , C_d y C_l/C_d según número de Reynolds y ángulo de ataque.

- III. La máxima relación C_l/C_d al número de Reynolds calculado en la sección 11 para la condición de operación nominal (Caso 2) fue de 52.68 a un ángulo de ataque de 6.75° . Para este ángulo de ataque corresponde un C_l de 1.1785 y un C_d de 0.02237
- IV. Tomando como cero el ángulo de alabeo en la punta del álabe, se obtiene:

$$\lambda = \frac{\Omega \times R}{U} = \frac{300 \text{ RPM} \times 2.5 \text{ m}}{10 \text{ m/s}} = 7.85$$

$$\lambda_{r11} = \lambda \frac{r_{11}}{R} = 7.85 \times \frac{2.4}{2.5} = 7.54$$

$$\varphi_{11} = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_{r11}} \right) = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{7.54} \right) = 5.04^\circ$$

$$c_{11} = \frac{8\pi r_{11}}{BC_{l11,diseño}} (1 - \cos \varphi_{11}) = \frac{8\pi \times 2.4}{3 \times 1.1785} (1 - \cos 5.04^\circ) = 0.066 \text{ m}$$

$$\sigma'_{11} = \frac{Bc_{11}}{2\pi r_{11}} = \frac{3 \times 0.066}{2\pi \times 2.4} = 0.013$$

$$\theta_{p11} = \varphi_{11} - \alpha_{11,diseño} = 5.04^\circ - 6.75^\circ = -1.71^\circ$$

$$\theta_{T11} = \theta_{p11} - \theta_{p,0} = -1.71^\circ - 0^\circ = -1.71^\circ$$

Luego de calcular los pasos anteriores en las demás secciones se llega a obtener sus respectivas longitudes de cuerda, por lo que se tiene:

Tabla 3.2. Geometría de álabe según cálculo en el Caso 2 de operación.

Sección	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Radio (mm)	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
Cuerda (mm)	307	250	193	164	133	118	102	90	81	73	66

- V. Para cada condición de operación se calcula la geometría y se compara entre ellas con la finalidad de obtener la variación de longitud de cuerda más lineal para el perfil aerodinámico bajo estudio.
- VI. En la Figura 3.7 se muestran las variaciones de longitud de cuerda para cada condición de operación y se observa que la variación más lineal se halla en el caso 4. Por ello, la geometría del caso 4 (longitud de cuerda y ángulo de paso) se va a

seleccionar y utilizar para el análisis y determinación del C_p en todas las condiciones de operación. En la Tabla 3.3, se muestran los valores que definen la geometría seleccionada a analizar incluyendo la sección y la posición radial a la cual se encuentra la sección, la longitud de cuerda y el ángulo de paso.

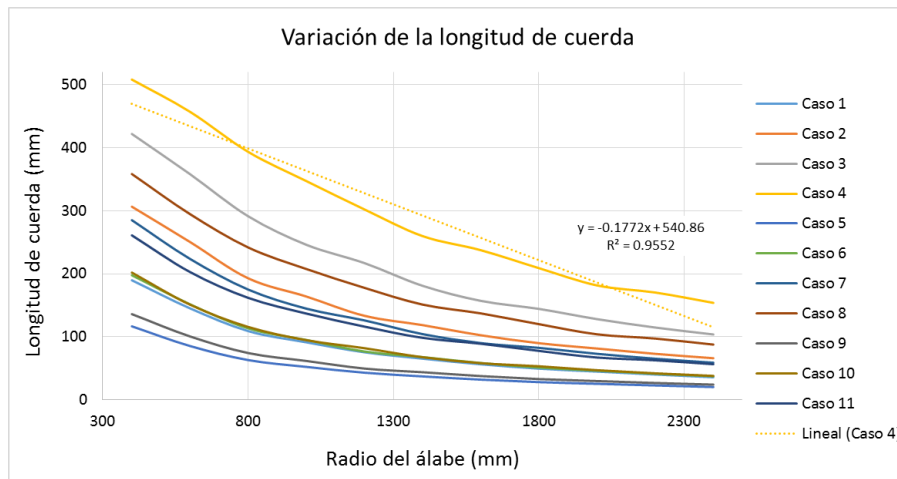


Figura 3.7. Variación de la longitud de cuerda según condición de operación.

Tabla 3.3. Longitud de cuerda y ángulo de paso para WORTMANN FX 60-126.

Sección	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Radio (mm)	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400
Cuerda (mm)	508	457	394	347	302	260	238	209	182	170	154
Ángulo de paso (°)	27.86	20.17	15.05	11.77	9.21	7.05	5.83	4.40	2.95	2.41	1.50

Los resultados del cálculo desarrollado en esta sección 3.2.1 para los perfiles WORTMANN FX 60-126, E387 y S823 se muestran en el ANEXO B, donde se tiene la variación y longitud de cuerda según cada caso de operación y la geometría seleccionada para cada perfil bajo análisis. Con estos resultados se procede a realizar la siguiente etapa de cálculo. En el caso del perfil NACA 4418 se ha obviado los pasos de la sección 3.2.1 ya que estos se utilizan para encontrar la geometría del álabe, la cual ya existía para este perfil.

3.2.2 Etapa de iteración

- I. Con la geometría seleccionada de la Tabla 3.3 para el perfil WORTMANN FX 60-126 y para las condiciones de operación del caso 2, se inicia la iteración con valores de cero para los factores de inducción axial y angular.

II. Después de 7 iteraciones y actualizando valores para la octava iteración, se obtiene:

$$a_{11,8} = 0.55730 \text{ y } a'_{11,8} = 0.00349$$

III. Se procede con la octava iteración para calcular el ángulo de velocidad relativa del viento y el factor de Prandtl.

$$\varphi_{11,8} = \tan^{-1} \frac{1 - a_{11,8}}{(1 + a'_{11,8})\lambda_{r11}} = \tan^{-1} \frac{1 - 0.5573}{(1 + 0.00349) \times 7.54} = 3.35^\circ$$

$$F_{11,8} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(B/2)(1-r_{11}/R)}{(r_{11}/R) \sin \varphi_{11,8}} \right] = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{(3/2)(1-2.4/2.5)}{(2.4/2.5) \sin 3.35^\circ}} \right] = 0.7771$$

IV. Calculando el ángulo de ataque:

$$\alpha_{11,8} = \varphi_{11,8} - \theta_{p11} = 3.35^\circ - 1.5 = 1.85^\circ$$

El ángulo de ataque se aproximó a 1.75° donde al número de Reynolds de 107850 según la longitud de cuerda $c_{11} = 154\text{mm}$, le corresponde:

$$C_{l11,8} = 0.6599 \text{ y } C_{d11,8} = 0.0179$$

Calculando se obtiene:

$$C_{n11,8} = C_{l11,8} \cos \varphi_{11,8} + C_{d11,8} \sin \varphi_{11,8} = 0.6599 \times \cos 3.35 + 0.0179 \times \sin 3.35 = 0.6598$$

$$C_{t11,8} = C_{l11,8} \sin \varphi_{11,8} - C_{d11,8} \cos \varphi_{11,8} = 0.6599 \times \sin 3.35 - 0.0179 \times \cos 3.35 = 0.0206$$

V. Al actualizar el valor de a'

$$a'_{11,9} = \frac{1}{\frac{4F_{11,8} \sin \varphi_{11,8} \cos \varphi_{11,8}}{\sigma'_{11} C_{t11,8}} - 1} = \frac{1}{\frac{4 \times 0.7771 \times \sin 3.35 \cos 3.35}{0.031 \times 0.0206} - 1} = 0.00350$$

VI. Actualizando el valor de a

$$a_{11,9} = \frac{1}{\frac{(2 \sin \varphi_{11,8})^2 F_{11,8}}{\sigma'_{11} C_{n11,8}} + 1} = \frac{1}{\frac{(2 \times \sin 3.35)^2 \times 0.7771}{0.031 \times 0.6598} + 1} = 0.65559$$

Ya que $a > 0.2$, entonces se usa la corrección de Glauert:

$$K_{11,8} = \frac{(2 \sin \varphi_{11,8})^2 F_{11,8}}{\sigma'_{11} C_{n11,8}} = \frac{(2 \times \sin 3.35)^2 \times 0.7771}{0.031 \times 0.6598} = 0.53$$

$$a_{11,9} = \frac{1}{2} \left(2 + 0.6 \times 0.53 - \sqrt{(0.6 \times 0.53 + 2)^2 + 4(0.04 \times 0.53 - 1)} \right) = 0.55672$$

VII. Luego de iterar 8 veces y de actualizar los valores de los factores de inducción se encontró que las variaciones son pequeñas.

$$\Delta a = 0.00058 \text{ y } \Delta a' = -0.00001$$

VIII. Después de calcular todos los valores que definen el rendimiento aerodinámico de los pasos anteriores para la geometría seleccionada (Tabla 3.3) en cada sección del álabe y para la condición de operación analizada del caso 2, se tienen los resultados mostrados en la Tabla 3.4 y con ello se puede determinar el coeficiente de potencia mediante la ecuación (2.75):

$$C_p = 0.4618$$

Tabla 3.4. Resultados del caso 2 para el perfil WORTMANN FX 60-126.

Valores iniciales								Iteración #8								
Sección	Radio	Velocidad específica local	Longitud de cuerda	Número de Reynolds	Solidez local	Ángulo de paso	Ángulo de velocidad relativa del viento	Factor por pérdida en la punta del álabe	Ángulo de ataque	Coefficiente de sustentación	Coefficiente de arrastre	Coefficiente normal	Coefficiente tangencial	Factor K	Factor de inducción axial	Factor de inducción angular
i	r	Ar	c	Re	σ'	θ_p	ϕ	F	α	Cl	Cd	Cn	Ct	k	a	a'
-	m	-	m	-	-	$^\circ$	$^\circ$	-	$^\circ$	-	-	-	-	-	-	-
1	0.40	1.26	0.508	356540	0.607	27.86	22.39	1.0000	-5.47	-0.1111	0.0114	-0.0984	-0.0529	-9.72	-0.11465	-0.02226
2	0.60	1.88	0.457	320637	0.364	20.17	20.13	1.0000	-0.04	0.5067	0.0093	0.4789	0.1657	2.72	0.26474	0.04893
3	0.80	2.51	0.394	275987	0.235	15.05	15.17	1.0000	0.12	0.5057	0.0100	0.4907	0.1227	2.38	0.28833	0.02937
4	1.00	3.14	0.347	243501	0.166	11.77	11.95	1.0000	0.19	0.5320	0.0107	0.5227	0.0997	1.98	0.32125	0.02083
5	1.20	3.77	0.302	211918	0.120	9.21	9.64	1.0000	0.43	0.5579	0.0116	0.5520	0.0820	1.69	0.34997	0.01515
6	1.40	4.40	0.260	182192	0.089	7.05	7.96	0.9999	0.91	0.6088	0.0126	0.6047	0.0719	1.43	0.38033	0.01175
7	1.60	5.03	0.238	166551	0.071	5.83	6.77	0.9995	0.95	0.6054	0.0133	0.6027	0.0582	1.30	0.39764	0.00889
8	1.80	5.65	0.209	146503	0.055	4.40	5.80	0.9980	1.39	0.6551	0.0143	0.6532	0.0519	1.13	0.42420	0.00722
9	2.00	6.28	0.182	127282	0.043	2.95	5.01	0.9913	2.06	0.7008	0.0156	0.6995	0.0457	1.00	0.44588	0.00577
10	2.20	6.91	0.170	119382	0.037	2.41	4.35	0.9571	1.93	0.6961	0.0163	0.6953	0.0365	0.86	0.47327	0.00468
11	2.40	7.54	0.154	107849	0.031	1.50	3.35	0.7771	1.85	0.6599	0.0179	0.6598	0.0206	0.53	0.55672	0.00350

Tabla 3.5. Resultados del caso 2 para el perfil NACA 4418

Valores iniciales								Iteración #8								
Sección	Radio	Velocidad específica local	Longitud de cuerda	Número de Reynolds	Solidez local	Ángulo de paso	Ángulo de velocidad relativa del viento	Factor por pérdida en la punta del álabe	Ángulo de ataque	Coefficiente de sustentación	Coefficiente de arrastre	Coefficiente normal	Coefficiente tangencial	Factor K	Factor de inducción axial	Factor de inducción angular
i	r	Ar	c	Re	σ'	θ_p	ϕ	F	α	Cl	Cd	Cn	Ct	k	a	a'
-	m	-	m	-	-	$^\circ$	$^\circ$	-	$^\circ$	-	-	-	-	-	-	-
1	0.40	1.26	0.320	224404	0.382	23.50	27.70	1.0000	4.20	0.9474	0.0147	0.8456	0.4274	2.68	0.26747	0.11007
2	0.60	1.88	0.298	208976	0.237	14.50	18.70	1.0000	4.20	0.9475	0.0153	0.9024	0.2893	1.92	0.32661	0.05986
3	0.80	2.51	0.275	192847	0.164	10.50	13.89	1.0000	3.39	0.8829	0.0153	0.8608	0.1971	1.63	0.35653	0.03596
4	1.00	3.14	0.255	178822	0.122	8.25	11.02	1.0000	2.77	0.8218	0.0153	0.8096	0.1421	1.48	0.37388	0.02360
5	1.20	3.77	0.235	164797	0.094	6.75	9.05	1.0000	2.30	0.7855	0.0156	0.7782	0.1081	1.36	0.38977	0.01854
6	1.40	4.40	0.215	150771	0.073	5.50	7.64	0.9999	2.14	0.7763	0.0165	0.7716	0.0869	1.25	0.40498	0.01224
7	1.60	5.03	0.195	136746	0.058	4.50	6.62	0.9986	2.12	0.7588	0.0174	0.7557	0.0702	1.21	0.41159	0.00900
8	1.80	5.65	0.176	123422	0.047	3.50	5.82	0.9980	2.32	0.7648	0.0188	0.7628	0.0589	1.15	0.41974	0.00687
9	2.00	6.28	0.159	111501	0.038	2.25	5.10	0.9907	2.85	0.7899	0.0209	0.7886	0.0493	1.04	0.43772	0.00537
10	2.20	6.91	0.140	98177	0.030	1.40	4.60	0.9502	3.20	0.7950	0.0245	0.7944	0.0393	1.01	0.44314	0.00395
11	2.40	7.54	0.122	85554	0.024	1.30	4.13	0.7239	2.83	0.6353	0.0307	0.6359	0.0152	0.97	0.45016	0.00178

Tabla 3.6. Resultados del caso 2 para el perfil E387

Valores iniciales								Iteración #17								
Sección	Radio	Velocidad específica local	Longitud de cuerda	Número de Reynolds	Solidez local	Ángulo de paso	Ángulo de velocidad relativa del viento	Factor por pérdida en la punta del álabe	Ángulo de ataque	Coefficiente de sustentación	Coefficiente de arrastre	Coefficiente normal	Coefficiente tangencial	Factor K	Factor de inducción axial	Factor de inducción angular
i	r	λr	c	Re	σ'	θ_p	ϕ	F	α	C _l	C _d	C _n	C _t	k	a	a'
-	m	-	m	-	-	°	°	-	°	-	-	-	-	-	-	-
1	0.40	1.26	0.591	414330	0.705	28.36	33.99	1.0000	5.63	0.9769	0.0140	0.8178	0.5345	2.17	0.30489	0.25519
2	0.60	1.88	0.531	372412	0.423	20.67	22.67	1.0000	2.00	0.6178	0.0080	0.5731	0.2308	2.45	0.28275	0.07360
3	0.80	2.51	0.445	311733	0.265	15.30	15.80	1.0000	0.49	0.4530	0.0080	0.4381	0.1156	2.55	0.27594	0.03015
4	1.00	3.14	0.392	275038	0.187	12.02	12.34	1.0000	0.32	0.4264	0.0085	0.4184	0.0828	2.33	0.29191	0.01892
5	1.20	3.77	0.324	227031	0.129	8.96	9.96	0.9999	0.99	0.5092	0.0099	0.5032	0.0783	1.84	0.33404	0.01504
6	1.40	4.40	0.285	199876	0.097	7.05	8.17	0.9998	1.12	0.5098	0.0107	0.5061	0.0619	1.64	0.35516	0.01080
7	1.60	5.03	0.248	173704	0.074	5.33	6.92	0.9994	1.59	0.5644	0.0121	0.5618	0.0559	1.40	0.38495	0.00873
8	1.80	5.65	0.218	152707	0.058	3.90	5.81	0.9980	1.91	0.6181	0.0138	0.6163	0.0489	1.15	0.42035	0.00707
9	2.00	6.28	0.198	138679	0.047	2.95	5.11	0.9905	2.16	0.6443	0.0151	0.6431	0.0424	1.04	0.43914	0.00573
10	2.20	6.91	0.169	118378	0.037	1.41	4.27	0.9590	2.86	0.6954	0.0175	0.6948	0.0344	0.84	0.47724	0.00443
11	2.40	7.54	0.160	112056	0.032	1.00	3.33	0.7785	2.33	0.6410	0.0177	0.6409	0.0196	0.52	0.55972	0.00346

Tabla 3.7. Resultados del caso 2 para el perfil S823

Valores iniciales								Iteración #4								
Sección	Radio	Velocidad específica local	Longitud de cuerda	Número de Reynolds	Solidez local	Ángulo de paso	Ángulo de velocidad relativa del viento	Factor por pérdida en la punta del álabe	Ángulo de ataque	Coefficiente de sustentación	Coefficiente de arrastre	Coefficiente normal	Coefficiente tangencial	Factor K	Factor de inducción axial	Factor de inducción angular
i	r	λr	c	Re	σ'	θ_p	ϕ	F	α	C _l	C _d	C _n	C _t	k	a	a'
-	m	-	m	-	-	°	°	-	°	-	-	-	-	-	-	-
1	0.40	1.26	0.498	349179	0.594	26.11	23.69	1.0000	-2.43	0.0406	0.0128	0.0423	0.0046	25.66	0.03751	0.00185
2	0.60	1.88	0.440	308829	0.350	18.17	19.23	1.0000	1.06	0.4407	0.0131	0.4204	0.1328	2.95	0.25088	0.03885
3	0.80	2.51	0.379	265882	0.226	13.05	14.97	1.0000	1.91	0.5482	0.0143	0.5333	0.1278	2.21	0.30130	0.02984
4	1.00	3.14	0.327	229035	0.156	9.52	11.88	1.0000	2.36	0.5709	0.0158	0.5619	0.1021	1.93	0.32544	0.02015
5	1.20	3.77	0.280	196024	0.111	6.71	9.53	1.0000	2.81	0.6182	0.0178	0.6126	0.0848	1.61	0.35905	0.01466
6	1.40	4.40	0.243	170400	0.083	4.55	7.88	0.9999	3.33	0.6583	0.0198	0.6548	0.0707	1.39	0.38623	0.01090
7	1.60	5.03	0.217	152246	0.065	3.08	6.75	0.9996	3.67	0.6960	0.0221	0.6938	0.0599	1.23	0.40814	0.00838
8	1.80	5.65	0.191	133860	0.051	1.40	5.82	0.9980	4.42	0.7486	0.0246	0.7472	0.0515	1.09	0.43065	0.00651
9	2.00	6.28	0.174	122143	0.042	0.45	5.10	0.9907	4.64	0.7489	0.0272	0.7484	0.0394	1.00	0.44480	0.00469
10	2.20	6.91	0.159	111343	0.034	-0.59	4.51	0.9502	5.10	0.7361	0.0302	0.7362	0.0278	0.93	0.45892	0.00321
11	2.40	7.54	0.146	102560	0.029	-1.50	3.53	0.7239	5.03	0.6727	0.0347	0.6736	0.0068	0.59	0.53882	0.00106

En el ANEXO C se muestran los resultados de la etapa iterativa del cálculo para todos los perfiles de sustentación bajo estudio. Estos resultados se complementan con los mostrados desde la Tabla 3.4 a la Tabla 3.7, donde se tiene los valores que afectan y definen el rendimiento aerodinámico en cada sección del álabe. Con ello y de la misma manera se puede hallar el coeficiente de potencia para todas las condiciones de operación.

- IX. Para obtener la curva $C_P-\lambda$, se debe calcular primero todas las velocidades específicas según las condiciones de operación y luego los C_P según los pasos anteriores. En la Tabla 3.8 se observa que en los casos 1, 6 y 10 el valor de λ es el mismo, también se muestran los C_P calculados, la potencia disponible en el viento y la convertida por el rotor para el caso del perfil evaluado.

Tabla 3.8. Coeficientes de potencia del perfil WORTMANN FX 60-126.

Velocidad específica λ	Caso	U (m/s)	Ω (RPM)	Coeficiente de potencia C_P	Potencia disponible en el viento (kW)	Potencia convertida por el rotor (kW)
5.24	4	15	300	0.540	41.28	22.29
6.28	3	12.5	300	0.529	23.89	12.64
6.98	8	15	400	0.501	41.28	20.68
7.85	2	10	300	0.462	12.23	5.65
8.38	7	12.5	400	0.447	23.89	10.68
8.73	11	15	500	0.436	41.28	18.00
10.47	1	7.5	300	0.321	5.16	1.66
10.47	6	10	400		12.23	3.93
10.47	10	12.5	500		23.89	7.67
13.09	9	10	500	0.181	12.23	2.21
13.96	5	7.5	400	0.023	5.16	0.12

Finalmente se genera la curva C_P - λ mostrada en la Figura 3.8 para el perfil WORTMANN FX 60-126 con los valores obtenidos mediante el método analítico.

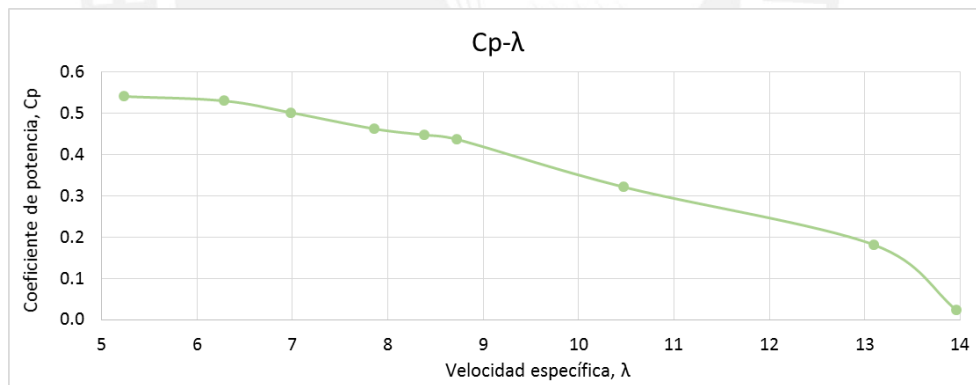


Figura 3.8. Curva C_P - λ del perfil WORTMANN FX 60-126.

3.3 Comparación de curvas de coeficiente de potencia - velocidad específica

Realizando los pasos de cálculo de la sección 2.9 para los perfiles NACA 4418, WORTMANN FX 60-126, E387 y S823 se obtiene los valores de la Tabla 3.9. Como se mencionó, en el caso del perfil NACA 4418 se ha obviado la primera etapa de cálculo ya que esta se utiliza para hallar la geometría del álabe, la cual ya existía para este perfil. Por lo que se ha comparado los otros tres perfiles con el ya existente.

El método analítico no solo permite analizar el rendimiento aerodinámico de un rotor sino también se puede determinar la geometría y luego calcular el rendimiento de esta como se ha realizado para los casos de los perfiles WORTMANN FX 60-126, E387 y S823.

Tabla 3.9. Resultados del cálculo del C_P por el método analítico.

Velocidad específica λ	E387	FX 60-126	NACA 4418	S823
5.24	0.536	0.540	0.522	0.526
6.28	0.524	0.529	0.516	0.497
6.98	0.506	0.501	0.510	0.478
7.85	0.448	0.462	0.437	0.376
8.38	0.415	0.447	0.440	0.381
8.73	0.341	0.436	0.437	0.375
10.47	0.141	0.321	0.307	0.171
13.09	0.000	0.181	0.051	0.086
13.96	0.000	0.023	0.000	0.000

En los perfiles S823 y E387 analizados se obtienen menores valores del coeficiente de potencia debido a que la relación entre el coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre es menor. La forma geométrica que presentan da como resultado que los coeficientes de arrastre sean mayores para los ángulos de ataque durante la iteración.

Para mayores velocidades del viento se tiene ángulos de ataque más altos donde a pesar de que el coeficiente de sustentación es mayor, el coeficiente de arrastre también lo es y así se llega al régimen de pérdida de sustentación como se observa en la Figura 2.8. Esta situación se alcanza más rápidamente en la punta del álabe donde se tiene menor número de Reynolds y especialmente en los perfiles S823 y E387 según sus curvas de C_l y C_d . Por ello, el rendimiento aerodinámico disminuye notoriamente en el caso de esos perfiles.

En la Figura 3.9 se puede observar que luego de realizar el proceso iterativo de cálculo de los 4 perfiles de sustentación por cada condición de operación y en cada sección del álabe se tiene que el de mayor rendimiento aerodinámico es el perfil WORTMANN FX 60-126 donde se obtienen mayores valores de C_P en casi todos los valores de λ a excepción de dos. En el primer caso de $\lambda=6.98$ su rendimiento aerodinámico es ligeramente menor en 0.009 y 0.005 al de los perfiles NACA 4418 y E387

respectivamente, mientras que en el segundo caso de $\lambda=8.73$ el C_P es menor en 0.001 al obtenido en el perfil NACA 4418. Finalmente, el perfil S823 es superado notoriamente en todos los casos de operación. Por lo tanto, a pesar de que el C_P del perfil WORTMANN FX 60-126 es superado en pocos casos de λ , este es superior en la mayoría de ellos y por ende es seleccionado para el análisis bajo la simulación numérica en software CFD.

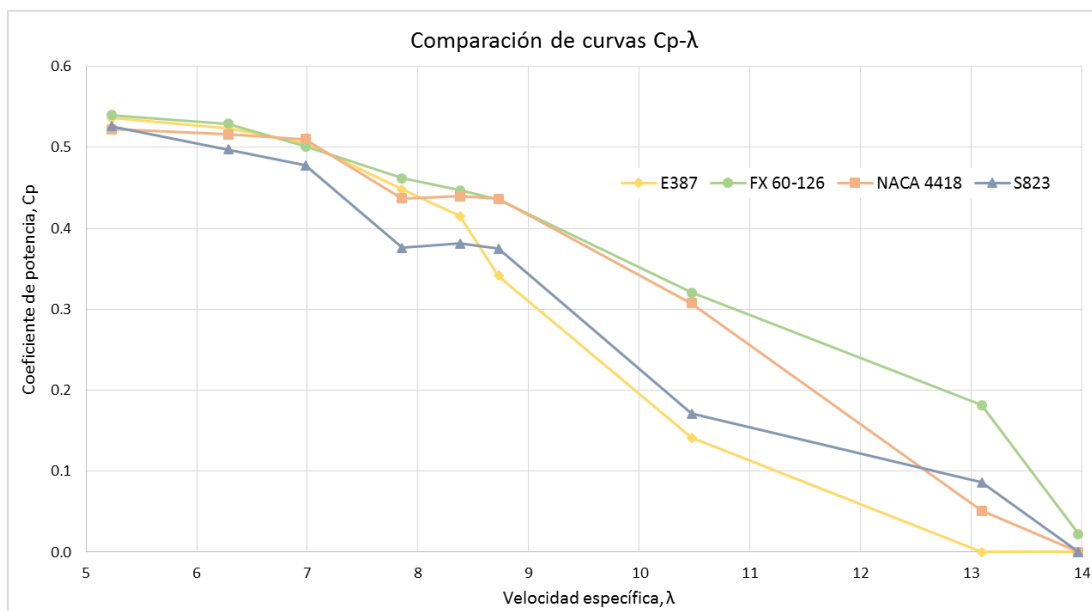


Figura 3.9. Comparación de curvas $C_P-\lambda$ de los perfiles evaluados.

Debido a lo mostrado en las curvas de $C_P-\lambda$ se entiende que en los casos de operación en los cuales la velocidad del viento es lo suficientemente alta con respecto a la velocidad angular del rotor se puede tener un valor alto de rendimiento aerodinámico. En caso contrario cuando la velocidad del viento no es lo suficientemente fuerte como para generar torque a una determinada velocidad angular, el C_P cae considerablemente hasta incluso llegar a no generar potencia alguna.

La combinación de las teorías de cantidad de movimiento y del elemento de álabe estudiadas durante el desarrollo del método analítico ha demostrado ser un buen proceso de cálculo para determinar el rendimiento aerodinámico de los 4 perfiles de sustentación.

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISIS COMPUTACIONAL DEL PERFIL SELECCIONADO MEDIANTE SOFTWARE CFD

La compleja operación de los aerogeneradores que se da por la relación que hay entre la capa límite en los perfiles, la generación de energía y el flujo de aire alrededor de estos han requerido el uso de análisis computacionales para su diseño.

Algunas desventajas de la combinación de las teorías de cantidad de movimiento y del elemento de álabe incluyen errores en condiciones de grandes velocidades inducidas o la orientación del flujo de aire y la incapacidad de predecir la pérdida de sustentación retrasada debido a los efectos de rotación. Además, a pesar de que se pueden utilizar túneles de viento para analizar el comportamiento aerodinámico, estos no son lo suficientemente grandes para mayores valores del número de Reynolds. Los métodos computacionales calculan el campo de velocidad inducida mediante la determinación de la distribución de la vorticidad en la estela. Estos métodos son computacionalmente intensivos, pero tienen ventajas para el flujo orientado y la operación sujeta a los efectos de la capa límite tridimensional. Por ello, la dinámica de fluidos computacional está siendo aplicada al análisis de aerogeneradores para validar el rendimiento de sus rotores.

El software de simulación ANSYS provee todos los componentes necesarios para realizar un análisis aerodinámico del rotor del aerogenerador seleccionado. A través de la dinámica de fluidos computacional (CFD) de ANSYS se puede predecir el comportamiento del flujo del fluido. La solución se basa en el método de volúmenes finitos en la cual los dominios son discretizados en un conjunto de volúmenes de control, además las ecuaciones de conservación de masa, cantidad de movimiento, energía y otros son resueltas en este conjunto de volúmenes de control. Las ecuaciones diferenciales parciales se discretizan en un sistema de ecuaciones algebraicas y luego

todas estas ecuaciones se resuelven numéricamente para representar el campo de solución. Finalmente, las ecuaciones de conservación se resuelven iterativamente hasta que converjan.

El proceso de modelado, mallado, configuración, solución y manejo de resultados para la simulación se llevó a cabo a través del *Analysis System Fluid Flow CFX* de ANSYS el cual permite trabajar de manera ordenada paso por paso a través de la interface *Workbench*.

4.1 Modelado del rotor del aerogenerador

Luego de realizar la determinación y comparación de coeficientes de potencia en el capítulo 3 se obtuvo como perfil con mayor rendimiento aerodinámico el WORTMANN FX 60-126, por ello al completar la geometría de este para la simulación numérica se tiene:

Tabla 4.1. Geometría del perfil aerodinámico para simulación numérica.

Sección	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Posición radial (m)	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.5
Cuerda (mm)	525	508	457	394	347	302	260	238	209	182	170	154	145
Ángulo de paso (°)	33.57	27.86	20.17	15.05	11.77	9.21	7.05	5.83	4.40	2.95	2.41	1.50	0.96

Para la obtención de todos los puntos del perfil aerodinámico en cada sección y que conforman el álabe del rotor se utilizó la herramienta *Airfoil plotter* de la página web “airfoiltools.com” en la cual se debe detallar: el perfil aerodinámico, la longitud de cuerda, a qué porcentaje con respecto a la cuerda se ubica el origen y el ángulo de paso.

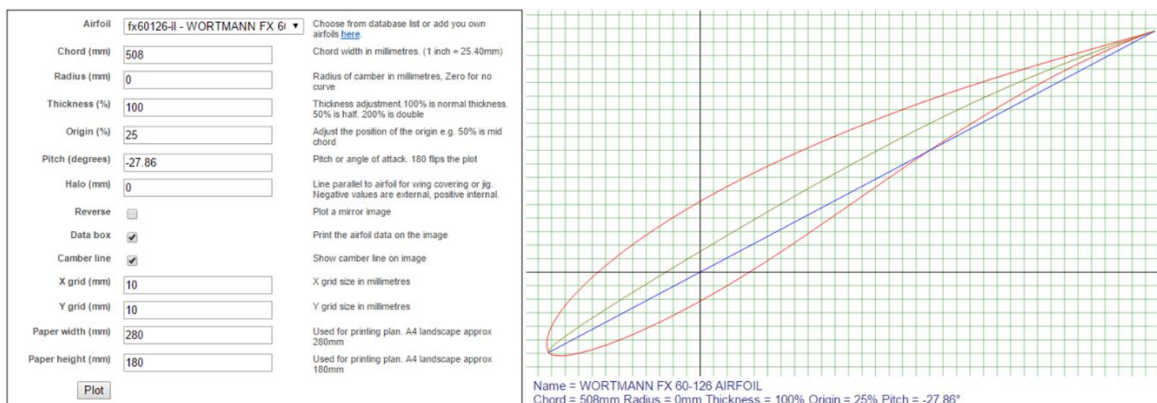


Figura 4.1. Configuración para obtención de puntos del perfil aerodinámico.

Tabla 4.2. Coordenadas de sección 1 para el perfil WORTMANN FX 60-126.

Punto	X(mm)	Y(mm)	Z(mm)	Punto	X(mm)	Y(mm)	Z(mm)
1	-336.84	400	-178.05	49	112.28	400	59.35
2	-336.30	400	-177.90	50	111.08	400	60.45
3	-334.71	400	-177.43	51	108.84	400	61.21
4	-332.05	400	-176.65	52	105.56	400	61.61
5	-328.35	400	-175.59	53	101.29	400	61.61
6	-323.61	400	-174.24	54	96.11	400	61.10
7	-317.85	400	-172.59	55	90.12	400	59.89
8	-311.11	400	-170.67	56	83.23	400	58.26
9	-303.40	400	-168.48	57	75.64	400	55.85
10	-294.77	400	-166.02	58	67.20	400	53.02
11	-285.26	400	-163.31	59	58.13	400	49.47
12	-274.91	400	-160.32	60	48.33	400	45.45
13	-263.78	400	-157.07	61	37.96	400	40.74
14	-251.91	400	-153.56	62	26.98	400	35.56
15	-239.36	400	-149.82	63	15.53	400	29.73
16	-226.20	400	-145.81	64	3.58	400	23.44
17	-212.49	400	-141.53	65	-8.74	400	16.54
18	-198.33	400	-136.95	66	-21.45	400	9.20
19	-183.78	400	-132.09	67	-34.40	400	1.31
20	-168.92	400	-126.92	68	-47.62	400	-6.97
21	-153.80	400	-121.48	69	-60.99	400	-15.71
22	-138.52	400	-115.75	70	-74.53	400	-24.72
23	-123.12	400	-109.79	71	-88.16	400	-34.03
24	-107.69	400	-103.57	72	-101.90	400	-43.44
25	-92.28	400	-97.19	73	-115.65	400	-52.97
26	-76.99	400	-90.56	74	-129.43	400	-62.46
27	-61.86	400	-83.80	75	-143.14	400	-71.91
28	-47.01	400	-76.80	76	-156.80	400	-81.17
29	-32.47	400	-69.67	77	-170.33	400	-90.20
30	-18.35	400	-62.33	78	-183.73	400	-98.88
31	-4.67	400	-54.93	79	-196.92	400	-107.23
32	8.45	400	-47.36	80	-209.84	400	-115.17
33	21.03	400	-39.79	81	-222.43	400	-122.73
34	32.93	400	-32.09	82	-234.65	400	-129.81
35	44.19	400	-24.49	83	-246.44	400	-136.43
36	54.67	400	-16.83	84	-257.75	400	-142.52
37	64.44	400	-9.35	85	-268.52	400	-148.10
38	73.35	400	-1.89	86	-278.69	400	-153.18
39	81.51	400	5.25	87	-288.20	400	-157.76
40	88.73	400	12.30	88	-296.99	400	-161.84
41	95.15	400	18.94	89	-305.01	400	-165.43
42	100.54	400	25.52	90	-312.23	400	-168.55
43	105.10	400	31.57	91	-318.60	400	-171.18
44	108.66	400	37.36	92	-324.08	400	-173.35
45	111.28	400	42.72	93	-328.62	400	-175.07
46	112.94	400	47.65	94	-332.18	400	-176.42
47	113.56	400	52.27	95	-334.76	400	-177.34
48	113.40	400	56.06	96	-336.33	400	-177.86

Con ello se obtiene la gráfica y las coordenadas en X e Y que definen cada sección del álabe. Luego se deben ordenar de manera tal que puedan representarse en un espacio tridimensional siendo la coordenada Y la posición radial a la cual se encuentra la sección del álabe como se muestra en la Tabla 4.2. Las coordenadas de las demás secciones del álabe se presentan en el ANEXO D.

El álabe y cubo del rotor del aerogenerador fueron modelados en el componente *Design Modeler* de ANSYS. Para la creación de cada sección del álabe se ordenó las coordenadas de manera tal que formen 16 polilíneas distintas, una tras otra, y que unidas formen un lazo cerrado el cual simboliza una sección del álabe. Todos los puntos que definen las 13 secciones del álabe conformadas por sus 16 polilíneas fueron ordenados para formar una lista de coordenadas en un archivo de Excel que se guardó como Documento de texto el cual se importó como curvas al modelador de ANSYS a través del comando *3D Curve*.

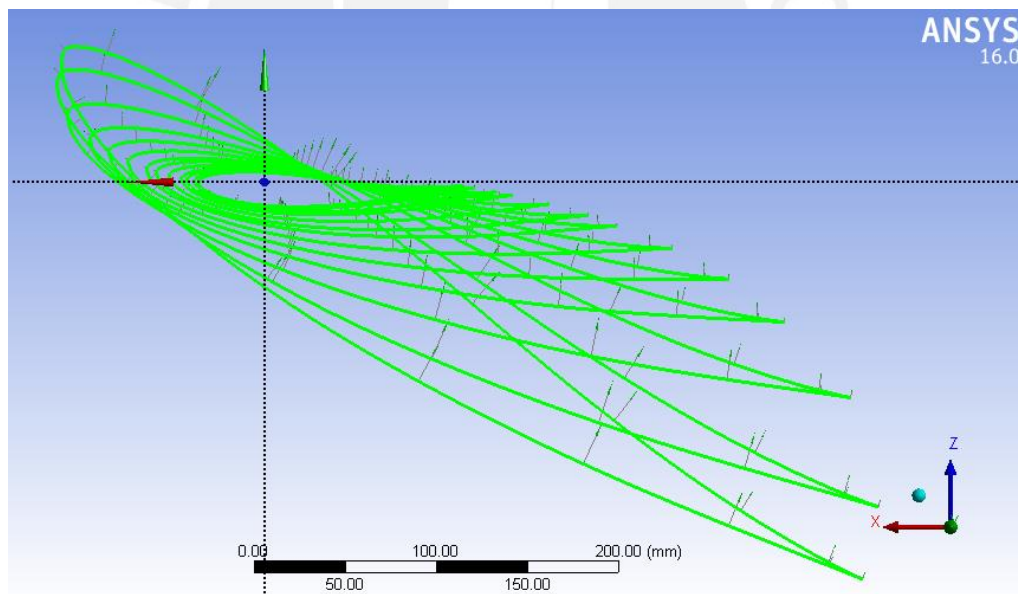


Figura 4.2. Curvas de secciones del álabe en ANSYS Design Modeler.

Como se observa en la Figura 4.2 las 13 secciones del álabe presentan una rotación respecto a la otra debido al ángulo de paso y tienen como centro de rotación el punto ubicado al 25% de cada cuerda según se mostró en la Figura 2.7. Luego se genera toda la superficie del álabe a partir de las curvas que definen las 13 secciones (Figura 4.3).

Una vez obtenida la superficie del álabe se procede a generar el rotor completo incluyendo el cubo de este. Es por ello que anteriormente se definió cada sección del

álabe a través de 16 polilíneas ya que esto ayuda a generar una superficie más curva entre la sección raíz del álabe y el cubo. Esto se realizó con finalidad de generar una superficie con mejor acabado y sin esquinas o ángulos agudos que reduzcan la calidad de los volúmenes finitos en el mallado en pasos posteriores.

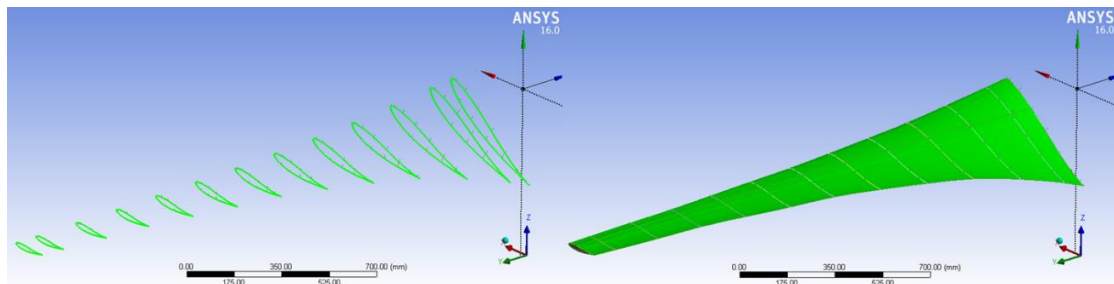


Figura 4.3. Superficie del álabe.

El cubo del rotor se generó a partir de un cilindro con una nariz de forma elíptica para enfrentar el flujo de aire directamente. Además se utilizó el comando *Merge* para unir las superficies generadas y obtener un acabado más uniforme. Sin embargo, se tuvo limitaciones para unir todas las superficies del álabe ya que no se permite acoplar grandes ángulos entre las normales de las superficies. A pesar de ello esto no produjo inconvenientes en los pasos posteriores de mallado y simulación. También se añadió redondeos en las esquinas donde se unen varias superficies con la finalidad de mejorar el acabado para el mallado y análisis posterior.

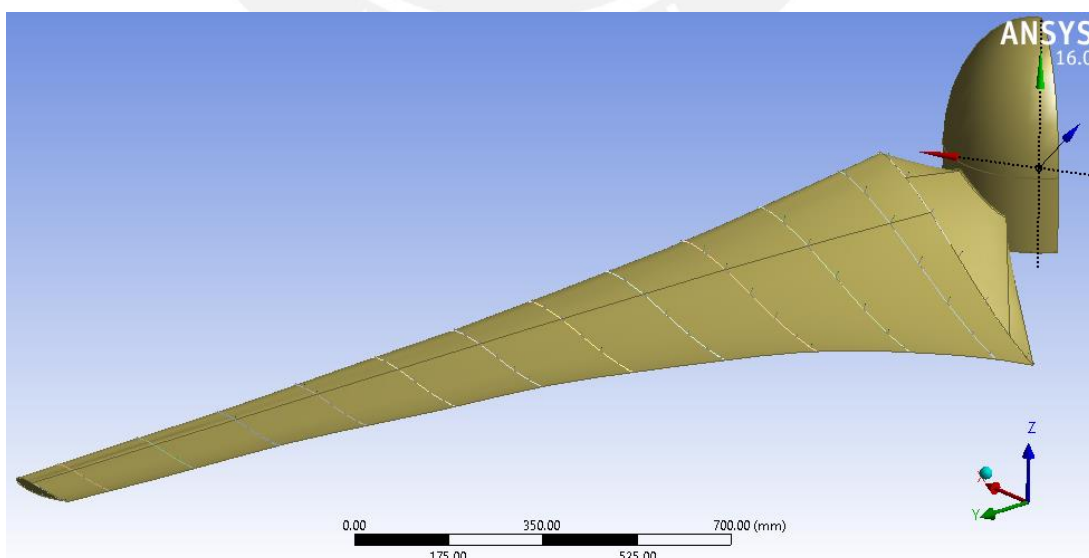


Figura 4.4. Tercera parte del rotor del aerogenerador en ANSYS Design Modeler.

Finalmente se obtiene una geometría del rotor como se muestra en la Figura 4.4 y que está compuesta por superficies y un sólido para el caso del cubo. No obstante, esto no perjudica el análisis ya que para realizar la simulación se genera un contorno el cual envuelve el modelo sin considerar su naturaleza geométrica. También se observa que solo se modeló una tercera parte del rotor con el propósito de reducir el uso de recurso computacional al momento de realizar la simulación.

El uso de *Design Modeler* dentro de ANSYS permite crear un modelo geométrico del rotor a analizar partiendo de las dimensiones básicas del perfil aerodinámico con mayor C_p mediante el método analítico. Además con la obtención de las coordenadas de las distintas secciones del álabe, muestra ser una herramienta sencilla al momento de establecer una metodología de trabajo. También permite modificar el modelo si se requiere y así continuar rápidamente ya que todo está dentro de una misma interface.

4.2 Volumen de control del fluido para simulación

Para realizar el análisis aerodinámico del rotor solo es necesario examinar el comportamiento del flujo de aire alrededor de este. Para ello es necesario generar un volumen de control que circunscriba al rotor y el cual es objeto de análisis dentro de la simulación. Por ende, el modelo creado en el paso anterior es empleado como representación de las superficies que el flujo de aire debe atravesar. Sin embargo, el modelo en si como objeto no interviene en el análisis aerodinámico ya que este se centra en cómo el aire incide y genera las fuerzas sobre este produciendo la potencia de salida en el rotor.

El volumen de control está comprendido por dos dominios: estático y rotatorio (Figura 4.5). En el dominio estático se define la velocidad de ingreso de aire al volumen de control y en el dominio rotatorio se define la velocidad angular del rotor. Esto ayuda a reducir el uso de recurso computacional de manera que el dominio rotatorio interactúa con el estático a través de un marco de referencia con la configuración de interfaces de dominio.

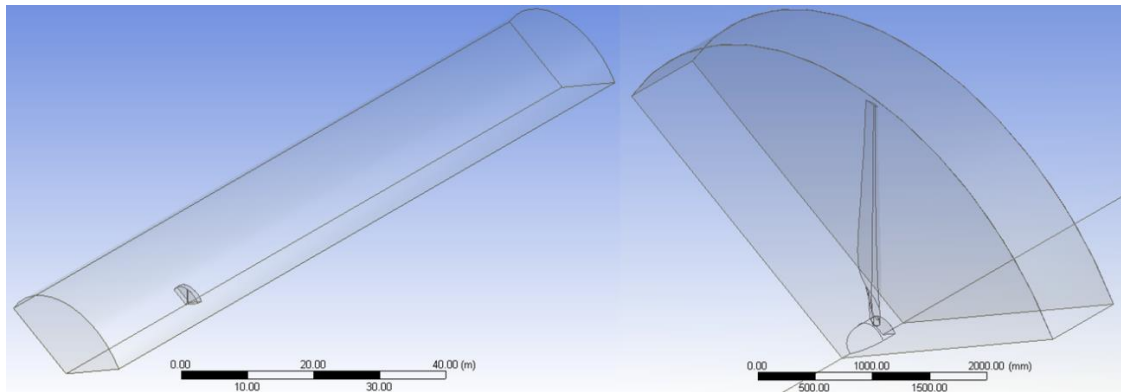


Figura 4.5. Dominio estático y dominio rotatorio del volumen de control.

Tomando como referencia dimensiones sugeridas por ANSYS en casos de análisis de flujo externo se dimensionó el volumen de control comprendido por el dominio estático y rotatorio como se muestra en la Figura 4.6. Es recomendado reducir las dimensiones del dominio rotatorio, siempre y cuando envuelva al rotor lo suficientemente para resolver los fenómenos aerodinámicos cerca a las paredes del rotor, ya que se rota todo el dominio durante la simulación lo que es físicamente correcto cerca de los álabes pero no en áreas más alejadas. Como resultado se obtuvo los dominios estático y rotatorio en los cuales el primero incluye al segundo. Además el dominio rotatorio contiene las superficies que representan al rotor, pero como se mencionó este no es incluido en el análisis aerodinámico.

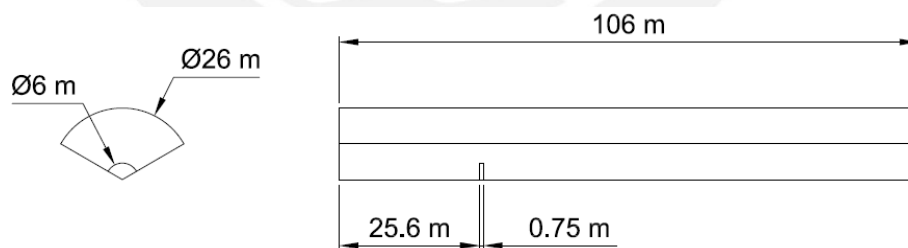


Figura 4.6. Dimensiones del volumen de control.

4.3 Generación del mallado

Para la creación del mallado se ha tenido consideración en las curvaturas existentes dentro del modelo a analizar, por ello la configuración está orientada al refinamiento y en capturar los detalles de los cambios de ángulo de las superficies. En el proceso de mallado se ha utilizado funciones avanzadas de dimensionamiento que capturan la curvatura y que controlan la resolución en las regiones de proximidad en el modelo.

El mallado del volumen de control del dominio rotatorio se hizo a través de tetraedros definidos desde dentro hacia fuera del dominio, mientras que en el dominio estático se definió un tamaño máximo de celda y así se refinó la malla (Figura 4.7). Las caras de los dominios estáticos y rotatorios que convergen presentan el mismo tamaño máximo de celda para evitar el desfase. Además como se mencionó el rotor se dividió para realizar el análisis de una tercera parte de este, por lo que se configuró que las caras externas del modelo tengan una coincidencia rotacional periódica y así simular el rotor completo.

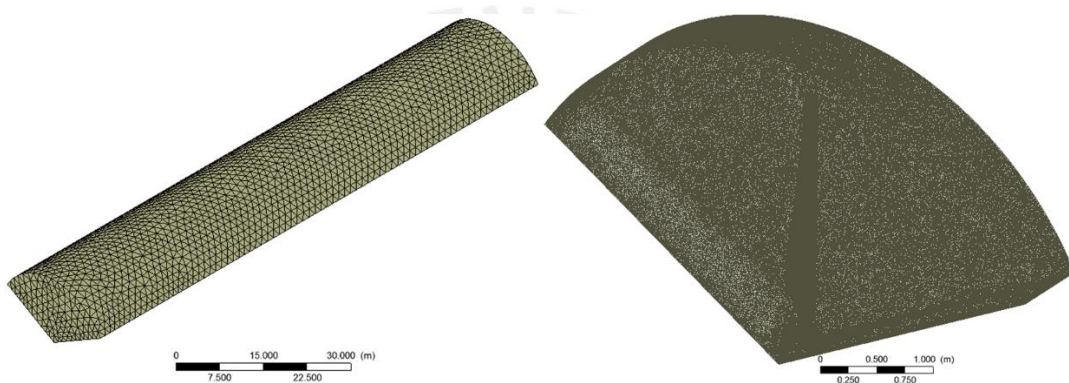


Figura 4.7. Mallado del dominio estático y rotatorio.

Debido al flujo de aire que traspasa las caras del álabe y del cubo del rotor se genera la capa límite. La determinación de la capa límite a través del mallado se realiza con el método local de mallado *Inflation* el cual permite generar capas de celdas delgadas prismáticas adyacentes a las paredes del modelo y que son necesarias para la captura de la capa límite en ellas (Figura 4.8). Dentro de este método se usó la opción *First Layer Thickness* la cual permite mantener una altura constante a lo largo de la primera capa de celdas. Además se utilizó la opción *Layer Compression* ya que conserva el número de capas configuradas para definir la capa límite.

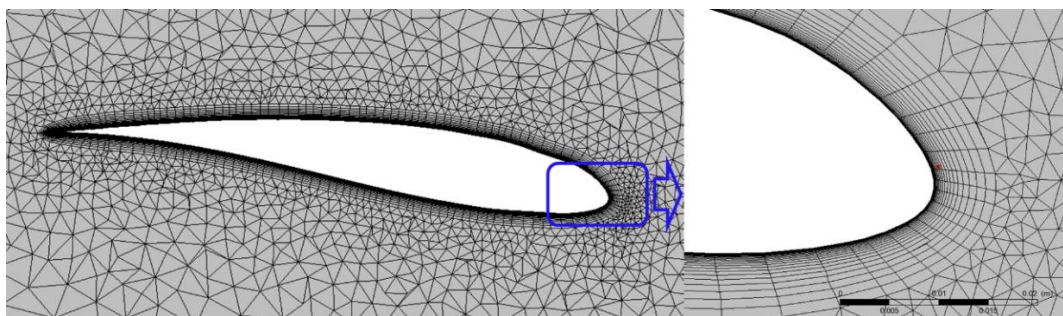


Figura 4.8. Mallado en las paredes del álabe.

En la Tabla 4.3 se tiene el resultado final de las estadísticas del mallado del volumen de control donde se observa un alto número de elementos y nodos debido al estudio de convergencia posteriormente descrito. Además se tiene un valor de *Element Quality* de 50.27% el cual es indicación de la calidad del elemento, este valor está dentro de lo tolerable para el análisis ya que se recomienda ser mayor que 30%, debido al uso del *Inflation* se tienen celdas no cubicas que reducen el valor del promedio total. Por otro lado, se tiene un *Aspect Ratio* de 33.05 para el cual se desean valores menores a 100 siendo 1 el valor perfecto, por lo tanto se tiene un valor dentro de lo tolerable. También se tiene un *Skewness* de 0.214 el cual determina que tan ideal es la forma de la celda y donde se desean valores cercanos a 0. Por último, el valor del *Orthogonal Quality* es de 0.886 e indica la ortogonalidad a través de las celdas, siendo valores cercanos a 1 los deseados.

Tabla 4.3. Estadísticas de mallado.

Nodos	4 407 411
Elementos	13 113 811
Element Quality	50.27%
Aspect Ratio	33.05
Skewness	0.214
Orthogonal Quality	0.886

4.4 Condiciones de contorno

En esta etapa se configura las condiciones de frontera con la finalidad de introducir la velocidad del viento al volumen de control, la velocidad rotacional del rotor y las demás interacciones que presentan los dominios estático y rotatorio.

Como se aprecia en la Figura 4.9, en el dominio estático se define la frontera *Inlet* en la cual se especifica la velocidad del viento. También se configura la frontera *Opening* por donde se permite tanto la salida como entrada de aire a su paso a través del volumen de control. En el dominio rotatorio se define la frontera *Wall* correspondiente a las paredes de la tercera parte del rotor incluyendo álabe y cubo, que simulará la rotación del rotor en su conjunto.

Las interacciones entre las caras internas y externas de los dominios se detallan a través de las interfaces de dominio. El modelo de interface y el método de conexión de mallado controlan como la data es transferida a través de las interfaces. Por ello en el caso de

las interacciones internas se eligen las opciones *Frozen Rotor* la cual es adecuada para el análisis aerodinámico bajo estudio por tener marcos de referencia en movimiento y *Generalised Grid Interface* (GGI) que ayuda a obtener una continuidad en el mallado a través del modelo. Además, debido a que se ha modelado una tercera parte del rotor se debe establecer un modelo de interface entre las caras externas en cada dominio que represente la periodicidad rotacional del modelo en los cuales también se emplea el método GGI.

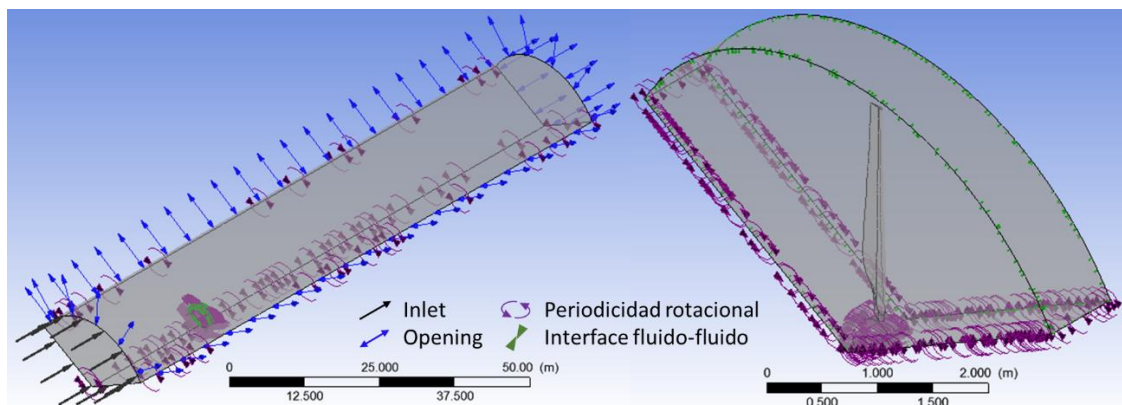


Figura 4.9. Configuración de condiciones de contorno del volumen de control.

ANSYS presenta diferentes enfoques para simular turbulencias, la aproximación más utilizada es la RANS (*Reynolds averaged Navier-Stokes simulation*) la cual realiza una solución de ecuaciones promediadas en el tiempo. Para la simulación en estudio es innecesario resolver los detalles de las fluctuaciones turbulentas ya que tan sólo se requiere saber cómo la turbulencia afecta al flujo medio. La simulación RANS presenta el modelo EVM (*Eddy Viscosity Models*) el cual a su vez presenta los siguientes modelos de turbulencia: SST, Zero Equation, Standard k- ϵ y Standard k- ω .

El modelo SST se desarrolló para superar las deficiencias de los modelos k- ϵ y k- ω . El modelo k- ω rinde mucho mejor para los flujos en la capa límite, mientras que el modelo k- ϵ lo hace en las regiones del flujo alejadas de las paredes del modelo. Por lo que se toma ventaja mezclando los dos modelos de acuerdo a la distancia de la pared del modelo (Figura 4.10). Así se tiene un modelo SST que predice mejor el comienzo y la cantidad de separación de flujo, los cuales son importantes para analizar la capa límite que se forma en las distintas condiciones de operación en el modelo.

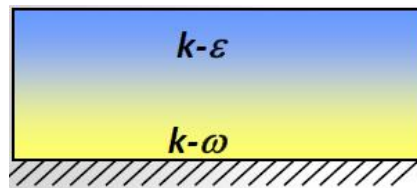


Figura 4.10. Alcance del modelo de turbulencia SST.

4.5 Estudio de convergencia del modelo

4.5.1 Convergencia por residuos y desbalances

Puesto que se desea obtener parámetros independientes del tiempo el análisis a realizar es estacionario. Además se realiza una máximo de 750 iteraciones para la primera simulación y así alcanzar una convergencia en el valor de los residuos. Los criterios de convergencia empleados son el *Root Mean Square* (RMS) el cual está basado en el promedio de residuos de todos los volúmenes de control y el *Conservation Target* el cual establece un objetivo para los desbalances globales que miden la conservación general de una cantidad ya sea masa, cantidad de movimiento o energía en el dominio de flujo. Por lo que para una convergencia razonable según ANSYS se establece que el RMS debe estar debajo de 10^{-4} y el *Conservation Target* debe ser menor a 1% es decir en 10^{-2} .

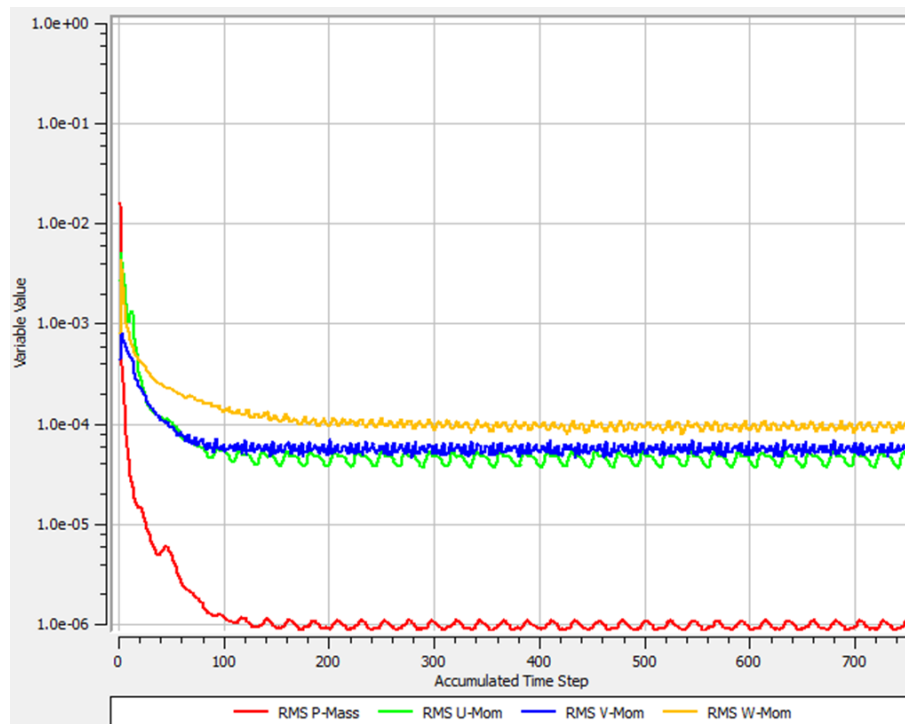


Figura 4.11. RMS de las ecuaciones de masa y cantidad de movimiento.

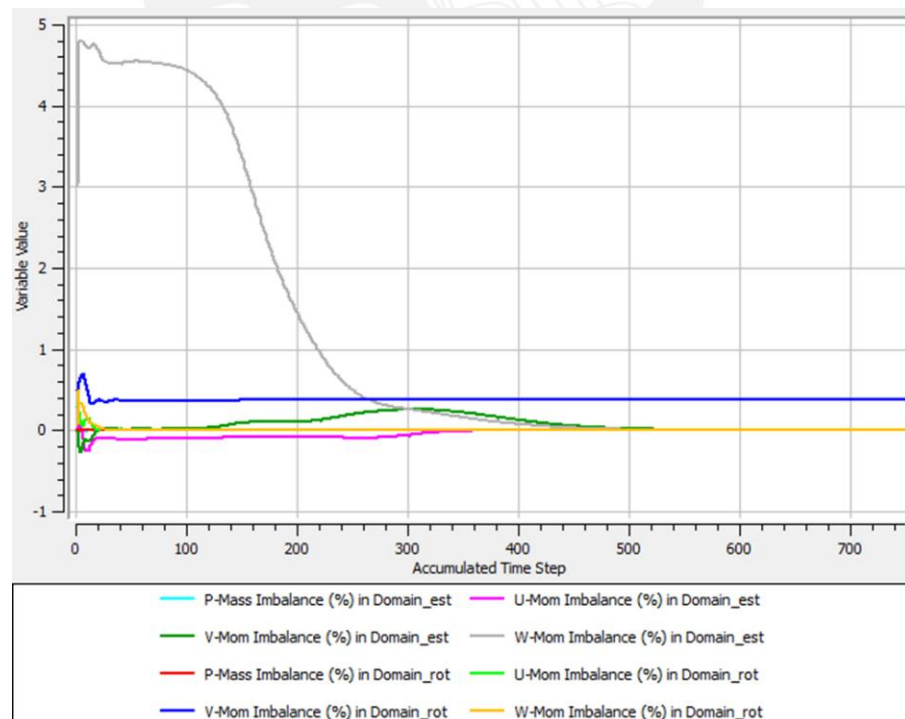


Figura 4.12. Conservation Target de los dominios estático y rotatorio.

Además se realiza un monitoreo de la convergencia de los resultados de interés, en este caso el valor promedio del Yplus y la potencia obtenida por el rotor del aerogenerador. La variable Yplus es la distancia adimensional desde la superficie del modelo e indica el lugar del primer vértice adyacente a la pared del modelo. Se monitorea el valor promedio ya que este valor varía a lo largo de las superficies del rotor, además el valor promedio es una buena representación de su comportamiento. Por otro lado, a pesar de que se modeló y simuló una tercera parte del rotor es posible obtener la potencia total del aerogenerador simplemente multiplicando por tres ya que según ANSYS no existe variación significativa entre modelar el rotor completo y una tercera parte.

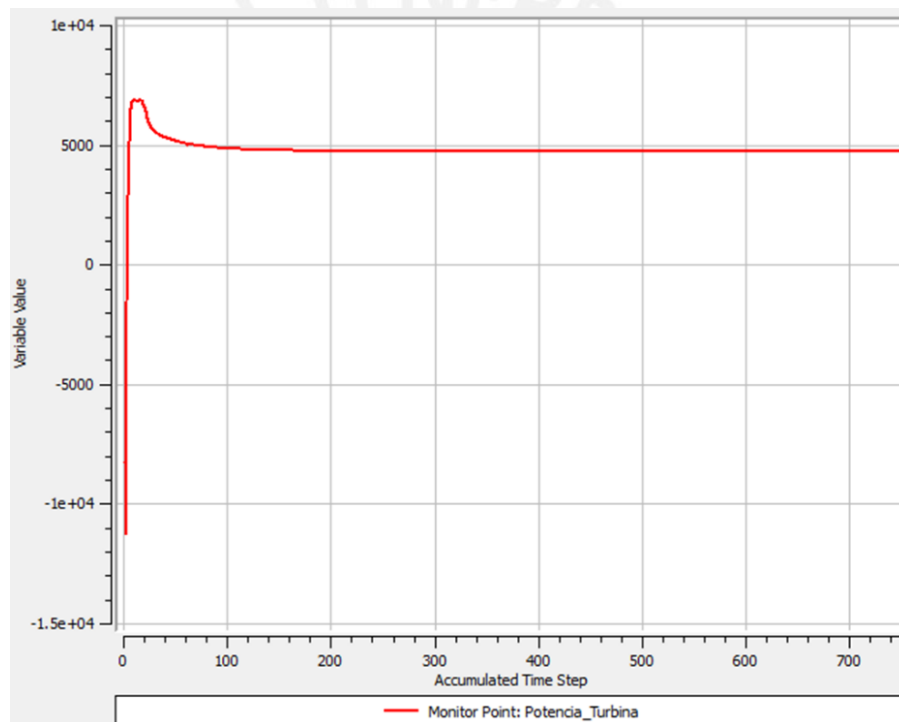


Figura 4.13. Potencia del rotor (W) por número de iteraciones.

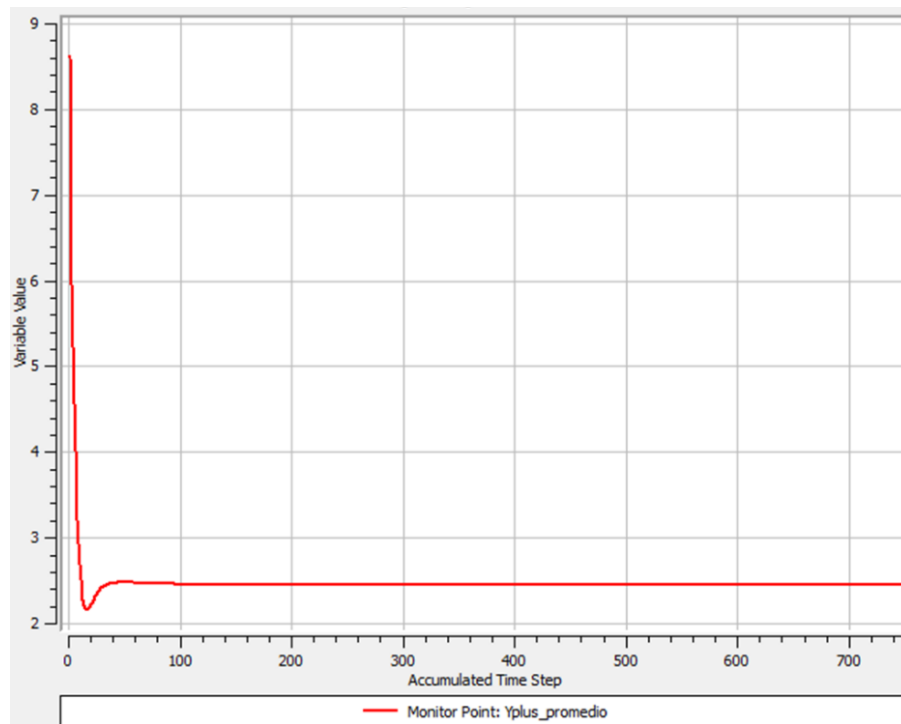


Figura 4.14. Yplus promedio por número de iteraciones.

En la Figura 4.11 y la Figura 4.12 se observa que los criterios de convergencia empleados para el RMS y el *Conservation Target* fueron alcanzados aproximadamente antes de las 250 iteraciones. Por otro lado, en la Figura 4.13 y la Figura 4.14 se muestra que la convergencia de la potencia obtenida por el rotor del aerogenerador y el Yplus promedio se alcanza inclusive antes de las 200 iteraciones. Sin embargo, se mantiene 250 iteraciones para el siguiente análisis.

4.5.2 Resolución de la capa límite

Debido a que el flujo de aire sobre las paredes de los álabes es la principal fuente de turbulencia es importante determinar el perfil de velocidad sobre los álabes. Por lo tanto, para determinar el perfil de velocidad cerca a las paredes del rotor se puede usar los métodos de funciones de pared de ANSYS o refinar el mallado para resolver el perfil. En ciertos casos, las funciones de pared no predicen correctamente el perfil de la capa límite por lo que su resolución a través del refinamiento de malla como se observa en la Figura 4.15 proporciona resultados más precisos. En ese caso, la variable Yplus debe tener un valor próximo a 1 y el número de capas del *Inflation* deben ser como mínimo 10.

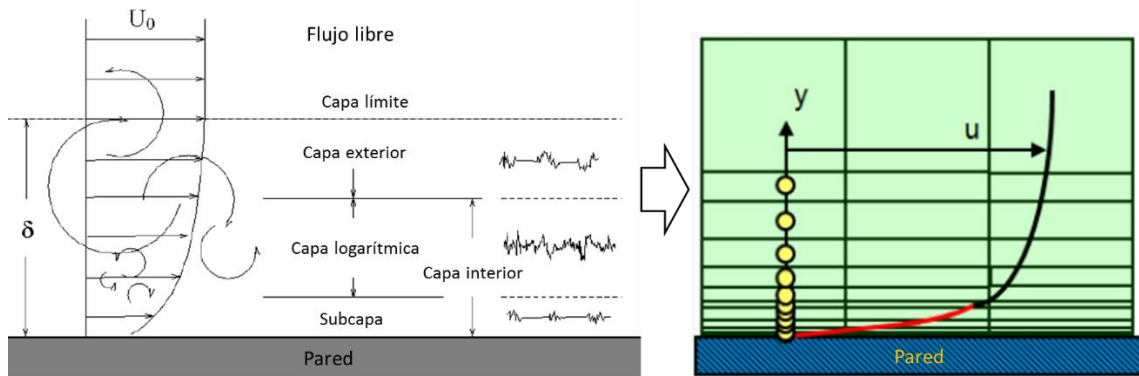


Figura 4.15. Resolución del perfil de velocidad por refinamiento de malla.

En el siguiente paso se analiza el valor del Y_{plus} promedio alcanzado variando el tamaño de la primera capa del *Inflation*, así como la resolución de la capa límite con diferente número de capas. En la Figura 4.16 se observa que se alcanza valores de Y_{plus} cercanos a 1 cuando se tiene una altura de la primera capa de 0.015mm, esto no varía significativamente según el número de capas empleadas en el *Inflation*. Por lo que se procede a analizar la resolución de la capa límite para esos casos. En la Figura 4.17 se muestra el perfil de velocidades en la capa límite para 4 distintos números de capas. Se puede apreciar que el perfil está bien resuelto para los casos de 20 y 25 capas, pero en este último se logra observar claramente el cambio hacia el flujo libre del viento. Por lo tanto, se elige realizar las simulaciones de todos los casos de operación con una altura de la primera capa de 0.015mm y un número de capas de 25.

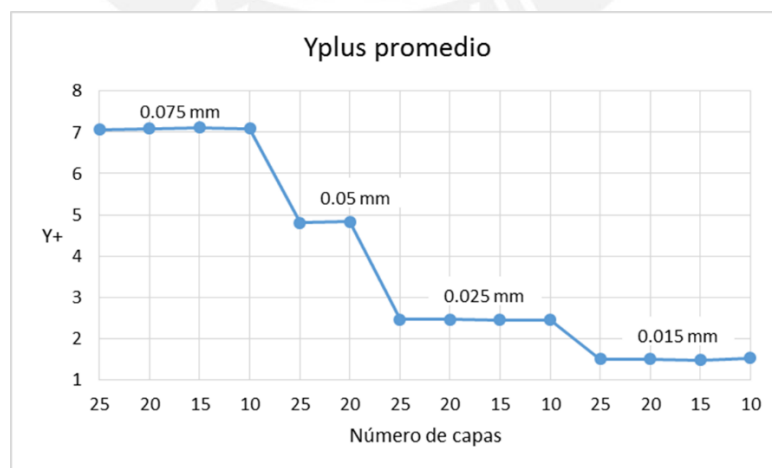


Figura 4.16. Y_{plus} vs número de capas y altura de primera capa.

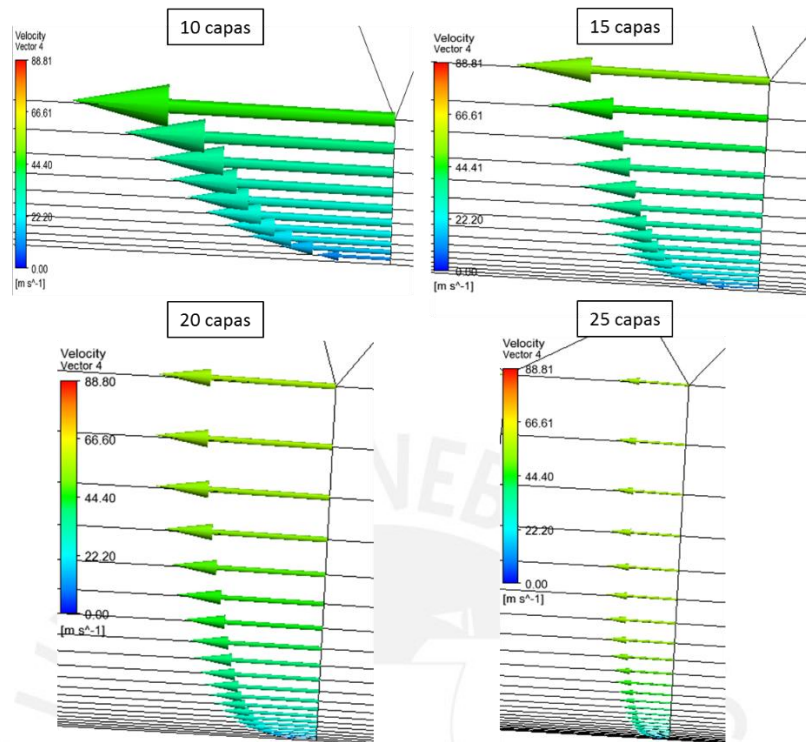


Figura 4.17. Resolución de la capa límite según el número de capas.

4.5.3 Estudio de refinamiento de malla

Si bien se ha obtenido una buena resolución de la capa límite y un valor de Y_{plus} cercano a 1 es necesario evaluar si el resultado de interés en este caso la potencia generada por el rotor del aerogenerador no varía si se refina el mallado. Por consiguiente, se procede a incrementar el número de elementos de mallado a través del refinamiento del tamaño mínimo de celda en las paredes del rotor.

Como se observa en la Figura 4.18 al reducir el tamaño de celda en las paredes del rotor se incrementa el número total de celdas dentro del mallado y así también varía ligeramente el valor de la potencia del rotor. Sin embargo como se muestra en la Tabla 4.4, la variación en el valor de interés es de solo 0.26% lo que equivale a 13W entre los dos últimos casos de 4mm y 3.5mm a pesar de que hay un incremento de 2 millones de celdas por el refinamiento. Por lo tanto, se decide realizar los análisis computacionales con un tamaño mínimo de celda en las paredes del rotor de 4mm y así también reducir el tiempo de simulación ya que por lo señalado la variación no es significativa.

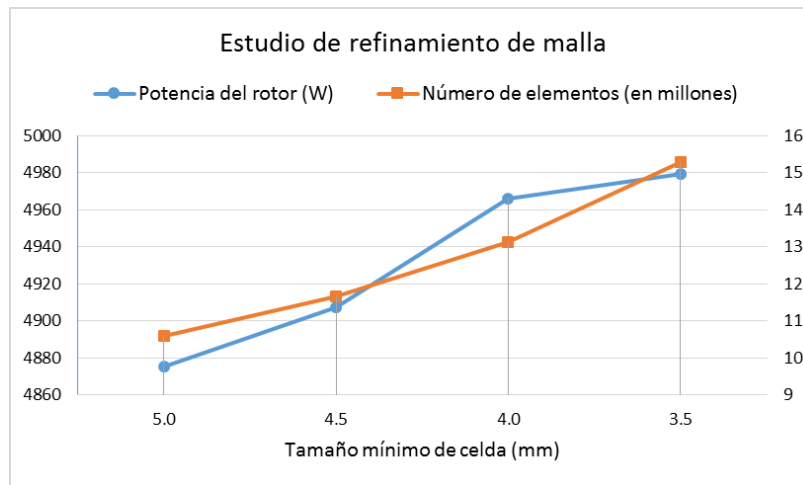


Figura 4.18. Estudio de refinamiento de malla.

Tabla 4.4. Resultados del estudio de refinamiento de malla.

Tamaño mínimo de celda (mm)	Número de elementos	Potencia del rotor (W)	Variación de P_{rotor} (%)
5	10 598 197	4 875.2	-
4.5	11 669 337	4 907.4	0.66
4	13 113 811	4 966.1	1.20
3.5	15 289 445	4 979.1	0.26

4.6 Resultados del análisis computacional

Las configuraciones de mallado, condiciones de contorno y el análisis final de convergencia se han aplicado a todas las condiciones de operación de la Tabla 2.1 al rotor bajo el modelo del perfil aerodinámico WORTMANN FX 60-126. A través de la simulación numérica se va a confirmar los fenómenos aerodinámicos que el rotor y el perfil experimentan al paso del flujo de aire.

4.6.1 Resultados cuantitativos de simulación numérica por ANSYS CFX

Los resultados de la simulación numérica a través del análisis computacional desarrollado en ANSYS CFX para todas las condiciones de operación de la Tabla 2.1 se muestran en la Tabla 4.5. Además en la Figura 4.19, se puede apreciar la curva C_p - λ creada en base a los resultados presentados la cual muestra la forma característica de este tipo de curvas. Se observa que el valor pico de 0.457 para el C_p es alcanzado a una velocidad específica de 6.28 correspondiente al caso 3. El valor del C_p a las condiciones de operación nominal es de 0.406. También se observa que para los dos

últimos valores de λ correspondientes a los casos 9 y 5 de operación, el valor del C_P cae a cero. Para los casos de las condiciones de operación 1, 6 y 10 los cuales tienen la misma velocidad específica de 10.47 se ha empleado el promedio de los coeficientes de potencia para generar la curva C_P - λ de la Figura 4.19.

Tabla 4.5. Resultados de la simulación numérica por ANSYS CFX.

Velocidad específica λ	Caso	U (m/s)	Ω (RPM)	Coficiente de potencia C_P	Potencia disponible en el viento (kW)	Potencia convertida por el rotor (kW)
5.24	4	15	300	0.449	41.28	18.52
6.28	3	12.5	300	0.457	23.89	10.92
6.98	8	15	400	0.448	41.28	18.49
7.85	2	10	300	0.406	12.23	4.97
8.38	7	12.5	400	0.375	23.89	8.95
8.73	11	15	500	0.353	41.28	14.56
10.47	1	7.5	300	0.168	5.16	0.87
10.47	6	10	400	0.177	12.23	2.17
10.47	10	12.5	500	0.182	23.89	4.36
13.09	9	10	500	0	12.23	0
13.96	5	7.5	400	0	5.16	0

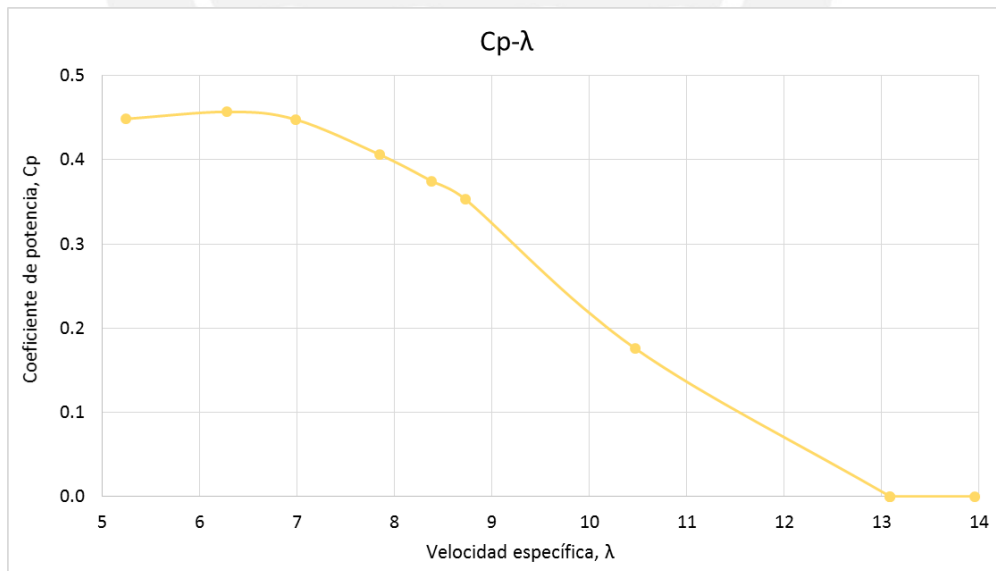


Figura 4.19. Curva C_P - λ del perfil WORTMANN FX 60-126 por ANSYS CFX.

En los casos en los que la velocidad específica está entre 5 y 7 el rendimiento se mantiene alrededor de 0.45. Luego este disminuye con una rampa aproximadamente

constante hasta cero para un valor de λ de 13.09. Los valores en cero de la Tabla 4.5 para el C_P se deben a que el resultado a través de la simulación son en realidad menores a cero, pero debido a que esto es físicamente imposible ya que significaría que el rotor está suministrando energía al viento, esto se debe entender como si el viento no pudiese ejercer la fuerza de sustentación necesaria en los álabes del rotor para generar potencia en el aerogenerador a esas condiciones de operación. Por lo tanto, la energía convertida por el rotor es nula en los casos 9 y 5.

4.6.2 Comparación de resultados: método analítico y simulación numérica

Luego de desarrollar los cálculos de la eficiencia aerodinámica a través del método analítico y la simulación numérica para obtener el coeficiente de potencia C_P a una determinada velocidad específica la cual representa una o varias condiciones de operación, se ordenan los resultados de la Tabla 3.8 y la Tabla 4.5 en la Tabla 4.6. Se observa que la potencia del aerogenerador a través del primer método de cálculo es mayor y en consecuencia el coeficiente de potencia. La disminución de los valores del coeficiente de potencia así como los de la potencia a través de la simulación numérica con respecto al método analítico es de aproximadamente 15%, este valor aumenta en los tres últimos casos de la velocidad específica y más aún en los últimos dos ya que el valor del C_P y la potencia son cero.

Tabla 4.6. Comparación de resultados del método analítico y simulación numérica.

Velocidad específica λ	Caso	U (m/s)	Ω (RPM)	Potencia disponible en el viento (kW)	Método analítico		Simulación numérica	
					Coeficiente de potencia C_P	Potencia convertida por el rotor (kW)	Coeficiente de potencia C_P	Potencia convertida por el rotor (kW)
5.24	4	15	300	41.28	0.540	22.30	0.449	18.52
6.28	3	12.5	300	23.89	0.529	12.65	0.457	10.92
6.98	8	15	400	41.28	0.501	20.68	0.448	18.49
7.85	2	10	300	12.23	0.462	5.65	0.406	4.97
8.38	7	12.5	400	23.89	0.447	10.68	0.375	8.95
8.73	11	15	500	41.28	0.436	18.00	0.353	14.56
10.47	1	7.5	300	5.16	0.321	1.11	0.176	0.87
	6	10	400	12.23		3.40		2.17
	10	12.5	500	23.89		7.66		4.36
13.09	9	10	500	12.23	0.181	2.22	0	0
13.96	5	7.5	400	5.16	0.023	0.12	0	0

En la Figura 4.20 se observa la forma característica de las curvas C_p - λ que presentan teóricamente los aerogeneradores de eje horizontal. La forma de campana de la curva de rendimiento aerodinámico esta mejor descrita a través del análisis por simulación numérica ya que presenta una variación más suave a lo largo de la generación de la curva.

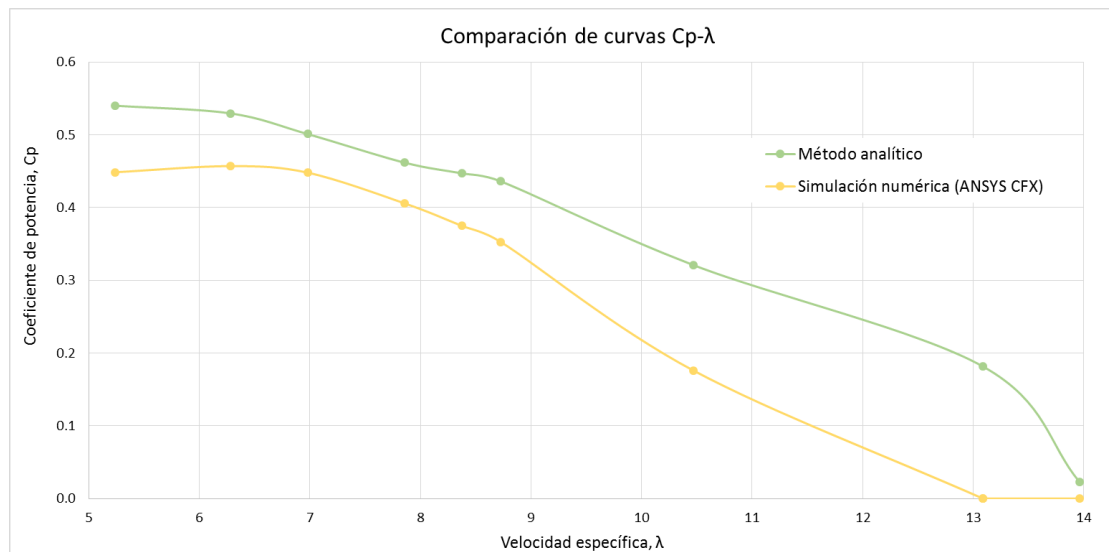


Figura 4.20. Comparación de curvas C_p - λ por el método analítico y simulación numérica en ANSYS CFX.

4.6.3 Resultados cualitativos para el caso nominal de operación

Con el uso del modelado a través de ANSYS se ha obtenido un mallado fino el cual facilita una buena resolución de la capa límite, generando así valores de Y_{plus} que no se alejan de 1 en todas las superficies del rotor y que se encuentran en la subcapa del perfil de velocidad en todos los casos de operación. De esta forma, se resuelve la capa límite de manera adecuada y como se requiere en el modelo de turbulencia SST empleado con el fin de determinar las posibles separaciones y la cantidad de separación de la capa límite que perjudica la conversión de energía del viento por el rotor.

En la Figura 4.21 se puede apreciar el valor de Y_{plus} a lo largo del rotor. Si bien el valor del Y_{plus} promedio es cercano a 1, en la mayor parte de la superficie del rotor también se puede observar que el valor no se eleva más de 5.86 lo que es aún cercano a 1 y que está dentro de la subcapa mostrada en la Figura 4.15 lo que es muy recomendable

para un análisis de un perfil aerodinámico donde se desea resolver el perfil de velocidad dentro de la capa límite como se ha propuesto y logrado.

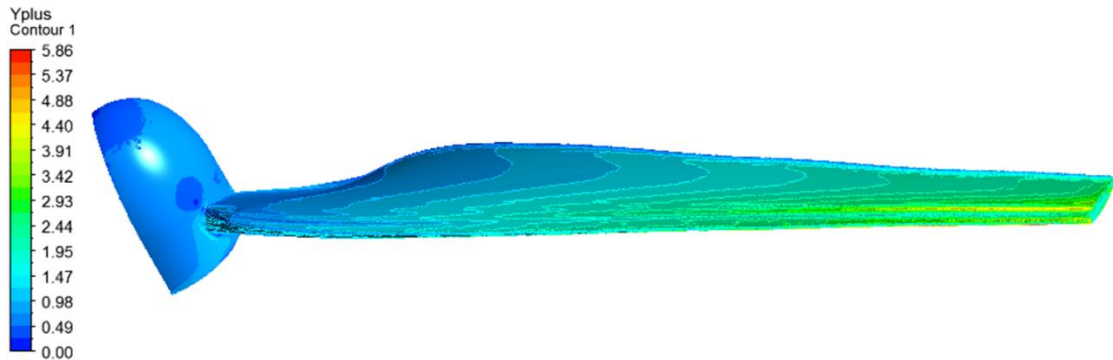


Figura 4.21. Yplus a lo largo del cubo y del álabes del rotor.

En la Figura 4.22 se muestra cómo el perfil de velocidad se ha resuelto dentro de la configuración en el *Inflation* y la variación de velocidad desde cero en la superficie del álabes hasta alcanzar la velocidad del flujo de aire libre teniendo como forma característica la de un perfil de velocidad dentro de una capa límite. Esto permite ratificar que los fenómenos aerodinámicos descritos por la simulación numérica son confiables pues muestran el cambio de velocidad hasta la velocidad de la región libre del viento que está influenciada por la velocidad angular del rotor.

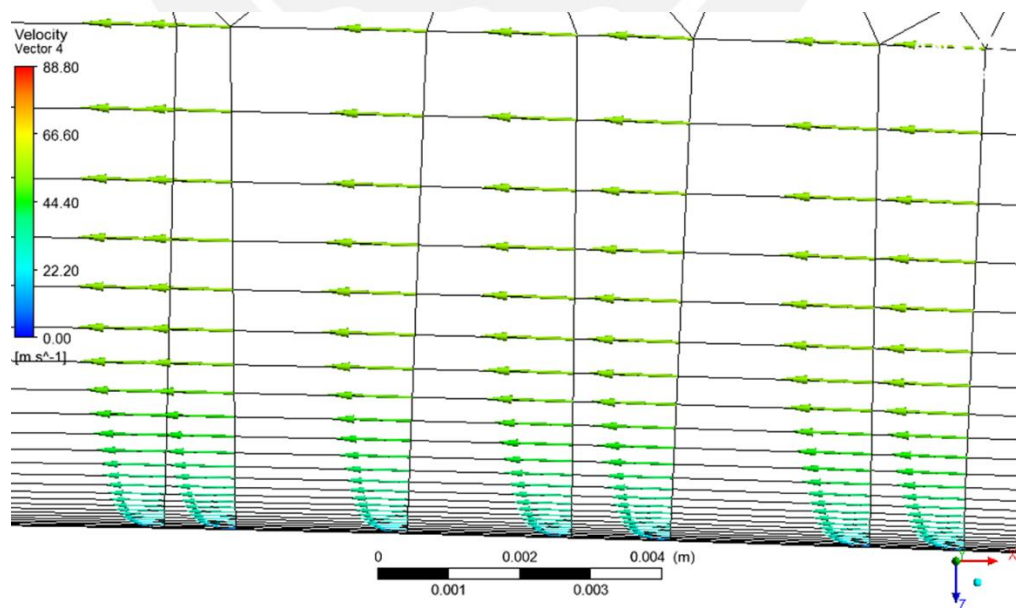


Figura 4.22. Perfil de velocidad dentro de la capa límite.

En la Figura 4.23 se aprecia que durante la trayectoria del viento desde la corriente de flujo de aire libre en las cercanías al rotor y luego al atravesar este se presenta un incremento en la sección transversal de las líneas de flujo a causa de la discontinuidad de presión que ocurre en el rotor, por lo que la sección transversal del flujo tiende a abrirse generando un volumen de forma cónica con una sección aún más grande a lo largo de su paso. Luego en las regiones más alejadas el aire intenta retornar a su forma más laminar luego de haber perdido energía que fue suministrada al aerogenerador. Esto concuerda con lo mostrado teóricamente en la Figura 2.1.

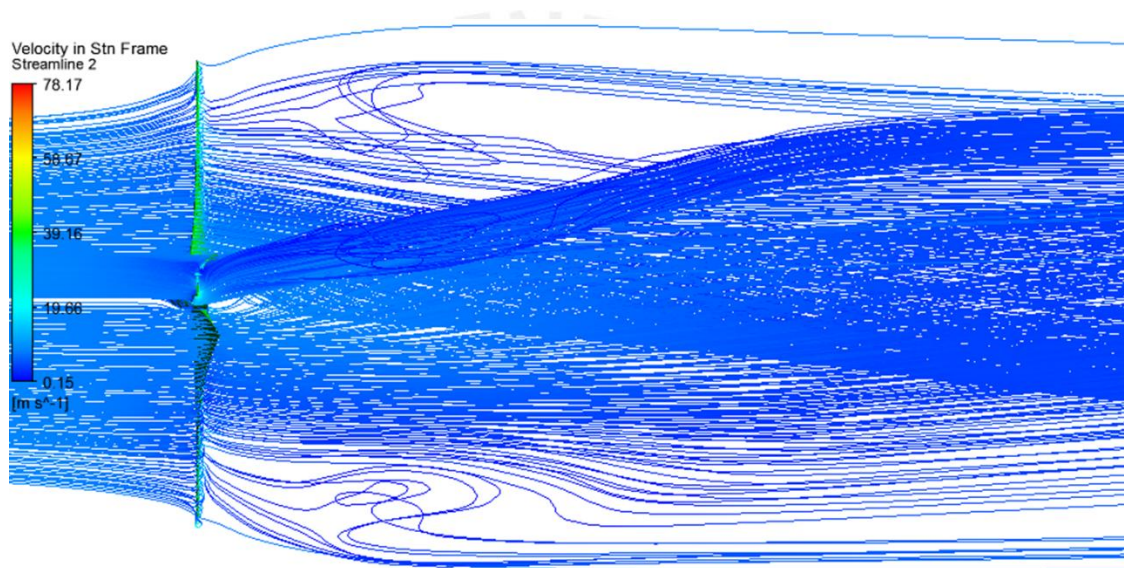


Figura 4.23. Trayectoria del flujo de aire.

En las líneas de flujo de aire se observa una disminución en la velocidad del viento y una mayor turbulencia en las regiones que atraviesan la punta de los álabes produciendo así lo descrito como efecto de la estela en la Figura 2.3, donde la turbulencia genera una pérdida en la potencia del aerogenerador.

En la Figura 4.23 y Figura 4.24 de líneas de flujo se observa que las velocidades del viento están alrededor de la velocidad libre del viento de 10 m/s para el caso nominal, pero también existen velocidades mayores a 75 m/s las cuales son alcanzadas en las regiones muy cercanas a las paredes del rotor puesto que el fluido adquiere una velocidad rotacional impartida por la velocidad angular del rotor la cual produce una turbulencia y permite que el flujo de aire se abra luego del rotor.

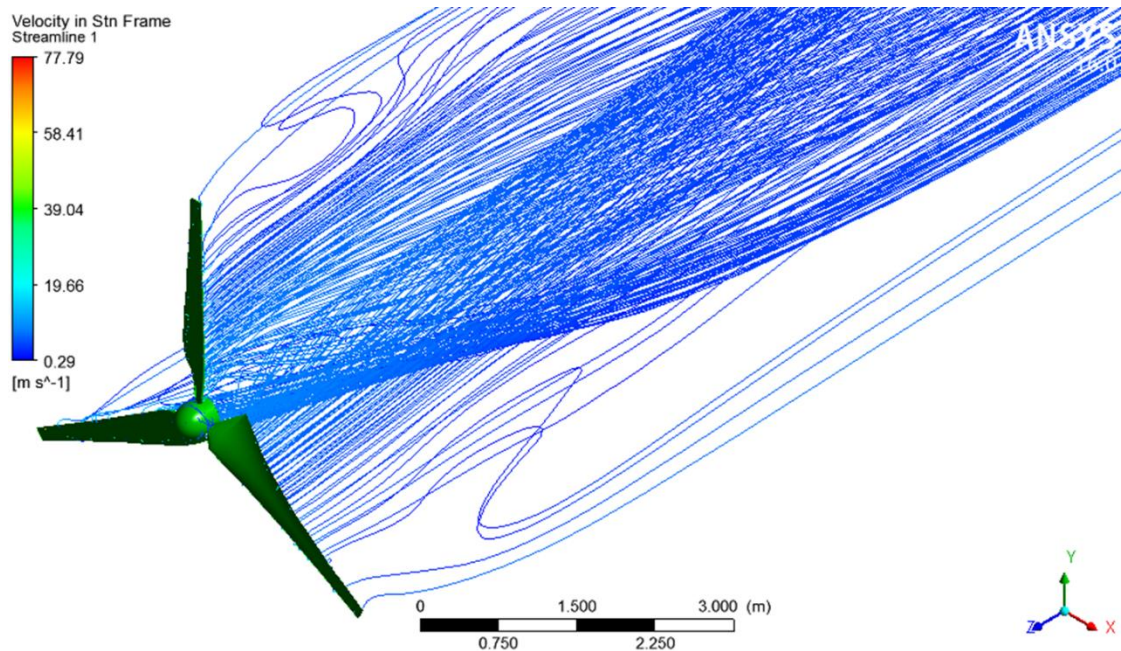


Figura 4.24. Líneas del flujo de aire al atravesar el rotor.

El efecto expuesto en la sección 2.6 que perjudica el rendimiento aerodinámico descrito a través del factor de corrección de Prandtl es mostrado en la Figura 4.25. Los vectores que representan la velocidad del viento experimentan turbulencia en las cercanías a la punta del álabes la cual se va reduciendo mientras se acercan al cubo del rotor. Con ello se pierde la sustentación y se crea turbulencia generando la estela al salir del rotor.

En la punta del álabes se tiene que el perfil de sustentación se corta y se transforma en una sección transversal sin forma aerodinámica la cual causa un incremento en la turbulencia. Este cambio drástico ayuda a la generación de la estela alcanzando velocidades de 21.25 m/s en ese punto. Por lo tanto, la creación de este fenómeno se debe a dos principales motivos: una restricción no aerodinámica al paso del flujo de aire y la velocidad impartida al aire por el giro del rotor.

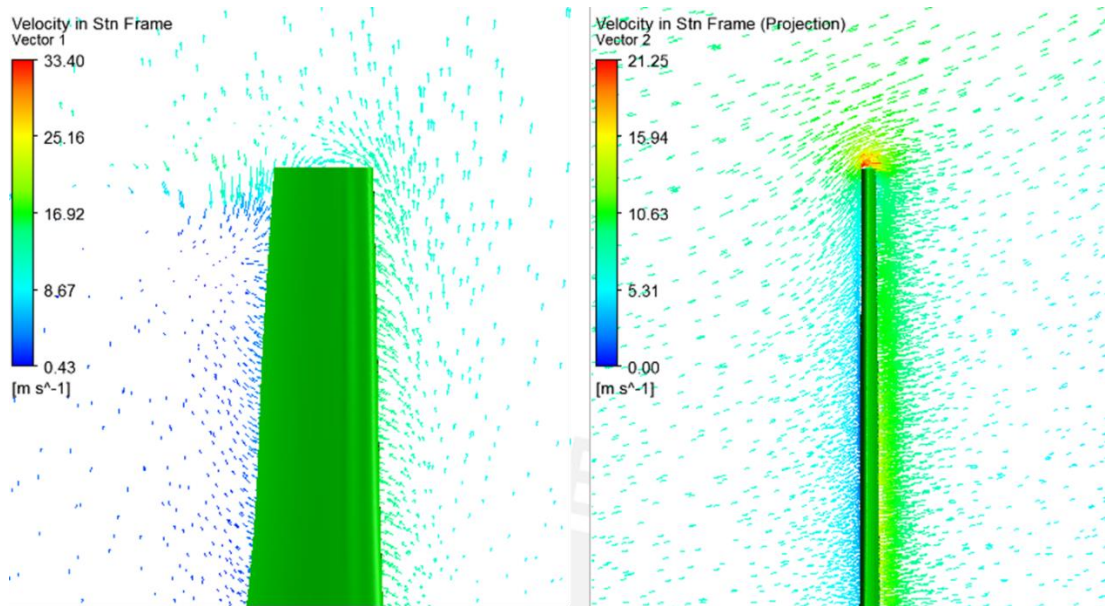


Figura 4.25. Vectores de velocidad del viento en la punta del álabe.

Por otro lado, la variación de velocidad del flujo de aire libre y la generación de turbulencia como los vórtices en la región posterior del rotor se muestran en la Figura 4.26. Existen dos principales regiones de turbulencia al paso del viento sobre el rotor: la región cerca a la punta del álabe y la cercana al cubo del rotor. En la primera esto se debe a la generación de la estela y el cambio del flujo de aire desde un estado laminar a turbulento por la conversión de energía. El segundo caso se da debido a que el cubo no es una forma aerodinámica que permita el paso del flujo de aire sin restricciones y por ende crea una turbulencia en el centro del rotor.

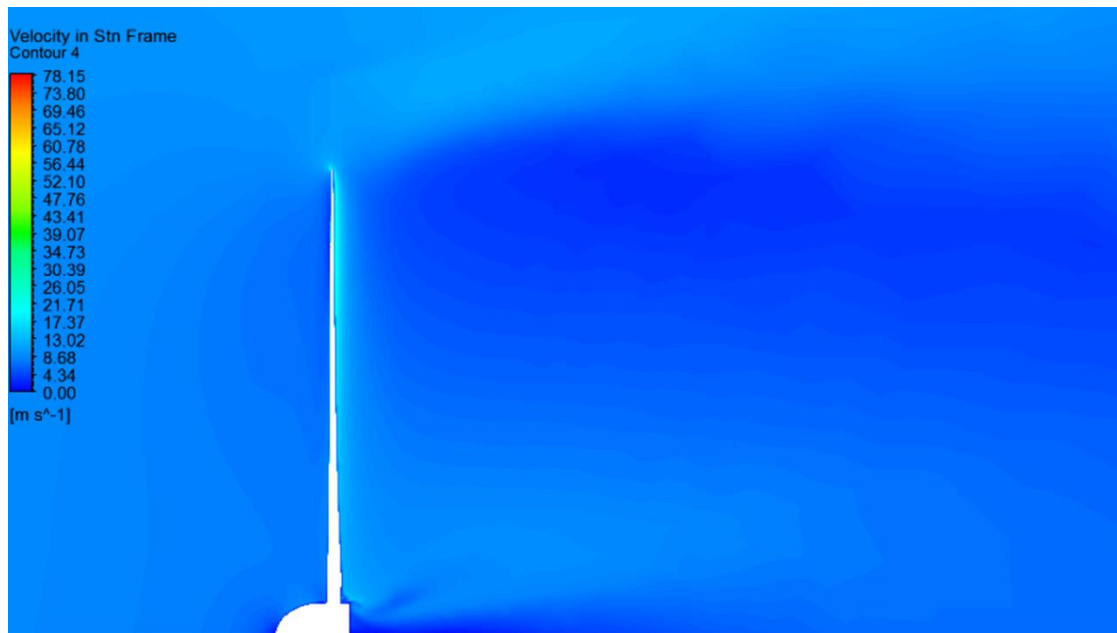


Figura 4.26. Velocidad y regiones de turbulencia del viento.

En la Figura 4.27, se puede observar el cambio de presión relativa que experimenta el viento al atravesar el rotor. Esto coincide con lo descrito anteriormente en la Figura 2.1, donde la presión es mayor en la parte frontal del rotor y justo antes de que el aire cruce el álabe (región roja), luego este hace un salto y disminuye considerablemente como se observa en la región azul de la figura.

Puesto que el análisis ha sido desarrollado a presión atmosférica (101,32 kPa) se observa que la presión es mayor en 0.23 kPa en las paredes frontales del rotor y 2.42 kPa menor al pasar por este, haciendo un salto de 2.65 kPa.

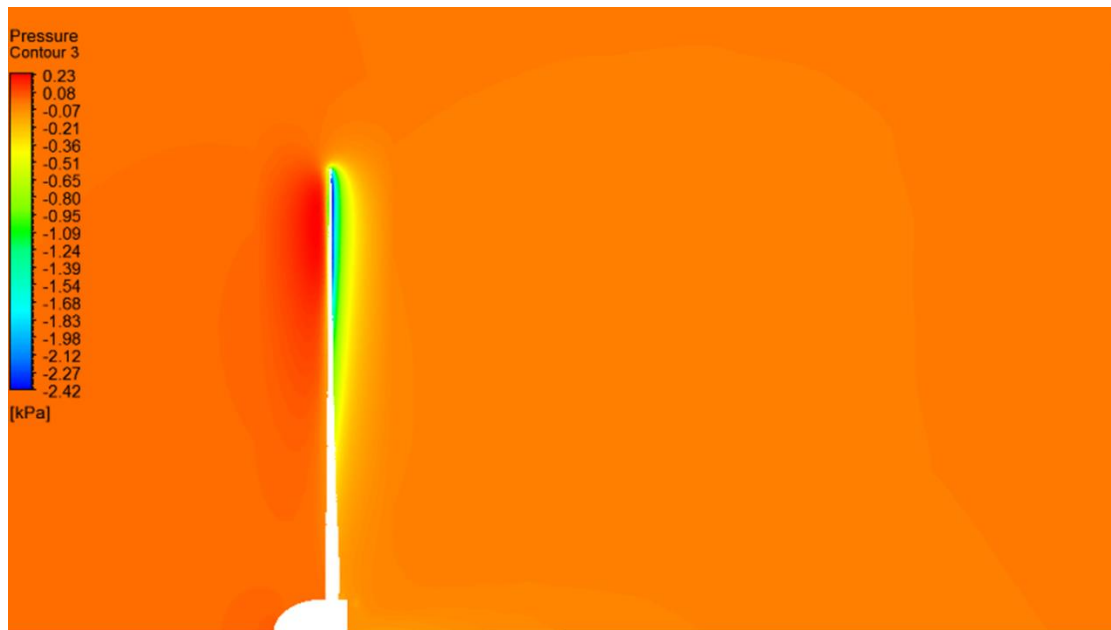


Figura 4.27. Presión relativa del aire alrededor del rotor.

Como se observa en la Figura 4.28 cuando el flujo de aire choca con el borde de ataque del perfil aerodinámico este se bifurca y se dirige por encima y por debajo de la sección. Debido a la forma del perfil, el flujo de aire recorre mayor distancia en la parte superior y así su velocidad es mayor puesto que debe encontrarse con el flujo de aire de la parte inferior. Sin embargo, el flujo que recorre el perfil por debajo de la sección presenta una menor velocidad ya que recorre menor distancia hasta encontrarse con el flujo de la parte superior. Estas dos regiones de velocidad están representadas por la zona amarilla de mayor velocidad y las zonas verde y celeste de menor velocidad.

La mayor velocidad del viento por la parte superior del perfil alcanza los 65.24 m/s y la menor velocidad por la parte inferior llega a 43.49 m/s aproximadamente. Por lo tanto, se muestra cómo el choque del viento con en el borde de ataque divide el flujo de aire y forma sobre el perfil la diferencia de velocidades. Además se puede distinguir una línea delgada azul en ambos lados del perfil la cual representa la velocidad de 0 m/s que es el inicio del perfil de velocidad de la capa límite alrededor del álabe.

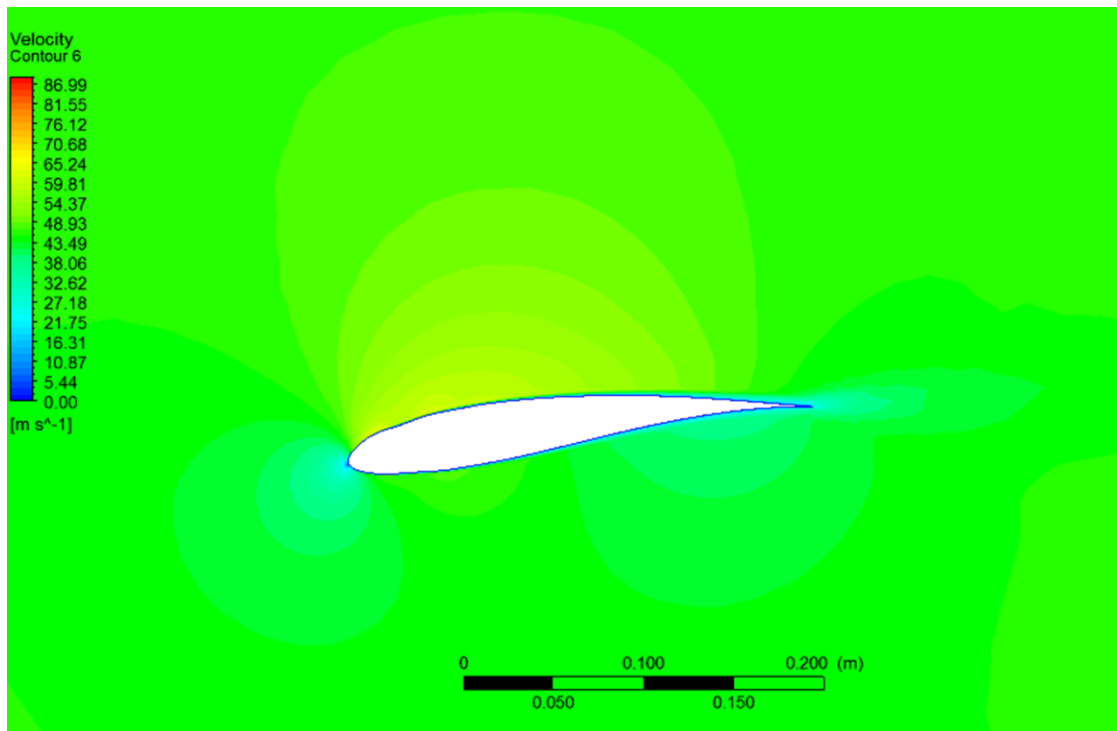


Figura 4.28. Diferencia de velocidades en el perfil de sustentación.

En la Figura 4.29 se muestra cómo debido a la mayor velocidad del flujo de aire por la parte superior se crea una zona de menor presión. Por el contrario, debido a la menor velocidad en la parte inferior se crea una zona de mayor presión. Esta diferencia mostrada en las zonas amarilla y verde de mayor presión y las zonas celeste y azul de menor presión donde se tiene 0.1 kPa por la parte inferior y hasta -1.29 kPa por la parte superior genera la fuerza de sustentación mostrada en la Figura 2.13 que al ser descompuesta produce una fuerza tangencial la cual crea el torque en el rotor y consecuentemente la potencia de salida en el aerogenerador. A través de esto es cómo se convierte la energía cinética del viento y cómo se genera la potencia en el aerogenerador.

Ya que en la figura se muestra la diferencia de presiones para la sección, la resultante es la suma de todas esas fuerzas debido a todas las diferencias de presiones en todas las secciones del álabe.

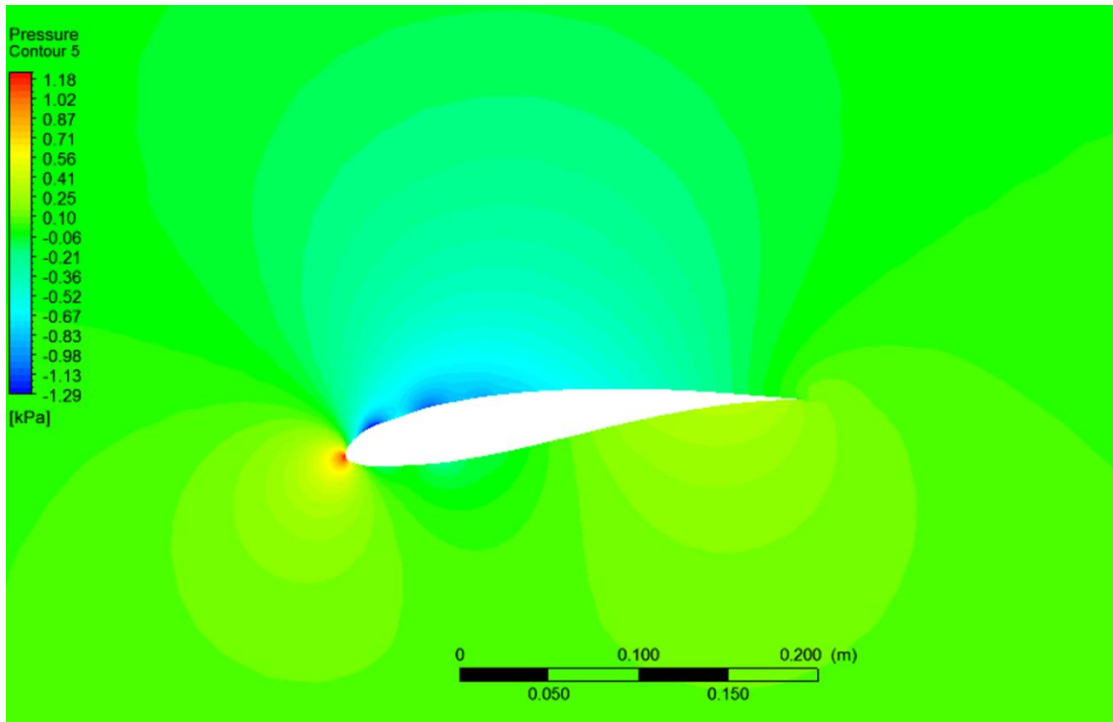


Figura 4.29. Diferencia de presiones en el perfil de sustentación.

CONCLUSIONES

- Luego de realizar el cálculo por el método analítico de los 4 perfiles de sustentación se tiene que el de mayor rendimiento aerodinámico es el perfil WORTMANN FX 60-126. El perfil NACA 4418 supera a este ligeramente en dos casos de operación, mientras que el perfil E387 lo supera en un caso y el perfil S823 es superado en todos los casos. Por lo tanto el perfil WORTMANN FX 60-126 es seleccionado para el análisis bajo simulación numérica en ANSYS CFX.
- Los factores de inducción axial y angular, y los factores de corrección de Prandtl y de Glauert permiten describir el fenómeno aerodinámico que ocurre en los álabes. Los resultados obtenidos presentan la influencia de estos factores en la comparación del C_P , donde se observa que los perfiles NACA 4418 y S823 tienen una corrección de Prandtl mayor en la última sección del álabe y que el perfil E387 presenta mayor número de secciones bajo este factor de corrección.
- A través del desarrollo del método analítico se ha logrado aplicar una metodología de trabajo para la determinación del coeficiente de potencia en todo tipo de perfil aerodinámico con la ayuda del software QBlade. Este método muestra ser un proceso confiable al comparar resultados de los perfiles ya que se obtiene la forma característica de campana que tienen los aerogeneradores de eje horizontal en las curvas C_P - λ . Además los resultados son físicamente correctos puesto que su eficiencia aerodinámica disminuye en altos valores de λ , donde la velocidad del viento disminuye con respecto a la velocidad angular del rotor y por ende no genera suficiente torque para producir potencia.
- Durante el proceso del método analítico se observó que la obtención de los factores de inducción axial y angular presentó problemas de convergencia ya que la iteración parte de asumir valores de cero para estos factores. En la mayoría de los casos se logra la convergencia pero en ciertas situaciones, especialmente en los dos últimos casos de velocidad específica para todos los perfiles de sustentación, se tiende a generar dificultades.
- Al realizar el estudio de convergencia en la simulación numérica se ha logrado reducir el uso de recurso computacional. Luego del refinamiento de malla en la condición nominal de operación el tiempo de simulación aumentó en 14 minutos y la potencia sólo varió en 0.26%. En las demás condiciones de operación se observó que la convergencia se alcanzó en aproximadamente 200 iteraciones,

menor que las 250 iteraciones utilizadas en la condición nominal, lo que permitió reducir una vez más el tiempo de simulación entre 69 y 136 minutos dependiendo del caso.

- Mediante la comparación de la curva $C_P-\lambda$ del perfil con mayor eficiencia aerodinámica por el método analítico y los resultados obtenidos por simulación numérica, la variación del C_P es de aproximadamente 15% para la mayoría de las condiciones de operación.
- La disminución del C_P en la curva de rendimiento aerodinámico obtenido por simulación con respecto al método analítico se debe a varios motivos. Un motivo es que el método analítico se basa en una discretización gruesa, que depende del número de secciones en la cuales se divide el álabe, en cambio el grado de fineza que se alcanza a través de la simulación numérica es mucho mayor. Otro motivo es que la teoría de cantidad de movimiento no es aplicable cuando el factor de inducción axial es mayor a 0.5, situación que se alcanza en varias iteraciones. Además, el método analítico no toma en cuenta la pérdida de potencia debido a la turbulencia generada en el cubo del rotor, pues analiza únicamente el álabe. Por último, el factor de corrección para pérdidas en la punta del álabe que se utiliza en el método analítico se basa en un planteamiento empírico para describir el fenómeno, mientras que la turbulencia en la punta del álabe se capta con mayor precisión en la simulación numérica.
- El procedimiento desarrollado para la simulación numérica por medio de ANSYS CFX es un método confiable para determinar los fenómenos físicos en este tipo de análisis, puesto que los resultados del cambio de velocidad y presión del viento al atravesar el rotor son los que se esperan teóricamente. Se puede apreciar que la velocidad sufre una reducción gradual al pasar por el rotor y que la presión experimenta una discontinuidad. Además, la simulación permite describir de manera clara la diferencia de velocidades y presiones alrededor de las secciones del álabe que generan la fuerza de sustentación y finalmente la potencia.

RECOMENDACIONES

- Al analizar el rendimiento aerodinámico del rotor se observa que la turbulencia generada en el cubo y la sección entre el cubo y el álabe es considerable, en tal sentido se recomienda estudiar otras formas aerodinámicas del centro del rotor, lo que podría aumentar la eficiencia del aerogenerador.
- Considerar en la simulación el grado de aspereza generado por el ensuciamiento en el borde de ataque, para cuantificar la pérdida de potencia del aerogenerador por este efecto.
- En condiciones de sitio comunes se tiene que la llegada del viento se da en diferentes direcciones y velocidades en toda el área que atraviesa el rotor, lo cual genera otras cargas en los álabes y diferencias en el torque. Por lo que analizar el perfil real de velocidad del viento sería recomendable para una simulación más precisa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. F. Manwell, J. G. McGowan y A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Chichester: Wiley, 2009.
- [2] R. Gasch y J. Twele, *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*, Berlin: Springer, 2012.
- [3] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Berlin: Springer, 2006.
- [4] California Energy Commission, «Overview of Wind Energy in California,» [En línea]. Available: <http://www.energy.ca.gov/wind/overview.html>. [Último acceso: 23 Mayo 2015].
- [5] GWEC, «Wind in numbers,» Global Wind Energy Council, [En línea]. Available: <http://www.gwec.net/global-figures/wind-in-numbers/>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [6] M. Liebreich, «Liebreich State of the Industry Keynote Bnef Summit 2015,» 14 Abril 2015. [En línea]. Available: <http://about.bnef.com/presentations/liebreich-state-industry-keynote/>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [7] G. Turner, «Global Renewable Energy Market Outlook 2013: Fact Pack,» 22 Abril 2013. [En línea]. Available: <http://about.bnef.com/presentations/global-renewable-energy-market-outlook-2013-fact-pack/>. [Último acceso: 11 Mayo 2015].
- [8] S. Esterly y R. Gelman, «2013 Renewable Energy Data Book,» 20 Enero 2015. [En línea]. Available: <http://www.nrel.gov/news/press/2015/15450.html>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [9] GWEC, «Top ten cumulative installed capacity in 2014,» Global Wind Energy Council, [En línea]. Available: <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].

- [10] J. Salvador, «Acceso a la Energía en el Perú: Balance y Opciones de Política,» 30 Mayo 2013. [En línea]. Available: http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/CongresoInternacional/p_30may.html?239. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [11] Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM), «Evolución de Indicadores del Mercado Eléctrico 1995 - 2014,» Enero 2015. [En línea]. Available: http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=638&idMenu=sub115&idCateg=350. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [12] COES-SINAC, «MEMORIA ANUAL 2014,» 20 Marzo 2015. [En línea]. Available: <http://www.coes1.org.pe/post-operacion/Publicaciones/Memorias/Forms/AllItems.aspx>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [13] COES-SINAC, «RESUMEN ESTADÍSTICO ANUAL DEL COES 2014,» 5 Febrero 2015. [En línea]. Available: <http://www.coes1.org.pe/post-operacion/Publicaciones/Estadistica%20Anual%20COES/Forms/AllItems.aspx>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [14] H.-J. Wagner y J. Mathur, Introduction to wind energy systems: basics, technology and operation, Berlin: Springer, 2009.
- [15] P. Fernández, «Energía eólica,» [En línea]. Available: <http://es.pfernandezdiez.es/?pageID=3>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [16] Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM), «ATLAS EÓLICO DEL PERÚ,» Noviembre 2008. [En línea]. Available: <http://dger.minem.gob.pe/AtlasEolico/AtlasEolicoLibro.asp>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [17] Ministerio de Energía y Minas del Perú (MINEM), «Anuario Ejecutivo de Electricidad 2013,» [En línea]. Available: http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=638&idMenu=sub115&idCateg=350. [Último acceso: 25 Mayo 2015].

- [18] G. J. Gerdes, «Wind Turbine Technology: Turbine Control,» Noviembre 2005. [En línea]. Available: <http://www.globalelectricity.org/Projects/Fiji/Wind-Energy.htm>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [19] Bosch Rexroth US, «Rexroth - Drive and Control Technology for Wind Turbines,» 20 Octubre 2010. [En línea]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=W7ZHB9VS2b8>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [20] D. A. Spera, Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts in Wind Turbine Engineering, New York: ASME, 2009.
- [21] ENEL, «Anemómetro,» Central Energética 3D, [En línea]. Available: <https://servizi.enel.it/visitacentrali/es/eolica/eolica.asp>. [Último acceso: 25 Mayo 2015].
- [22] Danish Wind Industry Association, «Efecto de la estela,» 7 Mayo 2003. [En línea]. Available: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/wake.htm. [Último acceso: 27 Mayo 2015].