

**DISEÑO DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA LA  
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES  
RESIDENCIALES**

**JUAN SEBASTIAN CORREA QUIÑONEZ**

**OSCAR FABIAN RODRIGUEZ JIMENEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**BUCARAMANGA**

**2020**

**DISEÑO DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA LA  
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES  
RESIDENCIALES**

**JUAN SEBASTIAN CORREA QUIÑONEZ**

**OSCAR FABIAN RODRIGUEZ JIMENEZ**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO**

**DIRECTOR**

**WILLIAM PINTO HERNANDEZ.**

**INGENIERO MECÁNICO PhD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**BUCARAMANGA**

**2020**

## DEDICATORIA

*A Dios por darme el don de la vida, y por darme la fuerza cada día para seguir adelante.*

*A mis padres por apoyarme, por esperarme y tener fe en mí.*

*A mis hermanos por todo su apoyo, por aportarme tanto a nivel personal y profesional.*

*A todos mis compañeros y amigos que de diferentes maneras me motivaron y apoyaron.*

*A mi novia, por darme esta motivación que me hacía falta, por acompañarme y ayudarme a culminar esta etapa.*

*Oscar Fabian Rodríguez Jiménez*

## DEDICATORIA

*Mi familia, especialmente a mis padres, Hernando y Adelaida, quienes bajo su enseñanza y ejemplo me han mostrado la importancia de la educación y la constancia. Su apoyo, confianza y sacrificio a lo largo de mi vida personal y académica son los responsables de la culminación de este trabajo, mi admiración total y agradecido eternamente. A mi hermano, Diego, por su apoyo, preocupación y reemplazarme en la colaboración con mis padres.*

*A mi novia, Diana, quien desde el inicio de mi carrera estuvo a mi lado. Gracias por su comprensión y espera hasta el final en cada tiempo que lo necesité. Así mismo, por escucharme y apoyarme siempre, especialmente en los altibajos presentados en mi vida universitaria, su compañía y motivación fueron indispensables para superarlos.*

*A mis compañeros y amigos que me ayudaron tanto en lo personal como en lo académico durante el proceso.*

*A cada uno de ustedes nuevamente gracias, porque refuerzan la fe en mí y en las cosas que puedo hacer.*

*Juan Sebastian Correa Quiñonez*

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. PROBLEMÁTICA.....	19
2. JUSTIFICACIÓN.....	21
3. OBJETIVOS .....	22
3.1 OBJETIVO GENERAL .....	22
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	22
4. MARCO TEÓRICO .....	23
4.1 AERODINÁMICA DE UN PERFIL ALAR .....	23
4.2 FUERZAS Y COEFICIENTES AERODINÁMICOS .....	24
4.3 ENTRADA EN PÉRDIDA.....	26
4.4 NÚMERO DE REYNOLDS .....	27
4.5 DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN .....	29
4.6 TURBINAS EÓLICAS .....	30
4.6.1 Turbinas eólicas de eje horizontal.....	31
4.6.2 Turbinas eólicas de eje vertical.....	32
4.6.2.1 Turbinas Savonius. ....	33
4.6.2.2 Turbinas Darrieus. ....	34

4.7 COEFICIENTE DE POTENCIA.....	35
4.7.1 Relación de velocidad de punta (TSR) .....	37
4.7.2 Solidez del rotor .....	38
4.8 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE UNA TURBINA EOLICA DE EJE VERTICAL.....	39
4.8.1 Efecto del número de Reynolds .....	40
4.8.2 Alto ángulo de ataque .....	41
4.8.3 Perdida dinámica .....	43
4.8.4 Resistencia parásita en los brazos radiales .....	44
4.9 MODELOS ANALÍTICOS.....	46
4.9.1 Modelo unidimensional ideal.....	46
4.9.2 Modelo Streamtube.....	50
4.9.3 Double Multiple Streamtube.....	51
4.9.4 Modelos de vórtice.....	57
4.10 ECUACIONES GOBERNANTES.....	58
4.11 MALLADO.....	60
4.12 TURBULENCIA.....	60
4.13 MODELOS DE TURBULENCIA.....	62
4.13.1 Modelos LES (large eddy simulation) .....	62

4.13.2 Modelos DES (detached eddy simulation) .....	62
4.13.3 Modelos RANS .....	63
4.13.3.1 Modelo k- $\epsilon$ .....	63
4.13.3.2 Modelo k- $\omega$ .....	63
4.13.3.3 Modelo k- $\omega$ SST (shear stress transpor).....	64
4.13.3.4 Modelo Spalart-Allmaras.....	64
4.14 ESTRUCTURA DE LA CAPA LIMITE .....	65
4.15 TRATAMIENTO DE LA CAPA LIMITE.....	66
4.15.1 Funciones de pared (WF). .....	67
4.15.2 Tratamiento mejorado de pared (EWT). .....	67
5. DESARROLLO .....	69
5.1 LUGAR DE APLICACIÓN .....	70
5.1.1 Velocidad de diseño.....	71
5.2 SIMULACIÓN.....	78
5.2.1 Procedimiento .....	80
5.2.2 Dominio.....	80
5.2.2.1 Condiciones de contorno .....	81
5.2.3 Mallado .....	81
5.2.3.1 Resultados Malla .....	82

5.2.4 Selección modelo de turbulencia .....	87
5.2.4.1 Resultados modelos .....	90
5.2.5 Simulación perfiles aerodinámicos.....	97
5.2.5.1 Resultados perfiles .....	97
5.3 DOUBLE MULTIPLE STREAM.....	102
5.3.1 Parámetros de entrada .....	103
5.3.2 Resultados D.M.S.....	107
5.3.3 Validación código.....	109
5.4 DISEÑO DE DETALLE .....	111
5.4.1 Rotor .....	112
5.4.2 Eje.....	113
5.4.3 Brazos.....	116
5.4.4 Discos soporte .....	117
5.4.5 Selección de rodamientos.....	118
5.4.6 Alabes.....	120
5.4.7 Estructura o base.....	121
5.4.8 Generador.....	123
5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	124
5.5.1 Presupuesto.....	124

5.5.2 Análisis con una turbina comercial.....	125
5.5.2.1 Especificaciones generales del prototipo .....	125
5.5.2.2 Turbina comercial .....	127
5.5.3 Retorno de la inversión .....	128
5.5.3.1 Análisis para una turbina de mayor escala .....	129
6. CONCLUSIONES .....	131
7. RECOMENDACIONES.....	133
BIBLIOGRAFIA.....	134

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Frecuencia datos de viento.....	74
Tabla 2. Valores Y & X .....	76
Tabla 3. Variación de los coeficientes aerodinámicos .....	83
Tabla 4. Características del mallado.....	84
Tabla 5. Resultados de la ecuación Y+ .....	89
Tabla 6. Porcentaje de error curvas de sustentación.....	96
Tabla 7. Parámetros de entrada DMS .....	103
Tabla 8. Potencia generada a varios R.....	109
Tabla 9. Resumen parámetros de la turbina.....	111
Tabla 10. Presupuesto.....	125
Tabla 11. Especificaciones generales prototipo .....	126

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Producción energética en Colombia.....	19
Figura 2. Nomenclatura de un perfil alar.....	23
Figura 3. Fuerzas en un perfil.....	25
Figura 4. Curva de sustentación y entrada en pérdida .....	27
Figura 5. Curvas de sustentación a varios Reynolds.....	28
Figura 6. Grafica de coeficiente de presión .....	30
Figura 7. Partes de una Turbina eólica.....	31
Figura 8. Turbina eólica de eje horizontal.....	32
Figura 9. Turbinas eólicas de eje vertical .....	34
Figura 10. Área de barrio turbina eólica de eje vertical.....	36
Figura 11. Curva de eficiencia $C_p$ VS TSR.....	37
Figura 12. $C_p$ VS TSR a varios valores de solidez .....	39
Figura 13. Burbuja de separación laminar .....	41
Figura 14. Representación 2D turbina eólica de eje vertical.....	42
Figura 15. Variación del ángulo de ataque con el ángulo azimuth a varios TSR	43
Figura 16. Perfil bajo pérdida dinámica .....	45
Figura 17. Modelo de disco actuador en una turbina.....	47
Figura 18. Variación del coeficiente de potencia según el factor de inducción. .	49
Figura 19. Esquema tubos de corriente.....	51
Figura 20. Aplicación del teorema de doble disco actuador .....	52
Figura 21. Esquema modelo de vórtices .....	57

Figura 22. Flujo turbulento.....	61
Figura 23. Tipos de tratamiento de pared.....	68
Figura 24. Metodología del proyecto. ....	69
Figura 25. Diagrama velocidad de viento en Berlín (01/08/19).....	70
Figura 26. Mapa estaciones meteorológicas en Santander.....	71
Figura 27. Datos velocidad de viento, Berlín, mayo de 2019.....	73
Figura 28. Histograma .....	75
Figura 29. Regresión lineal.....	76
Figura 30. Grafica Weibull .....	77
Figura 31. Perfil NACA0018 .....	78
Figura 32. Perfil modificado NACA0018 .....	78
Figura 33. Perfil modificado NACA 2411 .....	78
Figura 34. Perfil modificado E555.....	79
Figura 35. Dominio y condiciones de contorno.....	81
Figura 36. Independencia de malla coeficiente de sustentación .....	83
Figura 37. Independencia de malla coeficiente de arrastre .....	84
Figura 38. Mallado del dominio.....	85
Figura 39. Vista mallado alabe .....	85
Figura 40. Campo de presión alrededor del perfil.....	86
Figura 41. Campo de velocidad alrededor del perfil .....	87
Figura 42. Aplicación de capas sobre el contorno del perfil.....	89
Figura 43. Gráfico residuos vs iteraciones para modelo K-w SST.....	90
Figura 44. Coeficiente de sustentación vs iteraciones modelo K-w SST .....	90

Figura 45. Coeficiente de presión perfil NACA0018 .....	91
Figura 46. Resultados modelo estándar K- $\omega$ .....	93
Figura 47. Resultados modelo K- $\omega$ SST.....	93
Figura 48. Resultados modo K- $\epsilon$ realizable .....	94
Figura 49. Resultados modelo Spalart-Allmaras .....	94
Figura 50. Comparación modelo Sp-All. con datos experimentales. ....	95
Figura 51. Resultados sustentación-arrastre para un Re= 1e04 .....	98
Figura 52. Resultados sustentación-arrastre para un Re= 1e05 .....	99
Figura 53. Resultados sustentación-arrastre para un Re= 1e06. ....	100
Figura 54. Grafica CP NACA2411 modificado, Mukesh R., et al. ....	101
Figura 55. Grafica CP NACA 2411 modificado Autores.....	101
Figura 56. Esquema modelo D.M.S.....	102
Figura 57. Variación del Cp respecto al número de alabes .....	104
Figura 58. Extrapolación de datos Q-Blade .....	106
Figura 59. Comparación datos aerodinámicos ANSYS y Q-Blade .....	106
Figura 60. Diagrama CP vs TSR a varios valores de solidez .....	107
Figura 61. Variación del radio para una solidez de 0.2.....	108
Figura 62. Resultados DMS por Cáceres .....	110
Figura 63. Resultado Autores .....	110
Figura 64. Componentes principales turbina .....	112
Figura 65. Ensamble rotor .....	113
Figura 66. Distribución de Esfuerzos .....	114
Figura 67. Factor de seguridad eje .....	115

Figura 68 Simulación fatiga eje .....	115
Figura 69. Ensamble brazos-discos .....	116
Figura 70. Simulación brazo con carga critica .....	117
Figura 71. Discos soporte.....	118
Figura 72. Tipos y características de los rodamientos SKF .....	119
Figura 73. Selección de rodamientos catalogo SKF .....	120
Figura 74. Alabe NACA2411 modificado .....	121
Figura 75. Ensamble base-soporte.....	121
Figura 76. Factor de seguridad ensamble base .....	122
Figura 77. Simulación por fatiga para base-soporte .....	123
Figura 78. Caja generador.....	124
Figura 79. Esquema ensamble final turbina .....	126
Figura 80. Turbina eólica eje vertical mercado libre .....	127
Figura 81. Especificaciones turbina eólica mercado libre .....	128

## **LISTA DE ANEXOS**

**(Ver anexos adjuntos y pueden visualizarlos en la Base de datos de la  
Biblioteca UIS)**

Anexo A. Datos de viento Berlín, Santander.

Anexo B. Código Modelo Double Multiple Streamtube.

Anexo C. Fuerza resultante turbinas.

Anexo D. Pruebas mallado

Anexo E. Coordenadas perfiles aerodinámicos.

Anexo F. Resultados simulación para varios modelos de turbulencia a un ángulo de 13°.

Anexo G. Campos de presión y velocidad perfiles aerodinámicos.

Anexo H. Catalogo Rodamiento.

Anexo I. Planos turbina.

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DE UNA TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES RESIDENCIALES\*.

**AUTOR:** JUAN SEBASTIAN CORREA QUIÑONEZ, OSCAR FABIAN RODRIGUEZ JIMENEZ\*\*.

**PALABRAS CLAVE:** TURBINA EÓLICA, ALABE, PERFIL ALAR, C.F.D., SIMULACIÓN.

### **DESCRIPCIÓN:**

La capacidad instalada de energía eólica ha venido en aumento, debido al desarrollo y avance en la eficiencia de las turbinas eólicas, (especialmente de eje horizontal), convirtiéndose en cada día un tipo de energía renovable más óptima para diferentes escenarios. Actualmente hay un mayor estudio en las turbinas eólicas de eje vertical por sus características de operación a bajas velocidades de viento, independencia de la dirección del flujo y economía, para la generación de energía a pequeña escala, por lo cual son ideales en zonas residenciales que no cuentan con un servicio eléctrico.

Para el desarrollo de este prototipo se realizó la simulación y selección del perfil del alabe de la turbina en CFD, a través de un análisis en 2D desarrollado en ANSYS FLUENT, comparando cuatro perfiles alares, donde se escogió el perfil con mejor relación de sustentación-arrastre, buscando mejorar la eficiencia de este tipo de turbinas. Mediante el software MATLAB se desarrolló el modelo analítico "Double Multiple Streamtube", en el que se obtuvo el desempeño de la turbina y las fuerzas generadas en los alabes bajo las condiciones de viento del corregimiento de Berlín, Santander. con base a estos resultados, se realizó el diseño a detalle de los componentes principales de este prototipo, con un enfoque principal en la reducción de costos. Finalmente se analizó desde tres perspectivas la viabilidad de este tipo de proyectos, con base en la relación potencia-costo.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingeniería mecánica. Director: William Pinto Hernández, PhD en ingeniería mecánica.

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN OF A VERTICAL AXIS WIND TURBINE FOR ELECTRIC ENERGY GENERATION IN RESIDENTIAL INSTALLATIONS\*.

**AUTHORS:** JUAN SEBASTIAN CORREA QUIÑONEZ, OSCAR FABIAN RODRIGUEZ JIMENEZ\*\*.

**KEYWORDS:** WIND TURBINE, BLADE, AIRFOIL PROFILE, C.F.D, SIMULATION.

### DESCRIPTION:

Installed wind power capacity has been increasing, due to the development and advancement in the efficiency of wind turbines, (especially the horizontal axis types), becoming every day a more optimal type of renewable energy for different scenarios. There is now a greater study in vertical axis wind turbines for their operating characteristics at low wind speeds, independence of flow direction, and economy for small-scale power generation, making them ideal for residential zones that do not have electric service.

For the development of this prototype, the simulation and selection of the airfoil blades turbine were carried out by testing four airfoils in a bidimensional analysis in CFD, using Ansys Fluent software, where the airfoil was chosen with better lift-to-drag relation, seeking to improve the efficiency of this type of turbines. The "Double Multiple Streamtube" analytical model was developed using MATLAB software, where the performance and induced Blade forces were obtained subjected under the wind conditions of the Berlin town, Santander. Based on this, the detailed design of the main components of this prototype was carried out, focusing mainly on cost reduction. Finally, it was analyzed from three perspectives, the feasibility of these type of projects, based on the power-to-cost relation.

---

\* Degree work.

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of mechanical engineering. Director: William Pinto Hernandez, PhD in mechanical engineering.

## INTRODUCCIÓN

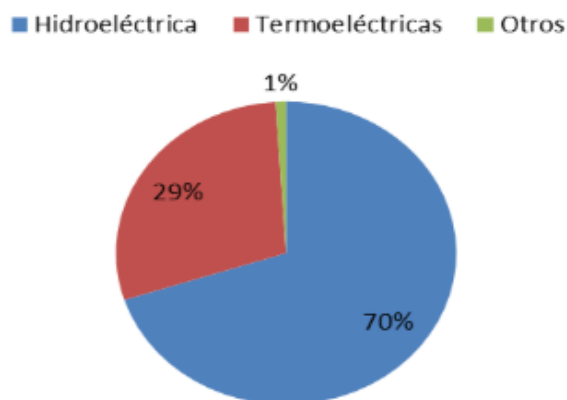
En Colombia, la generación de energía depende en su mayoría del funcionamiento de las grandes centrales hidroeléctricas. Sin embargo, existen sectores del país que al día de hoy no tienen acceso al servicio eléctrico y viven en la penumbra ya que por su ubicación geográfica no están dentro de la red interconectada nacional. Además, la producción de energía a través de fuentes inagotables como los combustibles fósiles genera un impacto ambiental negativo. Por lo anteriores motivos las energías renovables, entre ellas la energía eólica, se presenta como una solución para la generación de electricidad de manera amigable, en zonas donde las condiciones de viento permitan la implementación de turbinas eólicas de eje vertical

El presente proyecto se enfoca en el diseño de este tipo de turbinas, las cuales operan a bajas velocidades de viento. Para su desarrollo, se implementó el modelo analítico Double Multiple Streamtube, para predecir el comportamiento de una turbina Darrieus de alabes rectos bajo las condiciones de viento en el corregimiento de Berlín, Santander. Igualmente, se realizó una simulación en 2D a diferentes perfiles alares determinando sus características aerodinámicas, tomando como criterio de selección la relación de sustentación y arrastre ( $C_l/C_d$ ). Seguidamente, se realizó un análisis de fuerzas para determinar los componentes mecánicos de la turbina, así como un análisis de viabilidad sobre su aplicación en una zona residencial.

## 1. PROBLEMÁTICA

Colombia depende en un 70% de la energía generada por las hidroeléctricas, alrededor del 29% de plantas térmicas, y el 1% en energías no convencionales<sup>1</sup>. Por un lado, se puede notar la poca participación de parte del gobierno nacional en incentivar e invertir, en el desarrollo e implementación de energías limpias para la generación de energía. Por otro lado, depender en gran mayoría de un solo recurso no es una buena idea, ya que para el país la aparición de eventos naturales, como el fenómeno del Niño, han generado grandes preocupaciones y alertas a nivel nacional, dejando en evidencia que el país no está preparado para este tipo de situaciones, como lo muestra lo sucedido en el 2015 con programas como el de “apagar paga”.

Figura 1 Producción energética en Colombia



Fuente: DINERO. [Sitio web]. Bogotá: DINERO, Alto voltaje: las tensiones del sector energía en Colombia [Consulta: 25 de enero de 2019]. Disponible en: <https://www.dinero.com/edicion-impresa/infraestructura/articulo/problemas-del-sector-de-energia-en-colombia-en-2018/265677>.

<sup>1</sup> DINERO. [Sitio web]. Bogotá: DINERO, Alto voltaje: las tensiones del sector energía en Colombia [Consulta: 25 de enero de 2019]. Disponible en: <https://www.dinero.com/edicion-impresa/infraestructura/articulo/problemas-del-sector-de-energia-en-colombia-en-2018/265677>.

Lugares como fincas, pueblos y sectores remotos no cuentan con el servicio de electricidad. Los departamentos de Nariño, Choco y Cauca cuentan con el mayor número de usuarios que pertenece a Zonas No interconectadas (ZIN) del país<sup>2</sup>. Al no tener este servicio, se ven obligados a recurrir a otros sistemas para la obtención de energía como lo son las plantas térmicas, las cuales usan Diesel como combustible, que además de su alto costo, genera contaminación al medio ambiente. Por lo anterior, la importancia de llevar al país a la implementación de energías renovables no convencionales es una alternativa de solución y un paso para el desarrollo energético del país a largo plazo.

---

<sup>2</sup> SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO. [Sitio web]. Bogotá: SIEL, informes de cobertura. [Consulta: 25 enero 2019]. Disponible: <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturaDelSistemaInterconectadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Cada vez son más los países interesados en potenciar la capacidad instalada de este tipo de energía y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, como es el caso de Dinamarca que busca generar 40% de su electricidad a través de turbinas eólicas<sup>3</sup>. Debido a su constante crecimiento, Colombia debe incentivar la implementación de este recurso renovable como alternativa a la gran dependencia de las centrales hidroeléctricas.

Las turbinas eólicas de eje vertical, son tecnologías diseñadas para generar energía a pequeñas velocidades de viento, por ende, no necesitan ser instaladas a grandes alturas y producen un esfuerzo bajo por parte del soporte estructural, lo cual permite ser colocadas en la parte superior de casas y edificios, o estructuras similares. Entre otras ventajas, cabe destacar su independencia a la dirección del viento y la ausencia de ruidos durante su funcionamiento a comparación con las turbinas eólicas de eje horizontal<sup>4</sup>, razones por la cual se estudiará este tipo de turbina como solución energética en el presente documento.

El desarrollo tecnológico de este tipo de turbinas para optimizar su rendimiento, es esencial para su implementación como solución a las demandas energéticas para sectores remotos que no se encuentran a la red interconectada nacional, así como una alternativa para suplir parte de la necesidad energética en grandes industrias, con el acompañamiento de otras fuentes de energía limpia como lo es la energía solar. Además, su progreso y fabricación a gran escala genera una reducción en los costos, así como la creación de trabajo de forma local y mejoramiento de la calidad del medio ambiente.

---

<sup>3</sup> KUMARA, E. A. D.; HETTIARACHCHI, N. K. y JAYATHILAKE K.G. R. M. Overview of the Vertical Axis Wind Turbines. *International Journal of Scientific Research and Innovative Technology*. 2017, vol. 4, nro. 8. ISSN 2313-3759. p.57.

<sup>4</sup> Ibid., p. 59

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

- Diseñar, una turbina eólica de eje vertical para instalaciones residenciales para contribuir con la misión de la Escuela de Ingeniería Mecánica mediante la formación de ingenieros mecánicos con alta calidad técnica y científica.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

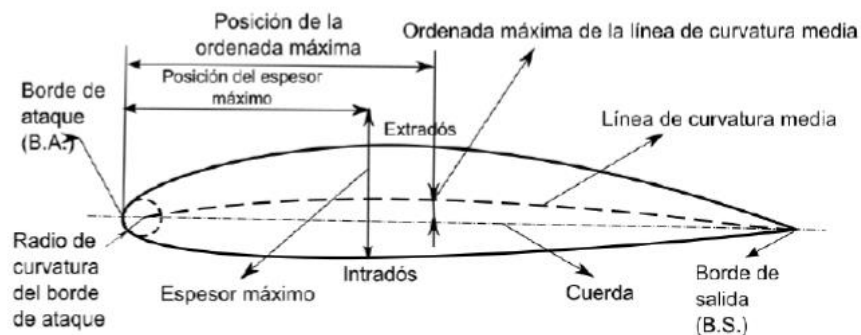
- Simular 4 perfiles aerodinámicos en 2D mediante el software de mecánica de fluidos computacional Ansys Fluent, analizando los coeficientes de arrastre y sustentación, realizando variaciones en el ángulo de ataque y número de Reynolds.
- Realizar el diseño aerodinámico de una turbina eólica de eje vertical tipo Darrieus de alabes rectos, aplicando el método Double Multiple Streamtube, a partir de las condiciones de viento presentes en el corregimiento de Berlín, Santander, y cuya área de barrido no sea mayor a 1 m<sup>2</sup>.
- Diseñar y seleccionar los principales componentes de la turbina.
- Efectuar un análisis económico de viabilidad en la aplicación de la turbina eólica en una zona residencial.

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 AERODINÁMICA DE UN PERFIL ALAR<sup>5</sup>

Los alabes son uno de los componentes más importantes de la turbina, pues a través de ellos se extrae la energía que proviene del viento y la convierte en energía mecánica al hacer girar el rotor, por lo tanto, su geometría e interacción con el viento es crucial en el rendimiento de la turbina. Generalmente los alabes son estudiados mediante un análisis bidimensional de su sección transversal o perfil alar, que, a pesar de no tomar en cuenta los efectos en los extremos del mismo, es capaz de generar resultados aproximados. Las partes que componen un perfil aerodinámico se muestran en la Figura 2.

Figura 2. Nomenclatura de un perfil alar



Fuente: CELSO RANGEL, Thomaz Junior. Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabe. Trabajo de grado Magíster en Ingeniería Civil Mecánica. Santiago de Chile. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica, 2012. p.11

<sup>5</sup> CELSO RANGEL, Thomaz Junior. Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabe. Trabajo de grado Magíster en Ingeniería Civil Mecánica. Santiago de Chile. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica, 2012. pp.10-11.

- El borde de ataque es el borde del perfil diseñado para entrar en contacto con el flujo, mientras que el borde de salida o borde de fuga es el borde diseñado para la salida del flujo.
- La cuerda es la línea recta que conecta el borde de ataque con el borde de fuga del perfil. Su longitud se denomina por la letra *c* generalmente.
- El extradós es la curva del perfil sobre la cuerda en cuya superficie se genera una succión o baja presión. Por su parte, el intradós es la curva bajo la cuerda donde se presenta una mayor presión en el perfil.
- La línea de curvatura media es el lugar geométrico definido como el punto medio entre las dos curvas del perfil.
- La comba, camber, o simplemente curvatura, es la distancia entre la línea de curvatura media y la cuerda del perfil.
- El espesor es la distancia medida entre el intradós y el extradós, perpendicular a la cuerda. El espesor máximo es lógicamente el máximo de este valor y se expresa en porcentaje a la longitud de cuerda.

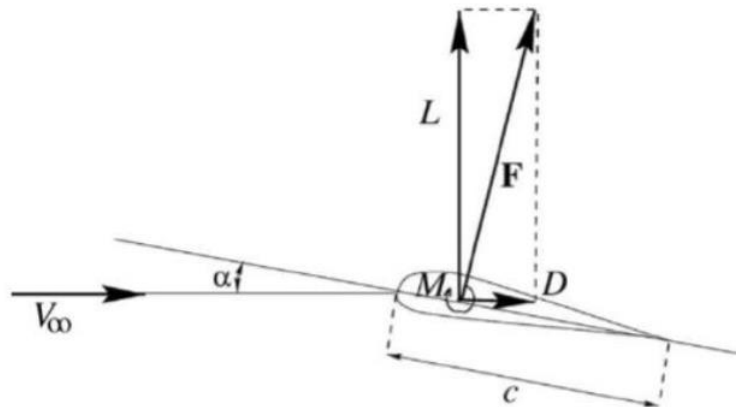
## 4.2 FUERZAS Y COEFICIENTES AERODINÁMICOS

Los alabes al estar sumergidos en un fluido en movimiento o viceversa, experimentan una fuerza resultante como consecuencia de la deformación del fluido<sup>6</sup> y la distribución de presión a lo largo del mismo. Esta resultante se suele determinar a partir de dos componentes aerodinámicos: la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre, analizadas con respecto a la velocidad relativa del viento, es decir, la velocidad libre del viento respecto a la velocidad tangente que lleva el perfil, y cuya dirección con respecto a la cuerda del alabe, es dada por el ángulo de ataque, como se muestra en el esquema de la Figura 3.

---

<sup>6</sup> PARISH TORRES, Rafael. Comparación de resultados de análisis en CFD entre el módulo FloEDF de CATIA V5 y FLUENT. Título Máster en Ingeniería Aeronáutica. Sevilla. Universidad de Sevilla. Departamento. de Ingeniería Gráfica. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2017.p.12

Figura 3. Fuerzas en un perfil



Fuente: CÁCERES LUQUE, S. A. Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical de pequeña escala. Tesis de grado Ingeniero Civil Mecánico, Universidad de Chile, Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica 2014. p. 9.

La fuerza de sustentación es la fuerza perpendicular a la dirección del viento relativo, como resultado de la alta y baja presión que se presenta en la intradós y extradós respectivamente. Por su parte, la fuerza de resistencia o arrastre se produce principalmente por las fuerzas viscosas de la interacción entre la superficie del perfil y el fluido alrededor de él<sup>7</sup>. Esta fuerza actúa de forma paralela y en la misma dirección que el viento relativo por lo que no siempre se puede afirmar que la resistencia es paralela y de dirección opuesta a la trayectoria<sup>8</sup>. Estas fuerzas aerodinámicas pueden ser calculadas por las siguientes expresiones:

$$L = \frac{1}{2} * \rho * V^2 * S * Cl \quad (1)$$

$$D = \frac{1}{2} * \rho * V^2 * S * Cd \quad (2)$$

<sup>7</sup> ZITNIK, Juan. Aerodinámica. En: Manual de vuelo del PIPER PA-11. p.42. [en línea] [Consultado: 5 de septiembre 2020]. Disponible en: <https://docplayer.es/6608436-Juan-zitnik-manual-de-vuelo-del-piper-pa-11-aerodinamica-aerodinamica.html>.

<sup>8</sup> PARISH. Op. Cit., p.12

Donde  $L$  y  $D$  son las fuerzas de sustentación y arrastre respectivamente (de su significado en inglés lift and drag),  $\rho$  es la densidad del aire,  $S$  es una superficie de referencia o una longitud dependiendo de si la geometría que se está analizando es tridimensional o bidimensional<sup>9</sup>. Finalmente,  $C_l$  y  $C_d$  son los coeficientes de sustentación y arrastre respectivamente. Por lo general las fuerzas aerodinámicas se analizan por medio de estos parámetros adimensionales, los cuales se ven afectados principalmente por el ángulo de ataque ( $\alpha$ ), el número de Reynolds ( $Re$ ) y el número de Mach<sup>10</sup>. la variación respecto a los dos primeros se presenta a continuación.

$$C_l = \frac{L}{\frac{1}{2} * \rho * V^2 * S} = f\left(\alpha, \frac{\mu}{c * \rho * V}, \frac{V^2}{\gamma * R_g * T}\right) = f(\alpha, Re, M_\infty) \quad (3)$$

$$C_d = \frac{D}{\frac{1}{2} * \rho * V^2 * S} = f\left(\alpha, \frac{\mu}{c * \rho * V}, \frac{V^2}{\gamma * R_g * T}\right) = f(\alpha, Re, M_\infty) \quad (4)$$

#### 4.3 ENTRADA EN PÉRDIDA

la sustentación generada en un perfil varía de acuerdo al ángulo con la que incide el flujo. La curva mostrada en la Figura 4, muestra el comportamiento de la sustentación a medida que va aumentando el ángulo de ataque. al principio tiende a tener una dependencia lineal, sin embargo, llega a un punto máximo y la sustentación empieza a decaer. Este fenómeno se conoce como entrada en pérdida o stall. El perfil alcanza un ángulo de inclinación en el que el flujo no es capaz de seguir su curvatura y se desprende en la estela del perfil. Como consecuencia de la

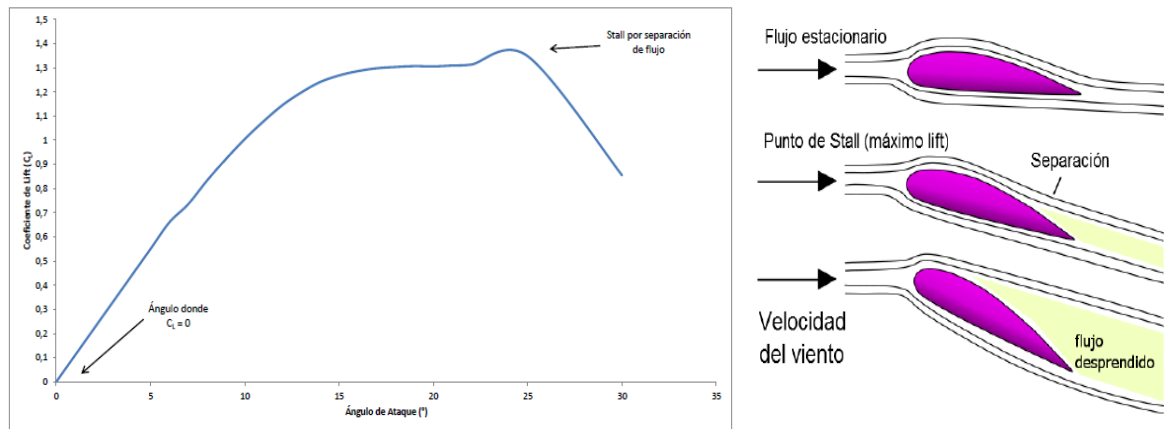
---

<sup>9</sup> PARISH. Op. Cit., p.13

<sup>10</sup> ROBLES CORPA, Aitor. Diseño de perfiles aerodinámicos mediante metodología inversa. Trabajo de grado Ingeniería Aeroespacial. Sevilla. Universidad de Sevilla. Departamento Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2015. p.10.

separación de flujo, la sustentación tiene una caída abrupta y el arrastre aumenta debido a las recirculaciones producidas a la salida del flujo.<sup>11</sup>

Figura 4. Curva de sustentación y entrada en pérdida



Fuente: CELSO RANGEL, Thomaz Junior. Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabe. Trabajo de grado Magíster en Ingeniería Civil Mecánica. Santiago de Chile. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica, 2012. p. 15-16.

#### 4.4 NÚMERO DE REYNOLDS

El movimiento de un fluido se ve caracterizado por el parámetro adimensional denominado número de Reynolds<sup>12</sup>, que es el cociente entre las fuerzas de inercia y las fuerzas viscosas de un fluido, de manera que:

$$Re = \frac{\rho * U * L}{\mu} = \frac{U * L}{\nu} = \frac{\text{Fuerza Inercial}}{\text{Fuerza Viscosa}} \quad (5)$$

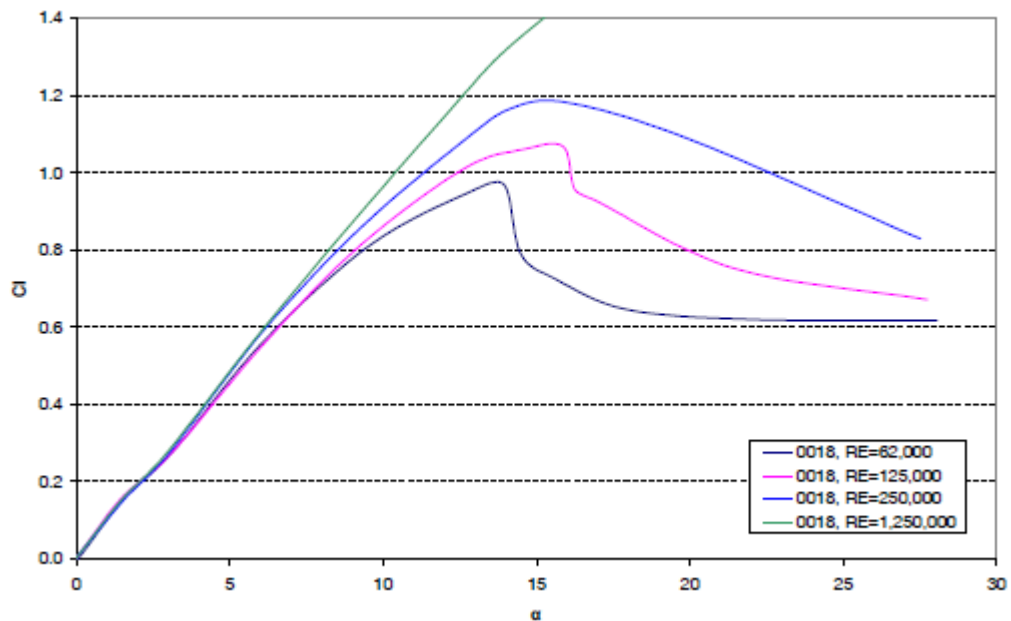
<sup>11</sup> CELSO. Op. Cit., p.15

<sup>12</sup> JARAMILLO DÍAZ, Julian David y CÁRDENAS BAÑOL, Héctor Alonso. Numero de Reynolds. Girardot. Corporación Universitaria Minuto de Dios. Ingeniería Civil, 2015. p 17.

Donde  $\rho$  es la densidad del fluido,  $\mu$  y  $\nu$  son la viscosidad dinámica y cinemática respectivamente de flujo, mientras que  $U$  y  $L$  son la velocidad y la longitud (para el flujo en el perfil esta dado por la cuerda) que caracterizan la escala del flujo.

La sustentación y el arrastre se ven afectadas por las condiciones de flujo como se muestra en la Figura 5. El perfil llega a un pico de sustentación máximo más alto a medida que aumenta el número de Reynolds. De acuerdo a Claessens<sup>13</sup>, la diferencia en el coeficiente máximo de sustentación entre  $Re=3e6$  y  $Re=3e5$  puede ser de hasta el 60%.

Figura 5. Curvas de sustentación a varios Reynolds



Fuente: CLAESSENS, Maarten. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines. Master of Science Thesis. The Netherlands-Delft. Delft University of Techonology. Faculty Aerospace Engineering, 2006. p.15.

<sup>13</sup> CLAESSENS, Maarten. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines. Master of Science Thesis. The Netherlands-Delft. Delft University of Techonology. Faculty Aerospace Engineering, 2006. p.15.

## 4.5 DISTRIBUCIÓN DE PRESIÓN

Un aspecto importante en la interacción del fluido con el perfil, es el conocimiento de la distribución de presión sobre su superficie, pues el análisis de estos perfiles de presión determina la fuerza resultante sobre el perfil y por ende sus componentes o coeficientes aerodinámicos<sup>14</sup>. Por lo general las gráficas de presión son analizadas a través del coeficiente de presión, el cual se puede definir como la relación entre la presión estática en algún punto del perfil y la presión dinámica del fluido<sup>15</sup>, por lo que:

$$C_P = \frac{p - p_\infty}{\frac{1}{2} * \rho * V^2} = \frac{\text{presión estática}}{\text{presión dinámica}} \quad (6)$$

La grafica mostrada en la Figura 6, representa los valores del coeficiente de presión y su ubicación con respecto a la longitud de la cuerda para un perfil NACA4412 a una inclinación de 5°. La curva superior corresponde al extradós del perfil, en el que se puede apreciar una depresión (CP negativo) en el borde de ataque, donde se observa que, en esta zona las líneas de corriente de aire se estrechan entre sí, similar a un fluido que pasa por un tubo de Venturi y de acuerdo a la ecuación de Bernoulli ( $p + \frac{1}{2}\rho V^2 = cte$ ) el aire experimenta una mayor velocidad. la curva inferior, por su parte, hace referencia al intradós del perfil, donde se presenta una mayor presión que en el extradós, con una presión máxima en las inmediaciones del borde de ataque y por ende velocidades de flujo más bajas<sup>16</sup>.

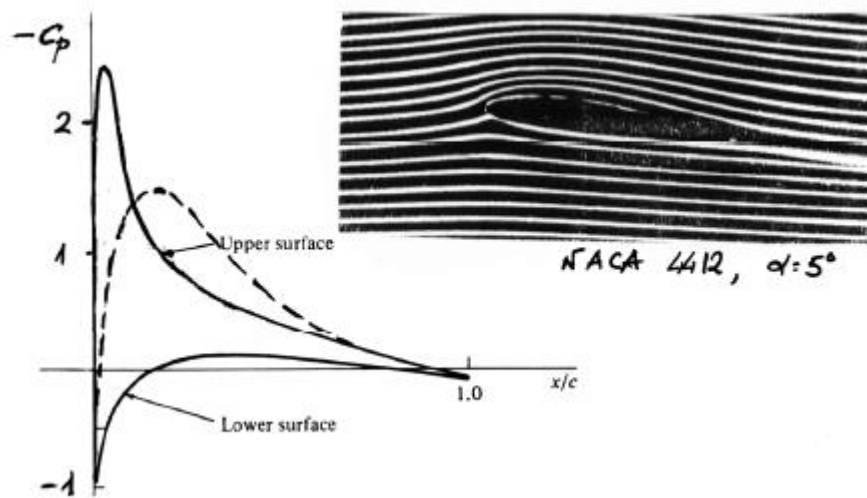
---

<sup>14</sup> RONCERO, Sergio Esteban y GAVILÁN JIMÉNEZ, Francisco. Aerodinámica del Avión. En: Aeronaves y Vehículos Espaciales. [Diapositivas]. Sevilla. Universidad de Sevilla. Departamento de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos. Escuela Superior de Ingenieros, 2009. pp. 26-30.

<sup>15</sup> GARCIA RODRIGUEZ, Luis Fernando. Análisis aerodinámico del perfil de los alabes de una turbina eólica de eje vertical mediante simulación en 2d usando CFD. Trabajo grado Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2014. p. 26.

<sup>16</sup> RONCERO. Op. cit, p. 26-30.

Figura 6. Grafica de coeficiente de presión



Fuente: RONCERO, Sergio Esteban y GAVILÁN JIMÉNEZ, Francisco. Aerodinámica del Avión. En: Aeronaves y Vehículos Espaciales. [Diapositivas]. Sevilla. Universidad de Sevilla. Departamento de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos. Escuela Superior de Ingenieros, 2009. p. 28.

#### 4.6 TURBINAS EÓLICAS

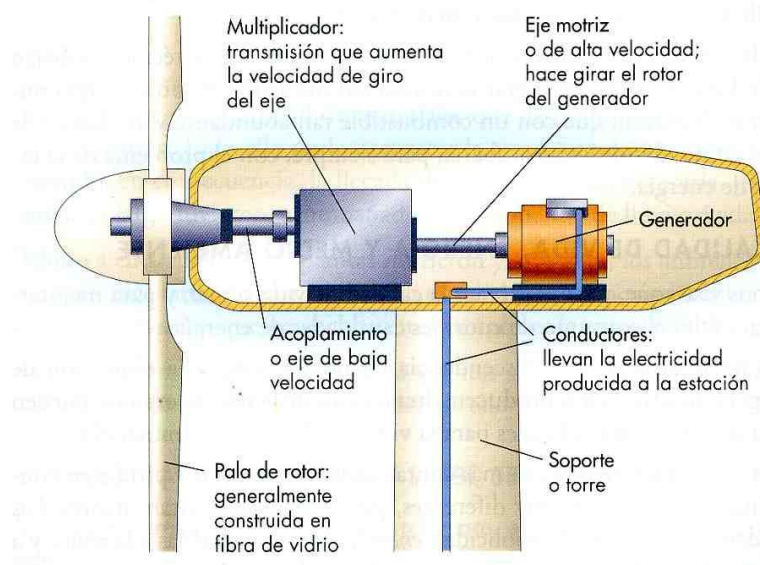
Una turbina eólica es un sistema cuyo propósito es extraer la energía cinética proveniente del viento a través de unos alabes o aspas\* convirtiéndola en energía mecánica por el movimiento giratorio del rotor. Aunque esta energía se ha utilizado para varios trabajos como en ruedas hidráulicas, molindas de harina, bombeo de agua<sup>17</sup>, etc., actualmente tiene un mayor enfoque en generar electricidad, por lo que es común que el eje del rotor esté conectado a una caja de transmisión cuya salida esta acoplada a un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica (ver

<sup>17</sup> SUAU DE CASTRO, Miguel. Diseño y construcción de una mini-turbina eólica. Tesis de grado Ingeniería de la Energía. Madrid. Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela Técnica de ingenieros Industriales, 2014. p.3.

\* Existen turbinas sin aspas que captan la vibración generada por las corrientes de aire.

Figura 7). Las turbinas eólicas se pueden clasificar en dos grupos: las turbinas eólicas de eje horizontal y las turbinas eólicas de eje vertical

Figura 7. Partes de una Turbina eólica



Fuente: Energía Eólica. [En línea]. [Consultado 6 de septiembre de 2020].  
Disponible en: <http://eeolicacsj.blogspot.com/p/partes-de-una-turbina-eolica.html>

**4.6.1 Turbinas eólicas de eje horizontal.**<sup>18</sup> Este tipo de turbinas son las más comunes, se pueden encontrar en cualquier granja eólica y constituyen gran parte de la capacidad instalada actual. Su eje de rotación es paralelo al suelo y están compuestas ya sea por una o varios alabes, aunque las más comunes son las turbinas tripalas. Están diseñadas para altas velocidades de viento por lo que son ubicadas a grandes alturas y en campos abiertos para que el viento no se vea perturbado por efectos del terreno, edificaciones, etc. Esto hace que el generador y otros componentes principales estén a dicha altura dificultando así su mantención. Además, para su funcionamiento, es esencial que estén direccionadas hacia el viento; luego, se hace necesario un mecanismo de orientación para direccionar la

<sup>18</sup> CELSO. Op. Cit., p.3

turbina frente a cambios en la dirección del viento. En la *Figura 8*, se observa un ejemplo de turbina eólica de eje horizontal y alguno de sus componentes.

Figura 8. Turbina eólica de eje horizontal



Fuente: ROCA, José A. Los 10 mayores fabricantes de turbinas eólicas del mundo en 2015: Goldwind desplaza a GE del primer puesto. [En línea]. El periódico de la energía, 2016. [Consultado 6 de septiembre de 20]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-fabricantes-de-turbinas-eolicas-del-mundo-en-2015-goldwind-desplaza-a-ge-del-primer-puesto/>.

**4.6.2 Turbinas eólicas de eje vertical.** Las turbinas de eje vertical son aquellas que tienen su rotor perpendicular al suelo. Al contrario de las de eje horizontal, son mucho menos comunes y probadas ya que están diseñadas para generación de potencia a pequeña escala. Aunque presentan algunos inconvenientes como en el arranque de rotación (self-starting) y la falla por fatiga como principal problema en

implementaciones anteriores<sup>19</sup>, poseen ciertas características y ventajas respecto a las turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT). La principal ventaja es su independencia a la dirección del viento por lo que no requieren de un mecanismo de orientación. Sus alabes pueden ser de sección uniforme y sin torsión, facilitando su fabricación al contrario que el diseño de los alabes de una HAWT que son torsionados y ahusados para un buen rendimiento.

Adicionalmente, la mayoría de los componentes se encuentran a nivel del suelo por lo que su mantenimiento es más manejable. Pueden ser utilizados en sitios con suficiente viento y combinado con otras fuentes de energía renovable y un sistema de respaldo pueden suministrar energía a pequeñas localidades remotas<sup>20</sup> o bien en edificaciones o estructuras similares por su bajo esfuerzo de parte del soporte estructural y ausencia de ruidos durante su funcionamiento<sup>21</sup>. Entre los diferentes diseños de este tipo de turbinas se pueden clasificar en dos grupos:

**4.6.2.1 Turbinas Savonius.** Su rotor consta de dos semicilindros huecos que se encuentran unidos a un eje de rotación, induciéndole un torque por medio de la fuerza de arrastre producido cuando el viento impacta con la superficie interna de la copa o semicilindro<sup>22</sup> (ver Figura 9a). Estas turbinas tienen la ventaja de presentar un buen comienzo de arranque. Sin embargo, su eficiencia es menor a otras configuraciones, alcanzando valores no mayores al 25%.<sup>23</sup>

---

<sup>19</sup> Ibid., p.3-5

<sup>20</sup> ISLAM, Mazharul, et al. Aerodynamic factors affecting performance of straight-bladed vertical axis wind turbines. *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition*. 2007, vol. 6, IMECE2007-41346. p.332.

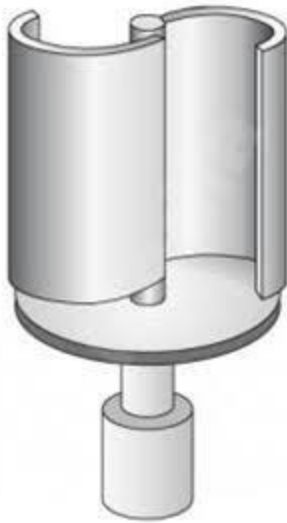
<sup>21</sup> KUMARA. Op. Cit. p.57.

<sup>22</sup> MUHAMMAD. M. Aslam Bhutta et al. Vertical axis wind turbine – A review of various configurations and design techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012, vol 16, nro 4, p. 1933.

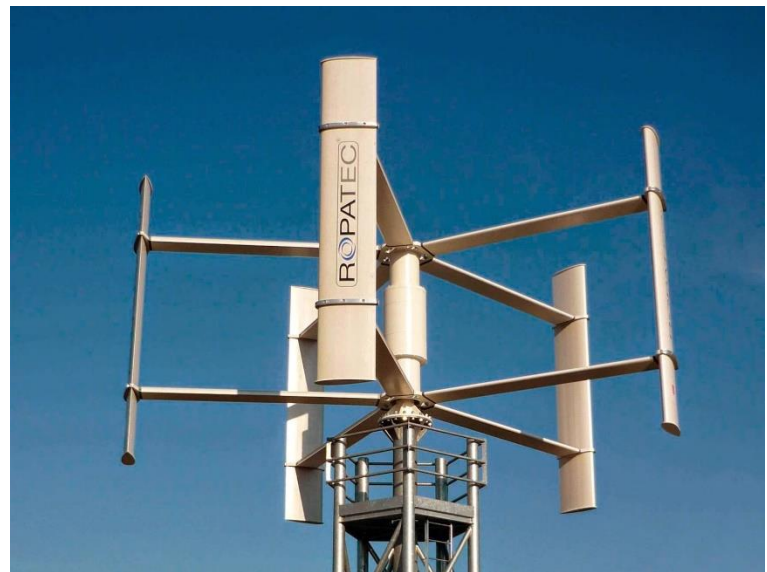
<sup>23</sup> ISLAM M, Ting D, Fartaj A. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008; vol 12, pp. 1087-1109.

**4.6.2.2 Turbinas Darrieus.** Al contrario de las Savonius, las turbinas Darrieus son impulsados por la fuerza de sustentación para su funcionamiento. Su rotor está conformado por uno o varios alabes que pueden ser rectos, curvados o torsionados, conectados al eje de rotación por medio de brazos o soportes radiales (ver *Figura 9b*). Estas turbinas presentan una mayor eficiencia a las de tipo Savonius. No obstante, presentan problemas para el arranque de manera autónoma.

Figura 9. Turbinas eólicas de eje vertical



a) Turbina Savonius



b) Turbina Darrieus

Fuente: Energía eólica. [En línea]. [Consultado 6 de septiembre de 2020]. Disponible en: <http://energiaeolica1101.blogspot.com/2015/03/tipos-de-aerogeneradores.html>

#### 4.7 COEFICIENTE DE POTENCIA

La energía del viento proviene de la energía cinética de las partículas en movimiento, por lo tanto:

$$Ec = \frac{1}{2} * m * V^2 \quad (7)$$

Donde  $m$  es la masa de las partículas y  $V$  la velocidad del viento. Es de interés saber la potencia que podemos conseguir del fluido. Sabiendo que la potencia expresa la energía por unidad de tiempo, se tiene que:

$$P_{viento} = \frac{Ec}{t} = \frac{1}{2} * \dot{m} * V^2 \quad (8)$$

Donde  $\dot{m}$  es el flujo másico del viento definido como:

$$\dot{m} = \rho * V * A \quad (9)$$

Donde  $A$  es la sección transversal a la dirección del flujo del aire. Para el caso en estudio, esta área corresponde al área de barrido de la turbina, la cual viene dada por el diámetro del rotor y la altura del alabe para una turbina Darrieus de alabes rectos como se muestra en la *Figura 10*:

$$A = D * H = 2 * R * L \quad (10)$$

Al reemplazar la expresión de flujo másico en la ecuación  $P_{viento} = \frac{Ec}{t} = \frac{1}{2} * \dot{m} * V^2$  (8 se tiene:

$$P_{viento} = P_{disp} = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (11)$$

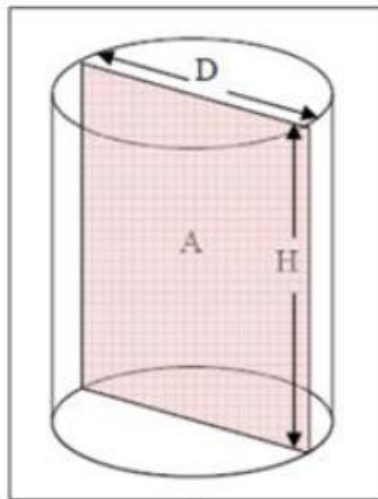
Donde  $P_{disp}$  es la potencia disponible presente en el flujo del viento. No obstante, esta energía no es captada y transformada en energía mecánica en su totalidad por la turbina, sino una parte de ella. De modo que:

$$P_{gen} = P_{disp} * CP = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * Cp \quad (12)$$

La última expresión representa la potencia útil o generada por el rotor de la turbina para ser convertida en o electricidad o realizar algún trabajo. El termino  $CP$  se denomina coeficiente de potencia y representa el desempeño o eficiencia de la turbina al relacionar la energía producida y la energía del viento que atraviesa el área de barrido de la turbina.<sup>24</sup>

$$Cp = \frac{P_{gen}}{\frac{1}{2} * \rho * A * V^3} \quad (13)$$

Figura 10. Área de barrido turbina eólica de eje vertical



Fuente: MOYANO CAMARGO, Danny Enrique y PINZÓN CASALLAS, Carlos Eduardo. Diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para pruebas de laboratorio. Tesis de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería Mecánica, 2018, p. 27.

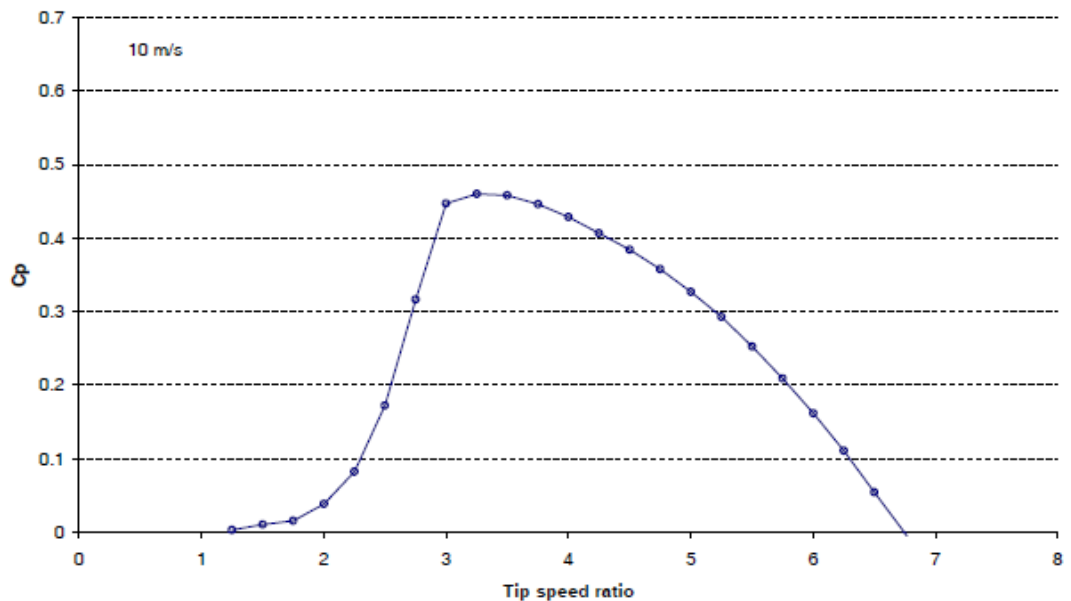
<sup>24</sup> CLAESSENS. Op. Cit. p.8

**4.7.1 Relación de velocidad de punta (TSR).** La potencia turbina está relacionada directamente con la velocidad del viento como se muestra en la ecuación 13, por ende, a medida que varía el flujo del viento también lo hará la energía que produce. Generalmente el desempeño de la turbina es caracterizado por el coeficiente potencia en relación con una velocidad específica denominada relación de velocidad de punta o TSR (tip speed ratio) que se define como la razón entre la velocidad del alabe y la velocidad del viento (ver ecuación  $TSR = \lambda = \frac{R * \omega}{V_{\infty}} = \frac{\text{Velocidad tangencial alabe}}{\text{Velocidad libre del viento}}$  (14). la curva de eficiencia de una turbina eólica se puede apreciar en la

**4.7.2 Figura 11.**

$$TSR = \lambda = \frac{R * \omega}{V_{\infty}} = \frac{\text{Velocidad tangencial alabe}}{\text{Velocidad libre del viento}} \quad (14)$$

Figura 11. Curva de eficiencia Cp VS TSR



**Fuente:** CLAESSENS, Maarten. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines. Master of Science Thesis. The Netherlands-Delft. Delft University of Techonology. Faculty Aerospace Engineering, 2006. p.8.

**4.7.3 Solidez del rotor**<sup>25</sup>. La solidez del rotor es la relación entre el área conformado por los alabes de la turbina y el área de barrido de la turbina, de manera que:

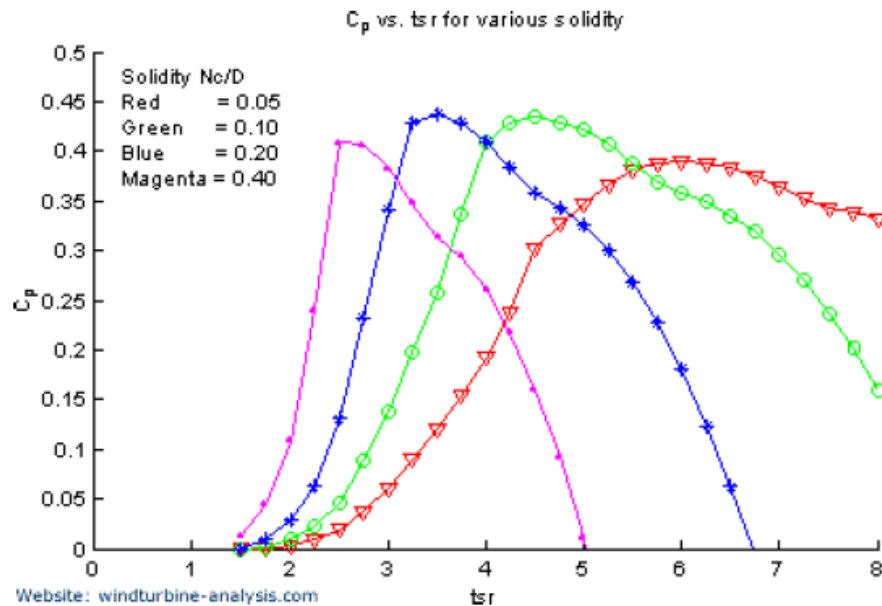
$$\sigma = \frac{\text{Area de los alabes}}{\text{Area barrido rotor}} = \frac{N * c * L}{2 * R * L} \quad (15)$$

Donde  $R$  y  $N$  son el radio y el número de alabes del rotor, mientras que  $c$  y  $L$  son la cuerda y la longitud del alabe respectivamente. la solidez influye en las características del rotor y por lo tanto en la energía que produce, de modo que, también está relacionado con el coeficiente de potencia. La *Figura 12* muestra los resultados de un modelo analítico para diferentes valores de solidez. Podemos observar que este parámetro genera modificaciones en las curvas de eficiencia aerodinámica, desplazando el punto máximo alcanzado a TSR más bajos conforme aumenta la solidez, brindando un mejor torque de arranque por lo que se considera que la solidez debe encontrarse a valores entre 0.2-0.4.

---

<sup>25</sup> ORDUZ BERDUGO, Oscar Iván y SUAREZ PEREZ, Julian Edgardo. Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2011.p. 73-74.

Figura 12.  $C_p$  VS TSR a varios valores de solidez



Fuente: ORDUZ BERDUGO, Oscar Iván y SUAREZ PEREZ, Julian Edgardo. Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2011.p. 74.

#### 4.8 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DE UNA TURBINA EOLICA DE EJE VERTICAL

Son varios los aspectos que influyen en la aerodinámica y funcionamiento de una turbina eólica de eje vertical, tanto las condiciones del flujo en el entorno como la geometría del rotor. algunos de aspectos se mencionan a continuación mencionados en el trabajo de ISLAM et al.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> ISLAM, Mazharul, et al. Aerodynamic factors affecting performance of straight-bladed vertical axis wind turbines. *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition*. 2007, vol. 6, 10 p. IMECE2007-41346.

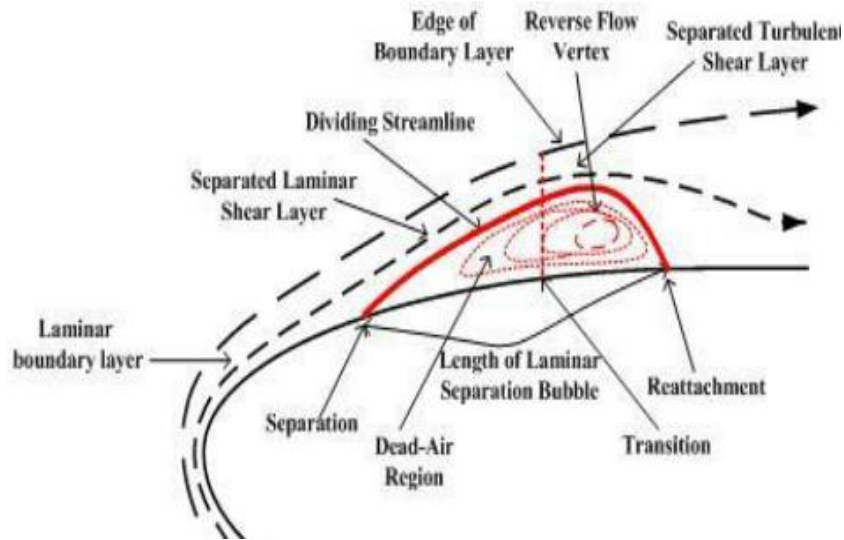
**4.8.1 Efecto del número de Reynolds.** Las turbinas eólicas de eje vertical de pequeña escala usualmente son diseñadas para operar a velocidades entre 4 y 15 m/s y la longitud de cuerda de los alabes son por lo general de 0.2 a 0.3 m, por lo que el número de Reynolds (RN) de interés está restringido entre 100,000 y 500,000, lo cual es considerado como un bajo RN. En este rango complejos fenómenos de flujo toman lugar en la superficie superior del alabe que influyen en el comportamiento de la capa límite y pérdidas en el alabe.

Para números de Reynolds  $< 50.000$  las fuerzas de fricción no se pueden oponer al gradiente adverso de presión generando que el flujo revierta su dirección y se separe de la superficie del perfil sin una adherencia subsecuente por la distancia insuficiente. Para Reynolds entre 50.000 y 4.000.000 la separación de la capa límite laminar pasa por una transición turbulenta (como una estela libre) adhiriéndose de nuevo a la superficie antes del borde de salida<sup>27</sup>. La región entre la separación y la adherencia del fluido es lo que se denomina burbuja de separación límite laminar.

---

<sup>27</sup> CARMICHEAL, B. H. Low Reynolds Number Airfoil. Survey. NASA Contractor Report 165803, 1981, vol. 1, p.3.

Figura 13. Burbuja de separación laminar



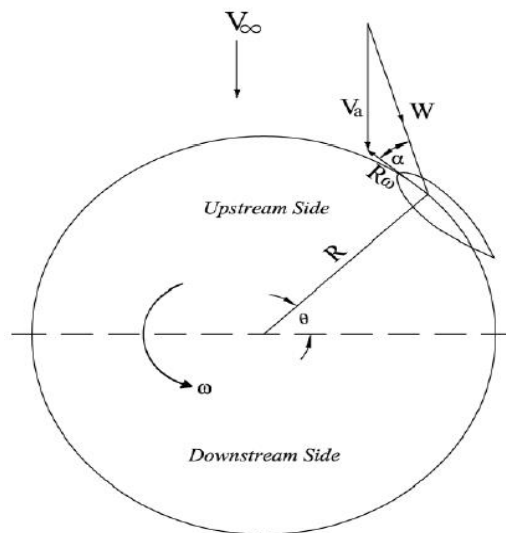
Fuente: SHAH, Haseeb, et al. Visualización de flujo experimental sobre un perfil aerodinámico bidimensional en Número de Reynolds bajo [en línea]. 2014. [Consultado 6 de septiembre de 2020]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/268076506\\_Experimental\\_Flow\\_Visualization\\_over\\_a\\_Two-Dimensional\\_Airfoil\\_at\\_Low\\_Reynolds\\_Number](https://www.researchgate.net/publication/268076506_Experimental_Flow_Visualization_over_a_Two-Dimensional_Airfoil_at_Low_Reynolds_Number).

Para el arranque de una pequeña turbina VAWT de alabes fijos, es necesario que los alabes produzcan moderadamente una alta sustentación y un bajo arrastre a número de Reynolds entre 80,000 y 150,000. Los perfiles de sección simétrica usualmente utilizados para este tipo de turbinas tienen un pobre rendimiento en este rango y no logran el autoarranque.

**4.8.2 Alto ángulo de ataque.** El modelo de una turbina eólica de eje vertical en 2D se observa en la *Figura 14*. La posición del alabe respecto al eje de rotación esta designado por el ángulo azimuth ( $\theta$ ). A medida que la turbina va girando, el alabe experimenta varias velocidades relativas de flujo ( $W$ ) tanto en dirección como en magnitud, por ende, el ángulo de ataque ( $\alpha$ ) también varía por la posición del alabe.

La amplitud de esta variación también está relacionada con el parámetro adimensional  $\lambda$ , como se muestra en la *Figura 15*. De acuerdo a la gráfica, para bajos TSRs el alabe se encuentra a un rango amplio de ángulo de ataque, por lo que oscila en condiciones de estabilidad y pérdida, aunque para bajos TSRs el alabe se encuentra en pérdida en la mayoría de los ángulos azimut, dificultando así su arranque en este tipo de turbinas.

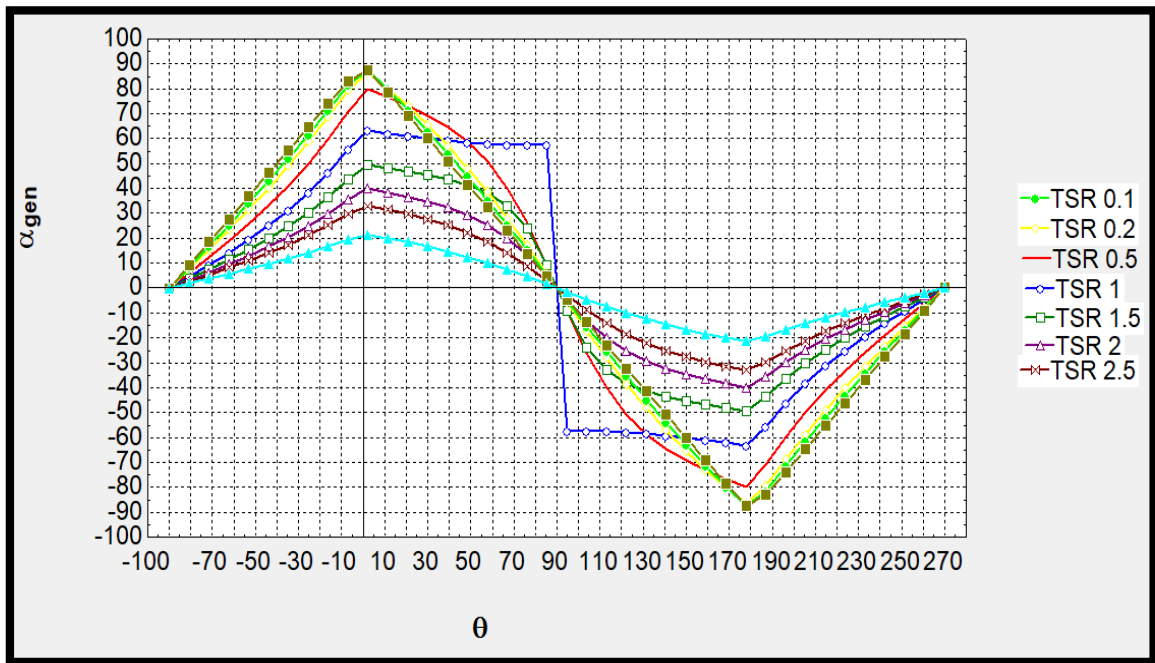
Figura 14. Representación 2D turbina eólica de eje vertical



Feunte: ISLAM, Mazharul, et al. Aerodynamic factors affecting performance of straight-bladed vertical axis wind turbines. ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition. 2007, vol. 6, 10 p. IMECE2007-41346.

Este problema se puede aliviar utilizando alabes con una alta sustentación y un bajo arrastre, implementando un rotor Savonius o eléctricamente con un generador DC que cumpla la función de motor ayudando a la turbina a que alcance su velocidad de operación o una condición estable.

Figura 15. Variación del ángulo de ataque con el ángulo azimuth a varios TSR



**4.8.3 Perdida dinámica.** Como se mencionó anteriormente, las turbinas se enfrentan a diferentes ángulos de ataque a medida que van girando. Cuando el ángulo de ataque es constante o su variación es pequeña respecto al tiempo se dice que la turbina se encuentra en pérdida estática, la cual depende principalmente del número de Reynolds y el ángulo de ataque. Por otro lado, si el ángulo de ataque tiene una notable variación con el tiempo, la turbina presenta pérdida dinámica, la cual es más compleja de analizar ya que depende de varios factores como la forma del alabe, amplitud y oscilación del ángulo de ataque, nivel turbulencia del flujo entre otras. Su principal característica que se distingue de la pérdida estática, es la formación y desprendimiento de vórtices en la superficie de succión del perfil.

Estas circulaciones se transportan a lo largo de la cuerda del perfil produciendo valores de sustentación, arrastre y torque más altos que en condiciones de pérdida

estática<sup>28</sup>. Cuando el vórtice alcanza el borde de salida el flujo se separa totalmente del perfil y con ella una caída repentina en la sustentación. En la *Figura 16*, se puede observar el esquema de un alabe cuando se encuentra en condiciones de pérdida dinámica.

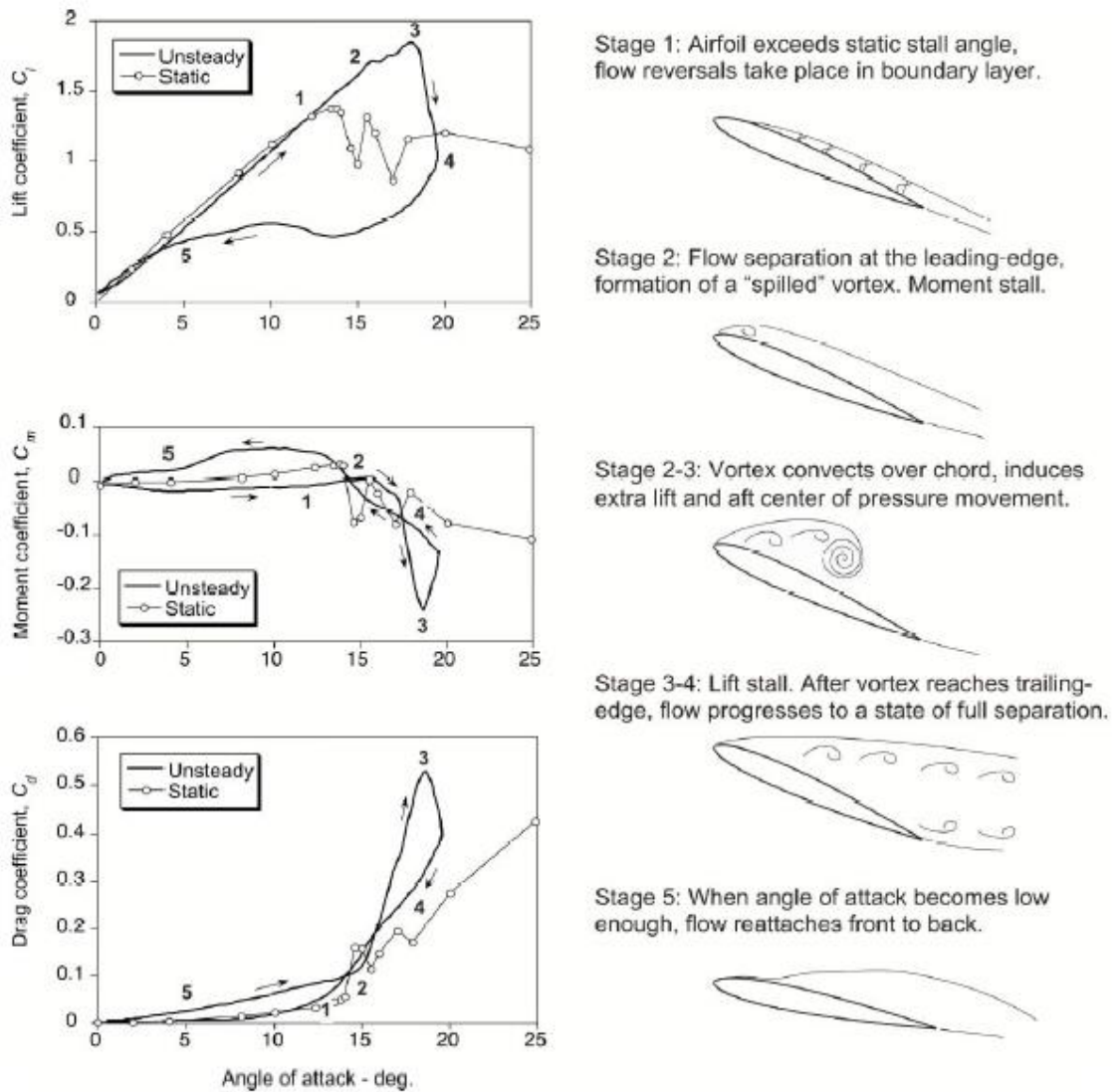
**4.8.4 Resistencia parásita en los brazos radiales.** El arrastre parásito corresponde al arrastre generado por las partes del rotor que no están relacionadas a una superficie de sustentación como los brazos de soporte que unen los alabes con el eje de la turbina. Aunque la mayor parte del arrastre es generado por los alabes, el generado por los brazos radiales influye en la pérdida de energía y se estima que es proporcional al cubo de la relación de velocidad de punta.

Se busca que los brazos de soporte tengan un equilibrio en requerimientos aerodinámicos y estructurales. Para disminuir el arrastre parásito, se recomienda un solo brazo radial por alabe por razones aerodinámicas. Sin embargo, el brazo debe ser lo suficientemente fuerte y rígido para soportar las cargas y momentos flectores o de torsión. Por otro lado, es preferible colocar dos puntos de soporte en el alabe por razones estructurales, especialmente en pequeñas turbinas eólicas que presentan grandes momentos flectores debido a la aceleración centrípeta. No obstante, también afecta el desempeño del alabe ya que decrece la razón de aspecto, por lo que se prefieren utilizar perfiles largos y esbeltos.

---

<sup>28</sup> CELSO. Op. Cit., p.21-24

Figura 16. Perfil bajo perdida dinámica



Fuente: ISLAM, Mazharul, et al. Aerodynamic factors affecting performance of straight-bladed vertical axis wind turbines. ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition. 2007, vol. 6, 10 p. IMECE2007-41346.

## 4.9 MODELOS ANALÍTICOS

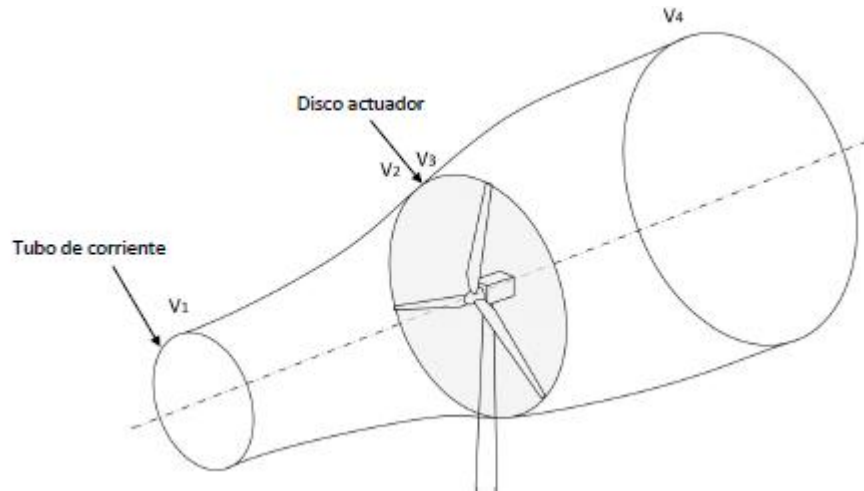
En la literatura se pueden encontrar varios modelos para el análisis de la aerodinámica y desempeño de la turbina, varios de ellos basados en la teoría de momentum o en el modelo de vórtices.

**4.9.1 Modelo unidimensional ideal<sup>29</sup>.** El análisis considera que la turbina actúa como un disco actuador que genera una discontinuidad en la presión del flujo de aire, determinado como un flujo unidimensional, irrotatorio, no viscoso y en estado estacionario, lo que conlleva a concluir que la velocidad aguas abajo del disco actuador resulta ser menor que aguas arriba, dado la transferencia de energía que ocurre en el disco actuador como se observa en la Figura 17 , donde  $V_1$  es la velocidad en el flujo libre,  $V_2$  es la velocidad antes del disco,  $V_3$  es la velocidad después del disco y  $V_4$  es la velocidad de la estela ya estabilizada.

---

<sup>29</sup> CÁCERES, Sergio Alfonso. Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical de pequeña escala. Tesis de Pregrado Ingeniero Civil Mecánico. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica 2014. pp. 11-14.

Figura 17. Modelo de disco actuador en una turbina



Fuente: CÁCERES, Sergio Alfonso. Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical de pequeña escala. Tesis de Pregrado Ingeniero Civil Mecánico. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica 2014.p. 11.

Bajo estas condiciones, la fuerza ejercida por el viento sobre el rotor se puede expresar a través de la diferencia de momentum que ocurre sobre él.

$$T = \dot{m}(V_1 - V_4) \quad (16)$$

Dado que en las zonas aguas arriba y aguas debajo de la turbina no ocurre trabajo alguno, se puede aplicar un volumen de control independiente a cada zona y aplicar la ecuación de Bernoulli, obteniendo las siguientes ecuaciones:

$$\frac{1}{2} * \rho * V_1^2 + p_1 = \frac{1}{2} * \rho * V_2^2 + p_2 \quad (17)$$

$$\frac{1}{2} * \rho * V_3^2 + p_3 = \frac{1}{2} * \rho * V_4^2 + p_4 \quad (18)$$

Adicionalmente, se supone las siguientes condiciones:

- La velocidad del aire justo antes y después de la turbina es la misma. Por lo tanto  $V_2 = V_3$ .

- La presión del aire alejada del rotor es la misma tanto aguas arriba como aguas abajo, de modo que  $p_1 = p_4$ .
- La fuerza ejercida sobre el rotor también puede ser descrito en función de una diferencia de presiones, es decir  $T = A_2(p_2 - p_3)$ .

Teniendo en cuenta estas consideraciones y aplicando las ecuaciones de Bernoulli, se obtiene la siguiente relación:

$$T = \frac{1}{2} * \rho * A(V_1^2 - V_4^2) \quad (19)$$

Igualando las dos expresiones de fuerza, se obtiene una expresión de la velocidad del rotor, siendo el promedio entre las velocidades de flujo libre y estela:

$$V_2 = \frac{V_1 + V_4}{2} \quad (20)$$

Con estas ecuaciones, se puede definir el factor de inducción, que no representa la razón entre la diferencia de velocidad en el flujo libre y la velocidad del rotor:

$$\alpha = \frac{V_1 - V_2}{V_2} \quad (21)$$

La expresión de fuerza descrita en la ecuación  $T = \frac{1}{2} * \rho * A(V_1^2 - V_4^2)$  (19) expresada en función de este nuevo parámetro es:

$$T = \frac{1}{2} * \rho * A_2 * V_1^2(4\alpha(1 - \alpha)) \quad (22)$$

la potencia del rotor se puede conseguir multiplicando la fuerza  $T$  por la velocidad que posee que es  $V_2$ , asumiendo que no hay cambios de energía interna en ningún momento del fluido y que no haya fricción.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A_2 * V_1^2(4\alpha(1 - \alpha)) * V_2 \quad (23)$$

Despejando  $V_2$  de la ecuación  $\alpha = \frac{V_1 - V_2}{V_2}$  (21) se obtiene finalmente:

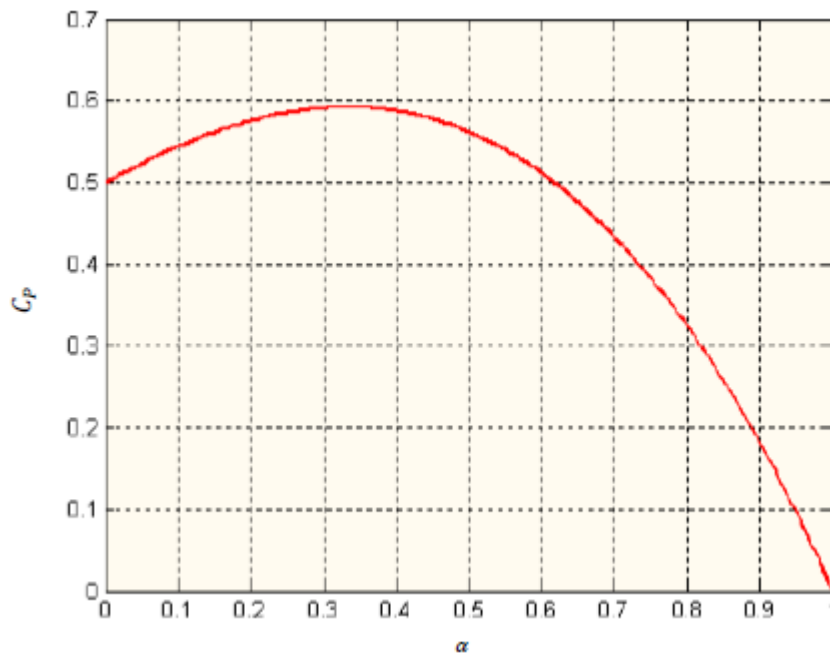
$$P = \frac{1}{2} * \rho * A_2 * V_1^3 (4\alpha(1 - \alpha)^2) \quad (24)$$

Recordando que el coeficiente de potencia CP es la relación entre la potencia de la turbina y la potencia disponible del viento (ver ecuación  $C_p = \frac{P_{gen}}{\frac{1}{2} * \rho * A * V^3}$  (13) se tiene que:

$$C_p = \frac{\frac{1}{2} * \rho * A_2 * V_1^3 (4\alpha(1 - \alpha)^2)}{\frac{1}{2} * \rho * A_2 * V_1^3} = 4\alpha(1 - \alpha)^2 \quad (25)$$

Si se desarrolla esta ecuación en función  $\alpha$  de se puede obtener la gráfica de la *Figura 18*, el cual presenta un punto máximo para un  $\alpha = \frac{1}{3}$

Figura 18. Variación del coeficiente de potencia según el factor de inducción.



Fuente: CÁCERES, Sergio Alfonso. Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical de pequeña escala. Tesis de Pregrado Ingeniero Civil Mecánico. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica 2014.p. 14.

Obteniéndose así el famoso límite de Betz

$$C_{p \max} = \left( \alpha = \frac{1}{3} \right) = 0.5926 \quad (26)$$

Dado que el desarrollo del modelo se realiza bajo condiciones ideales, se deduce que este es el límite máximo de potencia extraíble a la que cualquier turbina pueda alcanzar.

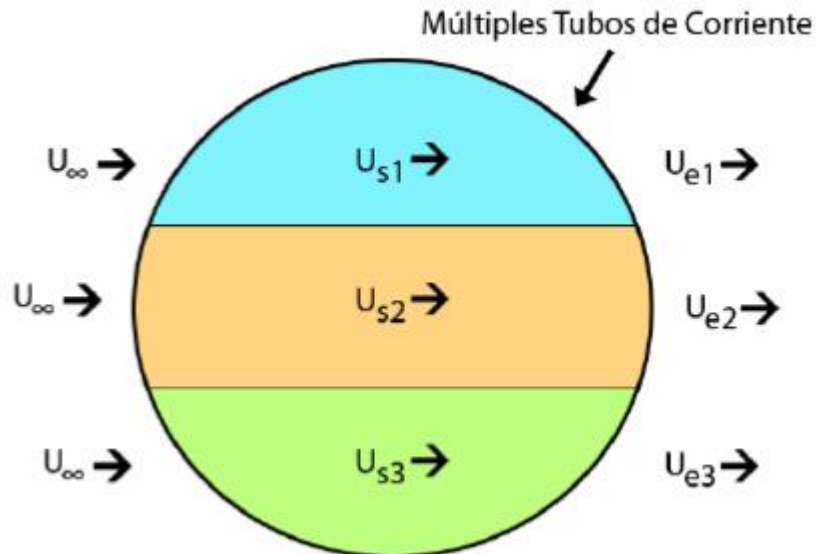
**4.9.2 Modelo Streamtube.** Como en el caso anterior, el modelo se basa en la teoría del disco actuador, con la diferencia de que el volumen de barrido de la turbina se divide en varios tubos de corriente, lo que permite tener en cuenta variaciones de velocidad en el rotor (ver

**4.9.3** *Figura 19*) mejorando significativamente las predicciones. El flujo es considerado no viscoso e incompresible y se analiza las velocidades inducidas aplicando la ecuación de Bernoulli y un balance de momentum en cada tubo de corriente. El campo de velocidades se determina de forma iterativa, dado que el empuje y las fuerzas aerodinámicas dependen de la velocidad del rotor y viceversa<sup>30</sup>.

---

<sup>30</sup> CELSO. Op. Cit., p.27

Figura 19. Esquema tubos de corriente



Fuente: CÁCERES, Sergio Alfonso. Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical de pequeña escala. Tesis de Pregrado Ingeniero Civil Mecánico. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica 2014.p. 15.

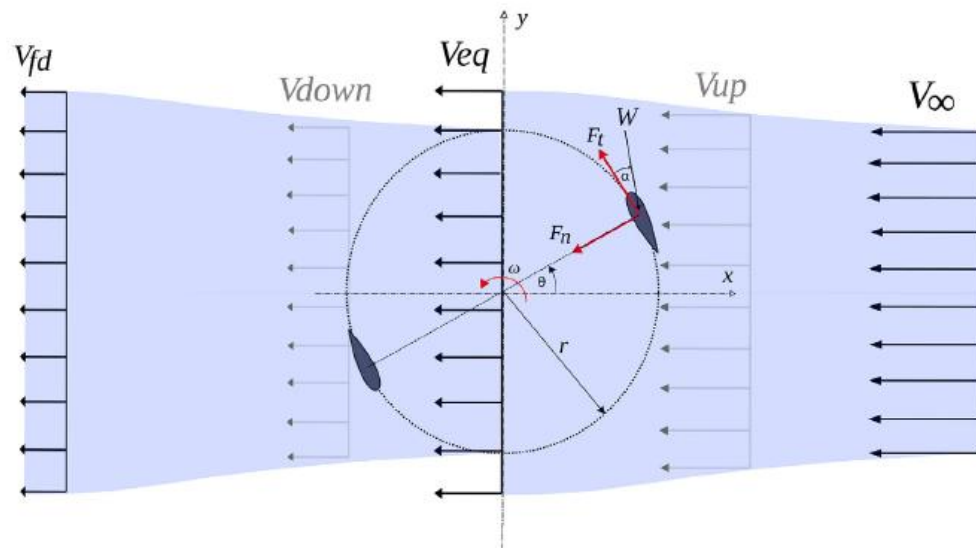
**4.9.4 Double Multiple Streamtube<sup>31</sup>.** El modelo Parachivoiu y Declaux, combina la teoría del doble disco actuador y el de tubos de corriente para el análisis de la turbina. De acuerdo con Castillo, consiste en dividir el área de barrido del rotor en su trayectoria, en varios tubos de corriente adyacentes y aerodinámicamente independientes cuya posición en el rotor está dada por el ángulo  $\theta$  como se muestra en la *Figura 20*. El flujo en cada tubo es analizado teniendo en cuenta la

<sup>31</sup> CASTILLO, Javier. Small-scale vertical axis wind turbine design. Tesis de grado Ingeniero Aeronáutico. Pirkanmaa: Tampere University of Applied Sciences. Programa en Ingeniería Aeronáutica 2011. pp. 20-27.

conservación de momentum lineal y angular, y la teoría del elemento de pala para el análisis de las fuerzas aerodinámicas.

El flujo del viento por un tubo de corriente es desacelerado dos veces por la interacción con el alabe durante su trayectoria, por lo que representa el área de barrido mediante dos discos en serie. La zona por donde entra el aire e interactúa por primera vez con el alabe se conoce como aguas arriba (upstream) y la región donde el aire se desacelera por segunda vez se llama aguas abajo (downstream). Se asume que la velocidad del viento experimenta una desaceleración cerca del rotor experimentando por lo que el alabe experimenta una velocidad inducida diferente en cada posición y que va decreciendo a lo largo del tubo de corriente.

Figura 20. Aplicación del teorema de doble disco actuador



Fuente: BANGGA, Galih, DESSOKY, Amgad, LUTZ, Thorsten, KRAMER, Ewald. Improved double-multiple-streamtube approach for H-Darrieus vertical axis wind turbine computations: ELSEVIER [en línea]. Stuttgart (Alemania) : University of Stuttgart, 1 de Septiembre 2019, vol. 182. [Consultado 15 enero 2020]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219312149>

Para la zona aguas arriba del rotor la velocidad inducida es:

$$Vu = Vo * au \quad (27)$$

Donde: Vu es la velocidad inducida aguas arriba

Vo es la velocidad de aire libre

au es el factor de interferencia aguas arriba ( $au < 1$ )

En el plano medio entre las dos zonas divididas en el rotor se define una velocidad de equilibrio inducida:

$$Ve = Vo * (2 * au - 1) \quad (28)$$

Finalmente, para las zonas aguas abajo del rotor, la velocidad inducida es:

$$Vd = Ve * ad \quad (29)$$

Donde: Vd es la velocidad inducida aguas abajo

ad es el factor de interferencia aguas abajo ( $ad < au$ )

conociendo las velocidades inducidas alrededor de la trayectoria del alabe, es posible calcular las fuerzas de sustentación y arrastre asociados a cada posición del alabe, y, por ende, el torque y coeficiente de potencia producido por la turbina eólica. La velocidad resultante que el alabe experimenta depende de la velocidad inducida y de la relación de velocidad de punta local:

$$Wu = \sqrt{Vu^2 * [(X - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta]} \quad (30)$$

Donde: Wu es la velocidad relativa.

X es la relación de velocidad de punta local definido como:

$$X = \frac{R * \omega}{Vu} \quad (31)$$

Donde: R es el radio del rotor.

$\omega$  es la velocidad angular.

La velocidad relativa es utilizada para determinar la numero de Reynolds local del alabe:

$$Reb = \frac{Wu * c}{kv} \quad (32)$$

Donde: Reb es el número de Reynolds loca

c es la cuerda del alabe

kv es la viscosidad cinemática del aire

la ecuación del ángulo de ataque comprendido entre la cuerda del alabe y el vector de la velocidad relativa queda expresado:

$$\alpha = \sin^{-1} \frac{\cos \theta * \cos \alpha_o - (X - \sin \theta) * \sin \alpha_o}{\sqrt{(X - \sin \theta)^2 + \cos \theta^2}} \quad (33)$$

Donde:  $\alpha_o$  es el ángulo de ataque inicial.

El número de Reynolds local y el ángulo de ataque son usados para encontrar los coeficientes de sustentación y arrastre correspondientes ( $C_l$  y  $C_d$  respectivamente) por medio de una doble interpolación (una interpolación para el numero de Reynolds y la otra para el ángulo de ataque). Con el propósito de calcular el torque producido por el alabe, las fuerzas de sustentación y arrastres se descomponen en una componente tangencial y normal a la trayectoria. Los coeficientes normal y tangencial son calculados de la siguiente manera:

$$C_n = C_l * \cos \alpha + C_d * \sin \alpha \quad (34)$$

$$C_t = C_l * \sin \alpha - C_d * \cos \alpha \quad (35)$$

Donde:  $C_n$  es el coeficiente normal y  $C_t$  es el coeficiente tangencial.

De acuerdo con Paraschivoiu, usando la teoría del elemento de pala y la ecuación de momentum, las condiciones de flujo aguas arriba pueden ser caracterizadas por  $f_{up}$ :

$$f_{up} = \frac{N * c}{8 * \pi * R} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} |\sec \theta| * (C_n * \cos \theta - C_t * \sin \theta) d\theta \quad (36)$$

Donde: N es el número de alabes de la turbina.

R es el radio del rotor.

Entonces el factor de interferencia puede ser obtenido mediante:

$$a_u = \frac{\pi}{f_{up} + \pi} \quad (37)$$

Para una geometría de rotor, velocidad angular y velocidad libre de viento dados, se realiza un proceso iterativo con las ecuaciones previamente descritas, asumiendo inicialmente a valor de  $a_u=1$ . Dicho proceso es repetido para cada tubo de corriente y una vez calculado las velocidades inducidas aguas arriba, se realiza el procedimiento de manera similar para la zona aguas debajo de la turbina.

Una vez obtenido la velocidad inducida y los coeficientes normal y tangencial para tubo de corriente, se puede determinar los coeficientes de fuerza normal y tangencial respectivamente en función de la posición del alabe:

$$F_n(\theta) = \frac{c * L}{S} * \left(\frac{W}{V_o}\right)^2 * C_n \quad (38)$$

$$F_t(\theta) = \frac{c * L}{S} * \left(\frac{W}{V_o}\right)^2 * C_t \quad (39)$$

Donde: L es la longitud del alabe.

S es el área de barrido, definido como:

$$S = 2 * R * L \quad (40)$$

A su vez, podemos determinar el torque generado por el alabe en función de su posición:

$$T(\theta) = \frac{1}{2} * \rho * c * R * L * W^2 * Ct \quad (41)$$

El torque promedio producido en la zona aguas arriba, es estimado promediando la contribución de cada tubo de corriente:

$$T_{promu} = \frac{N}{2 * \pi} * \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} T(\theta) d\theta \quad (42)$$

El coeficiente de torque es calculado por:

$$Cqu = \frac{T_{promu}}{\frac{1}{2} * \rho * V_o^2 * S * R} \quad (43)$$

Donde: Cqu es el coeficiente de torque en la zona aguas arriba.

Finalmente, el coeficiente de potencia en la zona aguas arriba es calculado con:

$$Cpu = Cqu * Xt \quad (44)$$

Donde Xt es la relación de velocidad de punta definido como:

$$Xt = \frac{\omega * R}{V_o} \quad (45)$$

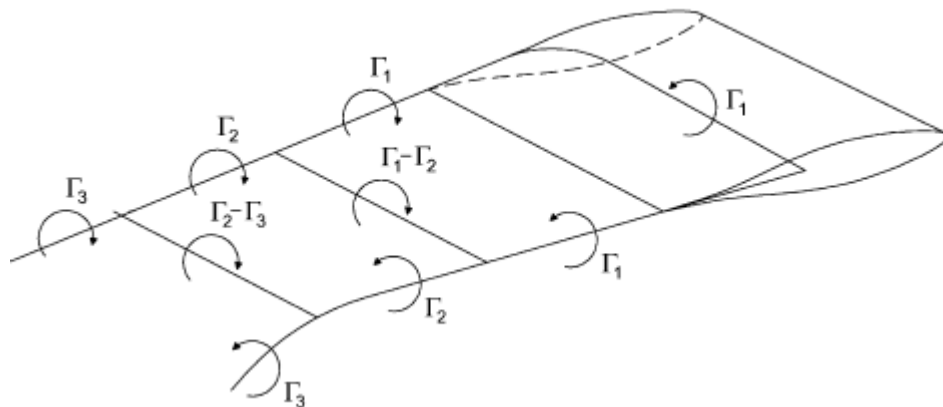
Los coeficientes de torque y potencia para la zona aguas abajo del rotor son calculados de manera similar utilizando sus valores de coeficiente tangencial y velocidad inducidas correspondientes. El coeficiente de potencia entregado por la turbina es, por lo tanto:

$$Cpt = Cpu + Cpd \quad (46)$$

Donde Cpd es el coeficiente de potencia en la zona aguas abajo del rotor.

**4.9.5 Modelos de vórtice**<sup>32</sup>. Los modelos de vórtice están basados en la teoría de flujo potencial para el cálculo del campo de velocidad de la turbina mediante la influencia de vorticidad en la estela de los alabes, los cuales son representados por filamento de vórtices o lifting-line (ver *Figura 21*) cuyas fuerzas son determinadas usando datos de los coeficientes del perfil y la velocidad de flujo y ángulo de ataque calculados.

Figura 21. Esquema modelo de vórtices



Fuente: ISLAM, Mazharul, TING, David S.-K., FARTAJ, Amir. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines: ELSEVIER [en línea]. Windsor (Canada): University of Windsor, mayo 2008, vol. 12, nro. 4 [Consultado 20 enero 2020]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.10.023>

los modelos basados en la teoría de vórtices brindan resultados muy cercanos a los obtenidos de manera experimental, sin embargo, su grado de complejidad es alto al igual que el costo computacional necesario para desarrollarlo.

Por otra parte, los modelos basados en la teoría del momento, específicamente el modelo del doble disco actuador con múltiples tubos de corriente también brinda resultados aproximados a los obtenidos experimentalmente, aunque no de igual

<sup>32</sup> ISLAM. Op. Cit. p.1103.

forma comparado con la teoría de vórtices<sup>33</sup>. Sin embargo, el costo computacional para su desarrollo es mucho menor al igual que su complejidad, motivo por el cual será el modelo analítico a desarrollar en este proyecto

#### 4.10 ECUACIONES GOBERNANTES<sup>34</sup>

Las ecuaciones que gobiernan el movimiento de un fluido newtoniano compresible corresponden a las ecuaciones de conservación de masa, momentum y energía, las cuales se presentan a continuación:

La conservación de masa es:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{u}) = 0 \quad (47)$$

donde  $\rho$  es la densidad del fluido y  $\vec{u} = u\hat{i} + v\hat{j} + w\hat{k}$ , es el vector de velocidad. las ecuaciones de conservación de momentum o de Navier Stokes en x, y, z son respectivamente:

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u \vec{u}) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \nabla \cdot (\mu \nabla u) + S_{Mx} \quad (48)$$

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v \vec{u}) = -\frac{\partial p}{\partial y} + \nabla \cdot (\mu \nabla v) + S_{My} \quad (49)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho w \vec{u}) = -\frac{\partial p}{\partial z} + \nabla \cdot (\mu \nabla w) + S_{Mz} \quad (50)$$

---

<sup>33</sup> MOYANO CAMARGO, Danny Enrique y PINZÓN CASALLAS, Carlos Eduardo. Diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para pruebas de laboratorio. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería Mecánica. 2018. p. 55.

<sup>34</sup> CELSO. Op. Cit., p.27

Donde  $p$  es la presión y los términos  $S_M$ , son terminos de generación de momentum. Por ultimo la ecuación de energía interna y de estado (para gas ideal compresible) son:

$$\frac{\partial(\rho i)}{\partial t} + \nabla * (\rho i \vec{u}) = -p \nabla * \vec{u} + \nabla * (k \nabla T) + \Phi + S_i \quad (51)$$

$$p = \rho R T \quad (52)$$

$$i = C_v T \quad (53)$$

donde  $i$  es la energía interna,  $k$  es la conductividad térmica del fluido,  $T$  es la temperatura del fluido,  $S_i$  es un término de generación de energía interna, y  $\Phi$  es la función de disipación. Observando las ecuaciones  $\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla * (\rho \vec{u}) = 0$  (47 a  $\frac{\partial(\rho i)}{\partial t} + \nabla * (\rho i \vec{u}) = -p \nabla * \vec{u} + \nabla * (k \nabla T) + \Phi + S_i$  (51, se puede ver que tienen una estructura común. Introduciendo una variable genérica  $\phi$  en estas ecuaciones, se obtiene<sup>35</sup>:

$$\frac{\partial(\rho \phi)}{\partial t} + \nabla * (\rho \phi \vec{u}) = \nabla * (\Gamma \nabla \phi) + S_\phi \quad (54)$$

Donde  $\phi$  representa cualquier variable (temperatura, velocidad, etc). La ecuacion anterior se denomina ecuación de transporte de la variable  $\phi$  y describe todas las formas de transporte en un fluido. Al lado izquierdo de la ecuación, el primer término describe la tasa de cambio temporal, mientras que el segundo término es el término convectivo; al lado derecho, el primer término es el término difusivo ( $\Gamma$  es el coeficiente de difusión), y el segundo término es el término fuente. Aunque las ecuaciones  $\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla * (\rho \vec{u}) = 0$  (47 a  $i = C_v T$  (53) definen un sistema de determinado de siete ecuaciones y siete variables y puede ser resuelta bajo condiciones iniciales y de borde adecuadas, rara vez es posible encontrar una

---

<sup>35</sup> ZAMORA PINA, María. Simulación numérica de la inyección de gas en columnas de flujo oscilatorio. Tesis de grado Ingeniería Industrial. Cartagena: Universidad Politécnica de Cartagena. Departamento Ingeniería Térmica y de Fluidos. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. 2016. pp. 42-43.

solución analítica dado que el sistema no es lineal. De ahí la necesidad del uso de métodos numéricos de solución.

#### **4.11 MALLADO**

Una de las etapas más cruciales en el proceso de simulación es la discretización del dominio, ya que influye en la exactitud de los resultados. Se busca, por lo tanto, una buena resolución de malla, es decir, una división del dominio en elementos o celdas cuyo tamaño sea apropiado para captar la mayor información posible en el comportamiento del fenómeno a analizar. De acuerdo a lo que se va estudiar y su exigencia, entre otros aspectos, se determina si el mallado es muy grueso o lo suficientemente fino, como el modelado de turbulencia y tratamiento de pared que se explicaran más adelante.

Si bien es cierto que, entre menor sea el tamaño del elemento, menor será el error que se produce por la discretización y mayor la precisión en los resultados, también conlleva a un mayor costo computacional y tiempo para su generación, por lo cual se debe saber en qué regiones del dominio se debe aplicar el refinamiento. Zonas como cambios de sección, aperturas, cargas concentradas o para el caso en estudio, en la capa límite, son algunos ejemplos donde se recomienda una mayor densidad de malla. Además, se debe tener en cuenta que al momento de refinar la malla habrá un punto en el que los resultados no presentan una variación apreciable y tiende a mantenerse constante, por lo que un tamaño de celda más pequeño solo incrementaría tiempo y costo computacional. Esto es lo que se conoce como independencia o sensibilidad de malla.

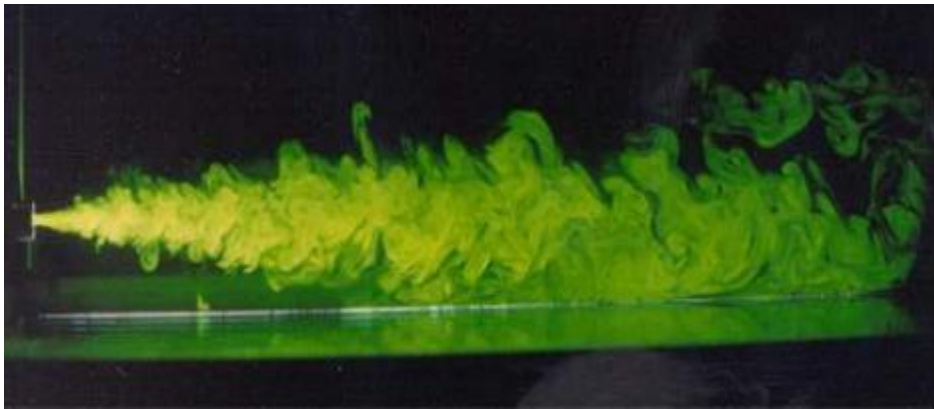
#### **4.12 TURBULENCIA**

Un fenómeno común que se presenta en el flujo de un fluido es la turbulencia, un estado caótico y aleatorio en su movimiento y sus propiedades fluidodinámicas que

varían a lo largo del tiempo. Debido a estas inestabilidades se presentan circulaciones que dan lugar a vórtices turbulentos que se crean y se destruyen<sup>36</sup>(ver Figura 22).

Las fluctuaciones pueden llegar a ser demasiado pequeñas y de alta frecuencia, por lo que una resolución directa por métodos numéricos conlleva a un alto costo computacional, razón por la cual son modeladas por ecuaciones promedio basado en el tiempo<sup>37</sup>.

Figura 22. Flujo turbulento



Fuente: KIMERIUS AIRCARFT. [Sitio web]. Turbulencia. [Consultado 15 de Febrero 2020]. Disponible en: <https://www.kimerius.com/mec%C3%A1nica-de-fluidos/>.

Cabe mencionar que la turbulencia en flujo necesita un suministro de energía para mantenerse, ya que extrae energía del flujo principal para aumentar la energía interna de las partículas que son sometidas por procesos de deformación. Esto se conoce como disipación de la energía.<sup>38</sup>

---

<sup>36</sup> GARCIA., Op. Cit, p.88.

<sup>37</sup> BAYONA, Carlos Andrés; LONDOÑO, Lina Paola, y NIETO, Eduardo Alfredo. Identificación del modelo de turbulencia más adecuado, utilizando software de dinámica de fluidos computacional, para el diseño del vehículo urbano de la competencia shell eco marathon. Trabajo de grado Ingeniero Aeronáutico. Bogotá. Universidad San Buenaventura, 2015. p. 48-49.

<sup>38</sup> Ibid.

#### **4.13 MODELOS DE TURBULENCIA**

Existen varios modelos para la simulación de flujo en un software de dinámica de fluidos computacional (CFD), como lo son ANSYS FLUENT o CFX. A pesar de los diferentes estudios y experimentos, no hay un modelo general que se adecue a todos los casos de flujo, y en el criterio de selección tanto las características del modelo como la experiencia del usuario en su manejo son cruciales. Richmond muestra una definición de cada uno de los modelos mostrados a continuación<sup>39</sup>.

**4.13.1 Modelos LES (large eddy simulation).** Propuesto inicialmente para simular flujos atmosféricos, el modelo LES (por sus siglas en inglés Large Eddy Simulation) resuelven de forma directa los torbellinos de gran escala, ya que poseen más información y son afectados por las condiciones de frontera directamente. Por otro lado, la turbulencia de pequeña escala tiende a ser más isotrópicos y con características más universales por lo que son modelados. la pequeña escala es determinada por el tamaño de la malla computacional (subgrid-scale). Al resolver ecuaciones de forma directa resulta costoso computacionalmente y requiere de una malla muy fina a comparación con otros modelos (como los modelos RANS).

**4.13.2 Modelos DES (detached eddy simulation).** Son diseñados para obtener resultados en simulaciones con alto número de Reynolds en flujos cercanos a la pared. Al igual que el modelo LES, resuelve de forma directa la turbulencia a gran escala, sin embargo, contiene una formulación híbrida que permite seleccionar un modelo RANS para el modelado de turbulencia de pequeña escala, que a diferencia

---

<sup>39</sup> RICHMOND, Gustavo. Modelos de turbulencia introductorio. 2019.[consultado 12 de agosto de 2020]. DOI: 10.13140/RG.2.2.21060.17289. 6 p.

del modelo LES es mayor al mallado computacional. A pesar de ello, el costo computacional aun es demasiado alto.

**4.13.3 Modelos RANS.** El modelo consiste en descomponer la variable de interés en un valor promedio y otro fluctuante. Al reformular las ecuaciones de Navier Stokes en función de los valores promedio se pierde información de la ecuación original sin embargo el costo computacional de estos modelos es mucho menor a los anteriores, por lo que son frecuentemente utilizados en la industria. Alguno de los modelos RANS se mencionan a continuación.

**4.13.3.1 Modelo k- $\epsilon$ .** El modelo resuelve dos variables, la energía cinética turbulenta k y la tasa de disipación de la energía cinética turbulenta  $\epsilon$ . El flujo cercano a las paredes es modelo por funciones de pared, por ende, no es simulado. Es frecuentemente utilizado en aplicaciones industriales debido a su robustez y bajo costo computacional, los cálculos convergen relativamente fácil y los resultados son coherentes para distintos tipos y regímenes de flujo<sup>40</sup>.

Sin embargo, no se desempeña bien en casos de fuertes grados de presión adversa o flujo a chorro. Modelos como el K- $\omega$  estándar o SST son menos lineales a comparación que este modelo y pueden presentar dificultades para converger sin una estimación inicial aceptable<sup>41</sup>.

**4.13.3.2 Modelo k-  $\omega$ .** Es un modelo similar al k- $\epsilon$ , pero en este caso se resuelve para  $\omega$ , la tasa específica de disipación de energía cinética. Es un modelo de bajo número de Reynolds, por lo que puede resolver todo el flujo hasta la pared, aunque se puede usar combinado con funciones de pared.

Como se mencionó anteriormente el modelo presenta una convergencia más desafiante que en el modelo k- $\epsilon$  y es más sensible al valor inicial supuesto para la

---

<sup>40</sup> BAYONA, Op, cit. p.56-57

<sup>41</sup> FREI, Walter. Which Turbulence Model Should I Choose for My CFD Application?.[En línea]. 2017. (Recuperado en 6 Julio 2017). Disponible en: <https://www.comsol.com/blogs/which-turbulence-model-should-choose-cfd-application/>.

solución. Por otra parte, es más adecuado que el modelo anterior en regiones con recirculación, flujos internos, con mucha curvatura o de chorro.

**4.13.3.3 Modelo k- $\omega$  SST (shear stress transpor).** Es un modelo que combina la robustez del k- $\epsilon$  con la exactitud del modelo k-  $\omega$ , lo que lo hace aplicable a una amplia gama de flujos. Emplea k- $\epsilon$  en las zonas de corriente libre y k-  $\omega$  en las regiones cercanas a las paredes, pero su formulación elimina algunas debilidades de estos dos modelos. Al igual que el k- $\omega$  estándar, es conocido como un modelo de bajo número de Reynolds pues puede resolver todo el flujo hasta las paredes, sin usar funciones de pared. Sin embargo, el modelo depende de la distancia a la pared más cercana, por lo tanto, se incluye una ecuación para la distancia hacia la pared. La resolución de malla requerida es similar a la del modelo k-  $\omega$ .

**4.13.3.4 Modelo Spalart-Allmaras.** A diferencia de los modelos anteriores, el modelo Spalart-allmaras solo resuelve una ecuación de transporte modelada para la viscosidad cinemática turbulenta. Este modelo es diseñado originalmente para aplicaciones aerodinámicas y ha mostrado buenos resultados para capas limite sometidas a gradientes de presión adverso. Desarrolla flujos con bajo número de Reynolds, por lo cual requiere que la subcapa viscosa se resuelva de manera adecuada.

No obstante, ANSYS Fluent ha implementado en el modelo el uso de funciones de pared en caso de que el mallado no sea lo suficientemente fino<sup>42</sup>. Aunque el modelo presenta limitaciones, como dificultades a la hora de simular la separación del flujo, es estable y ofrece buena convergencia.<sup>43</sup> Dado sus características, se presenta como una buena opción para implementar en las simulaciones. Sin embargo, se tendrá en cuenta otros modelos para observar si se obtienen mejores resultados.

---

<sup>42</sup> ANSYS Inc. ANSYS Fluent Theory Guide. Release 15.0. U.S.A.2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.pmt.usp.br/academic/martoran/notasmelosgrad/ANSYS%20Fluent%20Theory%20Gui%20de%2015.pdf>.

<sup>43</sup> RICHMOND. Op. cit., p. 11

#### 4.14 ESTRUCTURA DE LA CAPA LIMITE<sup>44</sup>

En las inmediaciones del contorno de una pared existe una zona en donde los efectos de la viscosidad son predominantes sobre el flujo, denominado capa límite. Cuando el flujo cercano a la pared es turbulento en su totalidad, se distinguen tres subcapas en la capa límite: las subcapas viscosa y logarítmica que corresponde a la región interna y la subcapa o región exterior. Para identificar cada capa se utiliza el parámetro adimensional  $Y^+$  cuya se expresión es:

$$y^+ = \frac{u_* y}{\nu} \quad (55)$$

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (56) \quad \tau_w = \mu \left( \frac{\partial u}{\partial y} \right)_{y=0} \quad (57)$$

Donde  $u_*$  es la fricción de la velocidad a la pared más cercana,  $\tau_w$  es la tensión cortante en la pared,  $u$  es la velocidad del flujo paralelo a la pared,  $y$  es la distancia a la pared mas cercana y  $\nu$  es la viscosidad cinemática local del fluido. A continuación, se explicará cada uno de las regiones:

- Subcapa viscosa: es extremadamente fina y delimitada por la condición  $y^+ < 5$ . En esta subcapa se supone que la tensión cortante es constante y cuya magnitud es igual a la que se encuentra en la pared, por lo que:

$$\tau(y) = \mu \frac{\partial u}{\partial y} \simeq \tau_{pared} \quad (58)$$

En esta zona los efectos viscosos predominan sobre los inerciales, por lo que tiende a tener un comportamiento laminar. Integrando y utilizando las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$u^+ = y^+ \quad (59)$$

---

<sup>44</sup> GARCIA., Op. cit., pp.113-114.

- Subcapa logarítmica: esta región se encuentra en el intervalo  $30 < y^+ < 300$  aproximadamente. En esta capa dominan las tensiones de Reynolds sobre las tensiones viscosas y se ajusta la expresión:

$$u^+ = \frac{1}{k} \ln(Ey^+) \quad (60)$$

Donde  $k = 0.41$  y  $E = 9.793$  son las constantes de Von Karman válidas para todo flujo turbulento sobre superficie lisa a altos números de Reynolds. Cabe destacar que existe una transición difusa entre la subcapa viscosa y la logarítmica, que se denomina “buffer layer”, en la que las tensiones viscosas y de Reynolds son similares. Es habitual utilizar el valor intermedio  $y^+ = 11.225$  para establecer un límite de separación estricto entre ambas zonas.

- Capa externa: Para valores de  $y^+ > 300$  o  $500$ , la zona forma parte entre el 20% y el final de la capa límite. En esta región exterior dominan los efectos de inercia de la zona central del flujo (alejada de la pared), quedando libre de los efectos viscosos de la pared. Se dice que la capa límite termina cuando el valor de la velocidad alcanza el 99% del valor en la zona no viscosa.

#### **4.15 TRATAMIENTO DE LA CAPA LIMITE**

La presencia de una pared afecta en el comportamiento de un fluido en régimen turbulento ya que producen grandes gradientes de velocidad y creación de vórtices, por lo que es necesario tener una buena densidad de malla en el contorno de la pared. Sin embargo, como se mencionó anteriormente las escalas de turbulencia pueden ser tan pequeñas que requiere un excesivo número de elementos lo que no es viable desde el punto de vista computacional, por lo que se prefiere modelar la capa límite. Para su representación en CFD se presentan dos tipos para el tratamiento cercano a la pared:

**4.15.1 Funciones de pared (WF).** Pueden ser de tipo estándar (SWF) o como de no equilibrio (NWF). Se basan en la ley logarítmica presentando correcciones cuando la capa no está completamente desarrollada. No resuelven la subcapa viscosa ni la de transición, si no que une los efectos de la superficie con la subcapa turbulenta<sup>45</sup>. El mallado empleado es relativamente basto, puesto que su aplicación es correcta para valores de  $y^+ > 11.225$ <sup>46</sup>. Suele ser utilizado en aplicaciones de altos números de Reynold ya que la zona afectada por la viscosidad se ve reducida en tamaño y por tanto el error que introduce este tratamiento al estimar la zona viscosa es más pequeño<sup>47</sup>.

**4.15.2 Tratamiento mejorado de pared (EWT).** Resuelve la capa limite por completo, sin embargo, requiere un mallado muy fino, del orden de  $y^+ \sim 1$ , lo cual exige al menos entre 10 o 15 celdas en la subcapa viscosa, con el fin de que el primer nodo se encuentre en la zona media-baja de dicha región. Estos modelos se pueden apreciar en la *Figura 23*. Se puede considerar el uso del tratamiento mejorado (EWT) si el número de Reynolds es bajo, i.e.  $10^4 < Re < 10^6$ , o si es imprescindible resolver las características de flujo en la pared.<sup>48</sup>

---

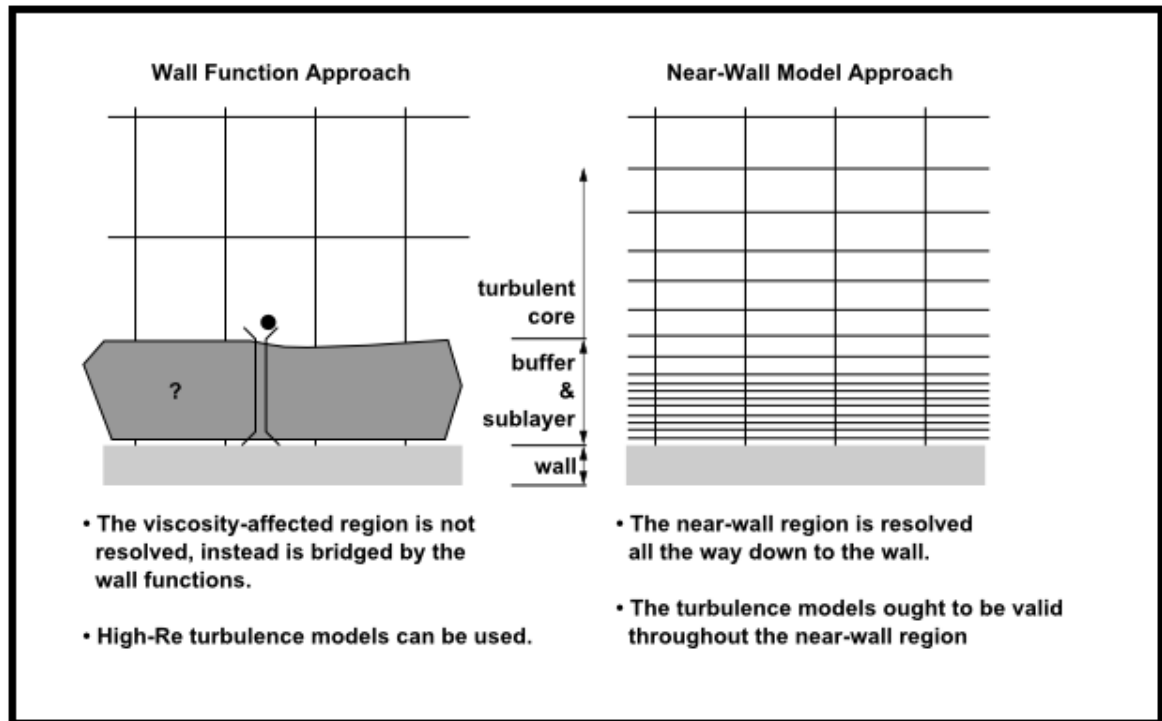
<sup>45</sup> SOLLEIRO, Andrés. Protocolo de cálculo CFD de coeficientes de transferencia de calor por convección de recintos. Trabajo de grado Ingeniero Industrial. Sevilla: Universidad de Sevilla. Escuela Superior de Ingenieros. Ingeniería Industrial. 2013.14p. [Consultado 17 marzo 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5295/fichero/1.+INTRODUCCION.pdf>.

<sup>46</sup> GARCIA. Op. cit., p. 116.

<sup>47</sup> SOLLEIRO. Op. cit., p. 15.

<sup>48</sup> GARCIA. Op. cit., p.116.

Figura 23. Tipos de tratamiento de pared



Fuente: ANSYS Inc. ANSYS Fluent Theory Guide. Release 15.0. U.S.A.2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.pmt.usp.br/academic/martoran/notasmodelosgrad/ANSYS%20Fluent%20Theory%20Guide%202015.pdf>.

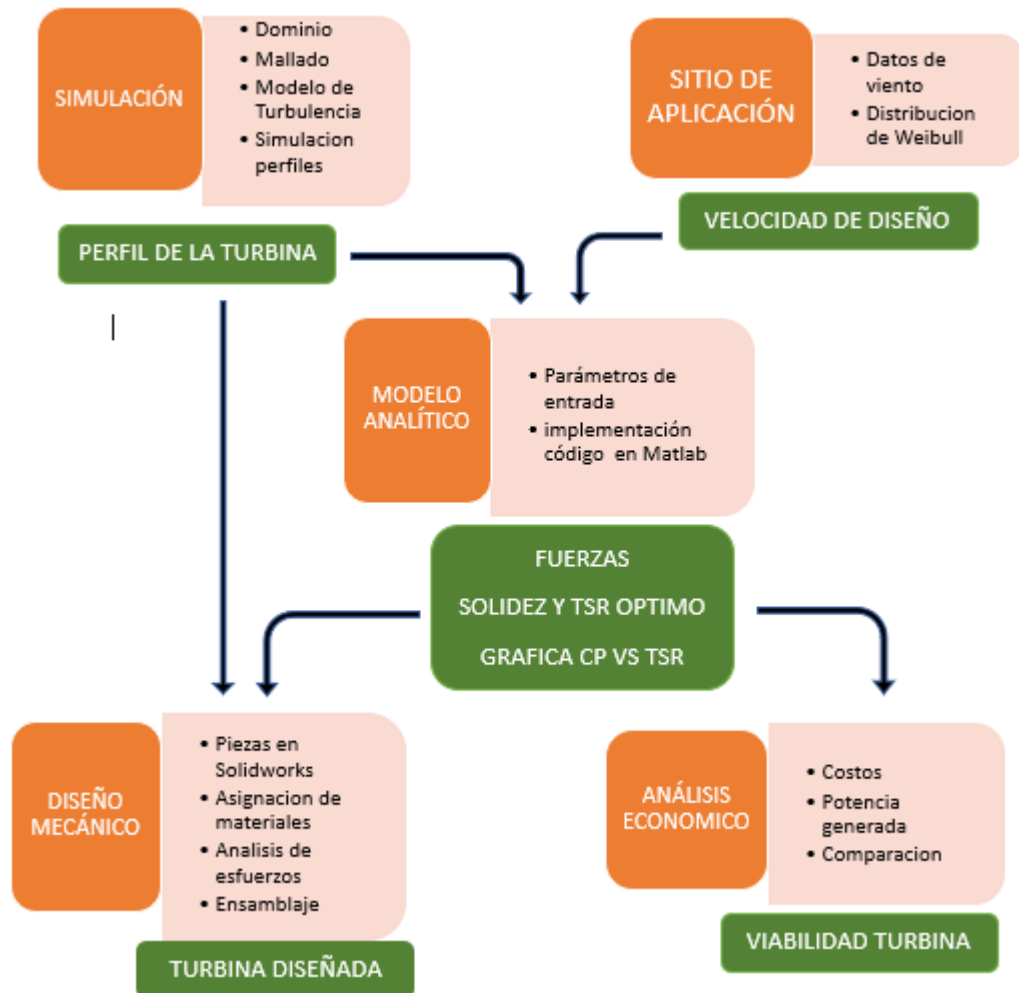
En cualquiera de los dos tratamientos de pared se debe evitar colocar el primer centroide en la capa buffer ( $y^+ \sim 15$  a  $30$ ), zona intermedia que es terreno en donde no se aplica bien la aproximación EWT ni la WF.<sup>49</sup>

<sup>49</sup> Ibid., p. 116.

## 5. DESARROLLO

la Figura 24 muestra un esquema de la metodología implementado para la realización del diseño de la turbina eólica de eje vertical.

Figura 24. Metodología del proyecto.

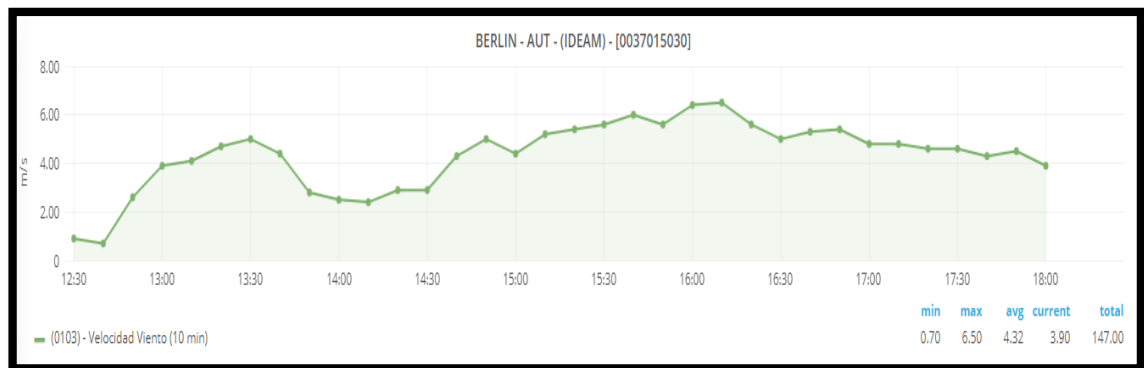


## 5.1 LUGAR DE APLICACIÓN

Cómo se mencionó en la sección 4.8.1, las turbinas eólicas de eje vertical de pequeña escala son diseñadas para velocidades de viento entre 4 y 15 m/s, de manera que, se investigó en el departamento de Santander, una zona donde se presente frecuentemente este tipo de velocidades de viento, además de la disposición del registro de dichos datos, para el sitio de operación de la turbina.

El instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), entidad encargada de la información científica relacionada al medio ambiente en Colombia<sup>50</sup>, provee datos referentes a la temperatura, presión atmosférica, velocidad y dirección del viento de las diferentes estaciones meteorológicas distribuidas por el país. Entre las ubicadas en Santander (ver Figura 26), se observó que Berlín (perteneciente al municipio de Tona), presenta con regularidad velocidades iguales o mayores a 5 m/s como se muestra en la Figura 25, razón por la cual es escogido como lugar de aplicación.

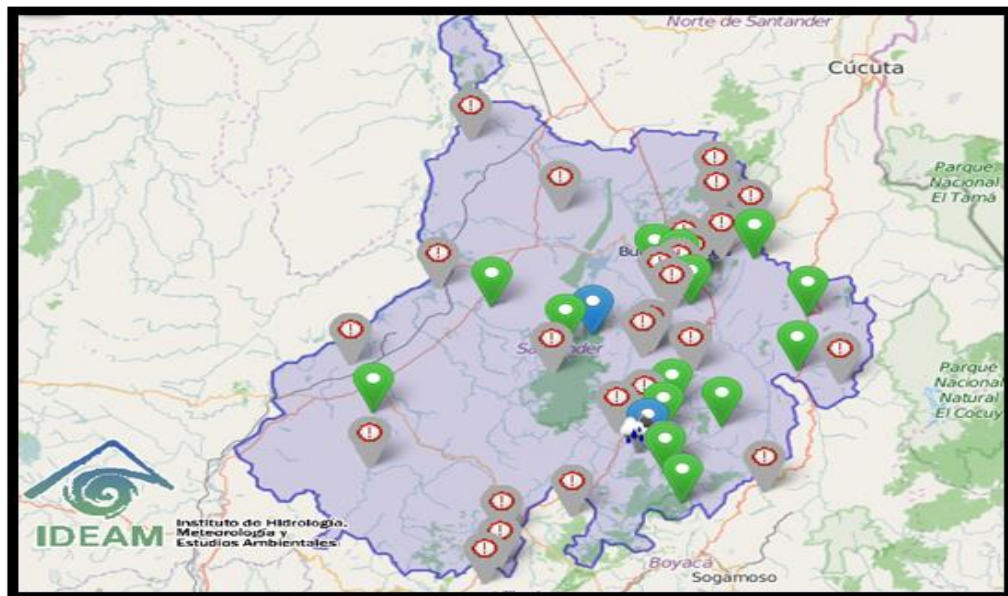
Figura 25. Diagrama velocidad de viento en Berlín (01/08/19)



<sup>50</sup> INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. [Sitio web]. IDEAM. Visor datos instantáneos. Atlas interactivo-Vientos. [Consulta: 12 de agosto de 2020]. Disponible en: <http://visormapas.ideam.gov.co/datainmotion-geox/productos/generales/estaciones/automaticas/crudos/instantaneos/>.

Fuente: INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. [Sitio web]. IDEAM. Visor datos instantáneos. Atlas interactivo-Vientos. [Consulta: 12 de agosto de 2020]. Disponible en: <http://visormapas.ideam.gov.co/datainmotion-geox/productos/generales/estaciones/automaticas/crudos/instantaneos/>.

Figura 26. Mapa estaciones meteorológicas en Santander.



Fuente: INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. [Sitio web]. IDEAM. Visor datos instantáneos. Atlas interactivo-Vientos. [Consulta: 12 de agosto de 2020]. Disponible en: <http://visormapas.ideam.gov.co/datainmotion-geox/productos/generales/estaciones/automaticas/crudos/instantaneos/>.

**5.1.1 Velocidad de diseño.** Una vez obtenido los datos de viento del lugar seleccionado, es necesario determinar una velocidad de referencia para el diseño de la turbina. De acuerdo a lo estipulado por la Organización Latinoamericana de

Energía (OLADE)<sup>51</sup>, se puede definir la velocidad de viento promedio a través de la siguiente expresión:

$$V_{prom} = \int_0^{\infty} V * p(v) dv \quad (61)$$

Donde  $V$  es la velocidad de viento,  $V_{prom}$  es la velocidad promedio,  $p(v)$  es la función de densidad de probabilidad de la velocidad de viento, la cual se define como:

$$p(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} * \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (62)$$

Donde  $c$  es el factor de escala (m/s) y  $k$  es el factor de forma adimensional. Esta ecuación es la función de distribución de Weibull con dos parámetros, la cual se ajusta bien a las distribuciones de viento. Luego, para definir dicha función, se procede a encontrar los parámetros aplicados a nuestro caso. Los datos de velocidad de viento escogidos, corresponden a los meses de enero y mayo de 2019, y septiembre de 2018, en el rango que se muestra en la Figura 27.

---

<sup>51</sup> ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe. Norte y Noroeste de America del Sur. OLADE. Programa Regional de Energía Eólica, 1983, vol. III. p.16-17

Figura 27. Datos velocidad de viento, Berlín, mayo de 2019

DATOS DE VIENTO BERLIN SANTANDER 2018 - 2019														
MES	DIA	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
MAYO	1	7,9	8,1	9,9	9,0	8,3	9,8	9,5	9,1	9,0	9,3	9,6	7,2	4,7
	2	7,8	7,8	9,9	10,6	10,7	9,1	11,5	11,4	10,5	10,2	10,8	6,2	4,8
	3	10,4	9,0	11,0	11,2	10,5	11,9	11,4	10,6	9,1	9,9	10,4	6,8	3,2
	4	9,8	7,0	7,8	9,0	7,8	7,1	8,7	8,1	6,7	6,0	5,9	5,3	5,0
	5	7,0	6,5	5,0	5,9	6,1	7,6	8,6	8,8	6,6	9,1	8,6	5,0	2,4
	6	7,6	13,5	7,1	10,6	7,3	7,0	8,6	9,2	5,0	5,8	3,9	6,7	4,1
	7	2,8	1,6	2,0	9,1	5,1	7,1	5,7	7,1	6,2	6,0	6,4	3,1	4,1
	8	0,6	3,2	4,9	5,1	4,7	5,7	4,1	4,4	1,1	4,4	5,7	5,1	4,3
	9	3,3	5,3	4,8	5,9	5,3	6,0	5,3	6,1	5,8	4,6	4,9	5,2	6,1
	10	3,5	5,2	6,2	7,1	6,4	6,2	5,6	4,8	7,3	5,9	4,4	3,8	5,6
	11	5,7	4,7	5,6	7,4	7,6	7,8	9,5	9,3	9,2	9,5	8,9	8,3	7,5
	12	5,8	7,0	7,7	7,7	8,1	6,7	7,0	7,1	6,0	3,8	3,7	5,0	4,6
	13	8,0	5,8	9,7	10,2	11,6	7,5	7,7	8,7	10,2	10,8	7,7	7,2	7,8
	14	7,4	5,8	8,5	9,7	7,9	9,1	8,3	7,1	6,9	8,2	8,1	8,4	4,9
	15	6,5	6,0	6,3	6,5	6,4	8,3	6,7	6,9	6,8	3,8	3,9	5,4	5,0
	16	1,9	4,7	6,2	6,2	6,6	5,5	7,0	5,0	4,7	5,0	6,6	6,2	5,9
	17	3,8	4,8	5,6	7,3	7,5	7,1	5,5	6,3	6,3	6,5	6,1	5,1	5,5
	18	6,8	6,6	6,3	5,7	4,7	5,1	7,4	6,8	6,0	5,9	6,6	4,6	4,4
	19	4,0	6,3	5,4	3,5	6,9	7,1	6,9	7,7	6,6	5,8	4,9	5,1	5,0
	20	6,0	7,6	5,8	7,0	6,2	6,1	5,5	5,5	8,5	6,7	5,3	4,3	4,8
	21	2,4	4,1	7,5	5,8	6,6	6,7	5,8	5,4	5,2	5,2	4,7	5,3	4,3
	22	3,5	5,2	6,1	9,0	9,1	6,9	6,0	4,6	7,1	5,5	6,9	5,1	4,2
	23	3,6	5,4	6,3	6,6	6,5	6,0	3,2	5,3	5,5	4,0	1,0	4,9	2,6
	24	4,1	4,7	4,7	6,7	6,3	4,7	3,8	1,2	1,3	2,6	4,3	1,3	1,1
	25	3,8	4,7	6,0	5,4	5,8	6,0	7,5	4,8	5,0	4,5	5,7	2,9	2,5
	26	8,7	6,9	7,3	7,7	8,2	7,5	7,6	7,9	7,0	7,7	7,0	4,7	3,0
	27	2,2	2,0	2,6	6,2	5,5	7,2	9,0	8,9	9,5	9,0	7,6	5,8	5,2
	28	3,9	3,5	5,6	5,0	6,8	4,9	2,3	2,5	2,5	5,4	5,7	4,6	5,4
	29	7,0	7,5	7,0	6,3	7,1	5,0	6,1	4,3	6,8	3,3	3,9	3,4	5,6
	30	4,2	4,6	4,1	3,7	5,8	3,9	5,0	4,7	3,3	1,5	3,2	5,1	2,0
	31	3,8	3,0	2,5	3,7	2,2	6,7	5,2	3,8	3,8	3,5	2,2	2,3	4,5

A partir de estos valores, se realizó una tabla de frecuencia, de la cual se obtienen los datos para la elaboración de las gráficas del histograma y de la función de probabilidad acumulada, de la cual se determina los factores de forma y escala. Para simplificación del trabajo, se implementó el software Excel para el desarrollo de la tablas y gráficas, a partir de la herramienta Histograma, los resultados se pueden apreciar en la Tabla 1 y en la Figura 28.

Tabla 1. Frecuencia datos de viento

<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>
0	0	0,00%
1	21	1,76%
2	45	5,52%
3	65	10,95%
4	139	22,58%
5	177	37,37%
6	213	55,18%
7	194	71,40%
8	162	84,95%
9	87	92,22%
10	58	97,07%
11	22	98,91%
12	12	99,92%
13	0	99,92%
14	1	100,00%
y mayor...	0	100,00%

Como se mencionó anteriormente, la gráfica mostrada en la figura 35 (color naranja), representa la función de distribución acumulada la cual se define como:

$$P(v) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (63)$$

Aplicando dos veces logaritmo natural a la función, obtenemos lo siguiente expresión:

$$\ln(1 - P(v)) = -\left(\frac{V}{c}\right)^k$$

$$\ln(-\ln(1 - P(v))) = k * \ln(V) - k * \ln(c) \quad (64)$$

Cuya estructura se ajusta a la función lineal de la forma  $y = mx + b$ , de tal manera que se pueden obtener los parámetros de la ecuación (2), determinando la

pendiente cuyo valor es el factor de forma  $k$  y la intersección con el eje  $Y$ , que corresponde al resultado del producto  $k * \ln(c)$ . Para la obtención de la recta, se realiza el cálculo de los datos de la Tabla 1, adaptándolos a la ecuación (4), de manera que:

$$Y = \ln(-\ln(1 - P(v))) \quad (65)$$

$$X = \ln(V) \quad (66)$$

Donde los valores de  $V$  y  $P(v)$ , corresponden a la primera y tercera columna respectivamente. Los resultados se pueden observar en la Tabla 2.

Figura 28. Histograma

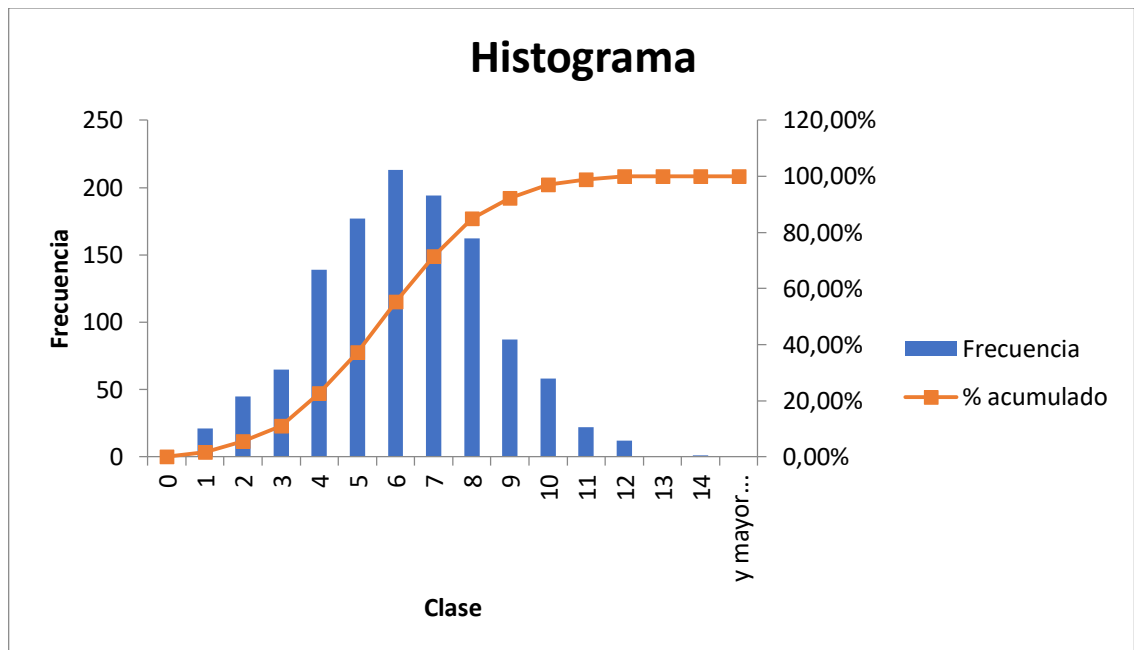
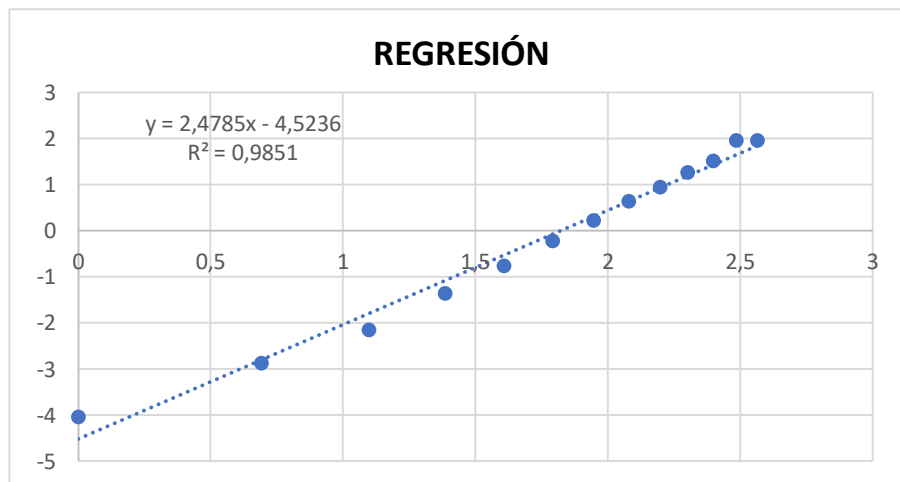


Tabla 2. Valores Y & X

Y	X
-4,03337	0
-2,86883	0,693147
-2,1541	1,098612
-1,36311	1,386294
-0,75929	1,609438
-0,21989	1,791759
0,224684	1,94591
0,638575	2,079442
0,937715	2,197225
1,261692	2,302585
1,508908	2,397895
1,958225	2,484907
1,958225	2,564949

Cabe resaltar que las operaciones se encuentran definidas para valores de  $P(v)$ , comprendidos en el intervalo (0,1). Mediante la ayuda de Excel, se obtiene la regresión lineal respectiva, mostrada en la Figura 29.

Figura 29. Regresión lineal.



Conociendo la función de la regresión lineal, se procede a calcular los parámetros de la distribución de Weibull:

$$Y = 2,4785 * X - 4,5236 \leftrightarrow \ln(-\ln(1 - P(v))) = k * \ln(V) - k * \ln(c)$$

$$K * \ln(C) = 4,5236 \rightarrow C = 6,20364 \quad (67)$$

$$K = 2,4785 \quad (68)$$

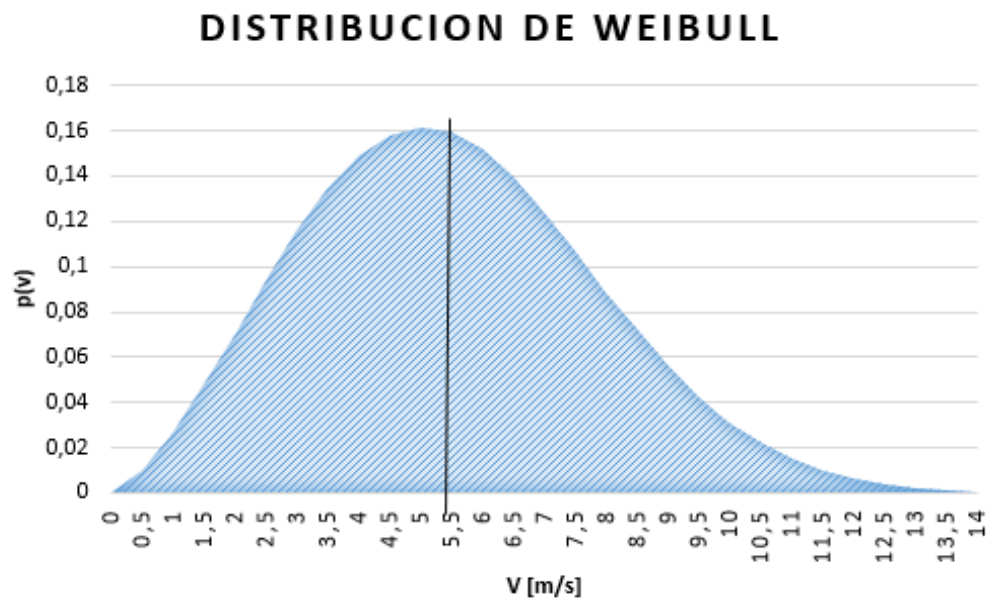
Finalmente, se resuelve la ecuación  $V_{prom} = \int_0^{\infty} V * p(v) dv$  (61, obteniendo así la velocidad de diseño de la turbina:

$$V_{prom} = \int_0^{\infty} V * \left( \frac{2,479}{6,204} * \left( \frac{V}{6,204} \right)^{2,479-1} * \exp \left( - \left( \frac{V}{6,204} \right)^{2,479} \right) \right) dv$$

$$V_{prom} = V_{diseño} = 5,5 \text{ [m/s]} \quad (69)$$

Como complemento, se muestra el respectivo diagrama de Weibull en la Figura 30:

Figura 30. Grafica Weibull



## 5.2 SIMULACIÓN

Con la intención de mejorar el rendimiento de la turbina, se tendrá un enfoque en seleccionar un perfil que presente las mejores características aerodinámicas bajo las condiciones a las que se encuentra este tipo de turbinas. Para ello, se ha seleccionado los perfiles aerodinámicos mostrados a continuación:

Figura 31. Perfil NACA0018

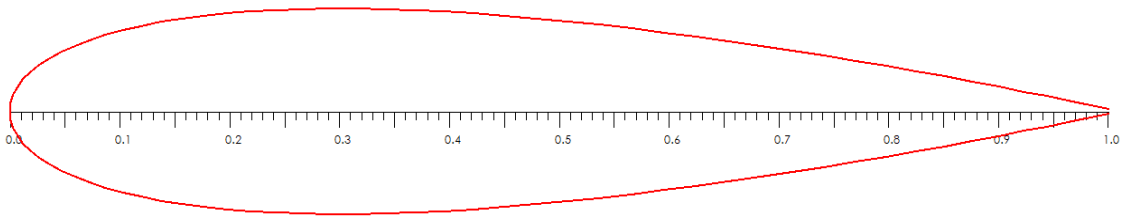


Figura 32. Perfil modificado NACA0018

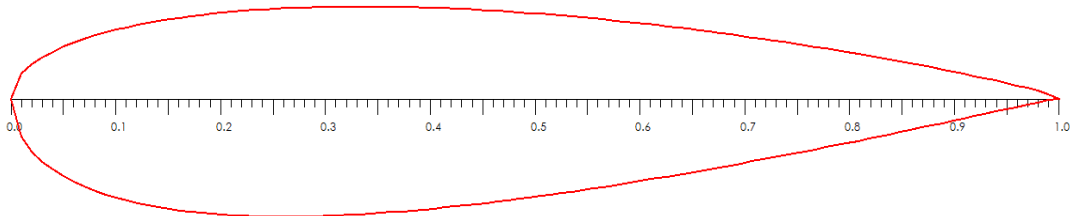


Figura 33. Perfil modificado NACA 2411

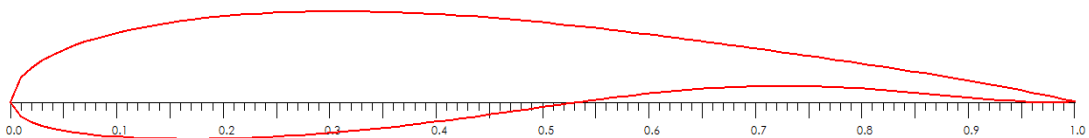
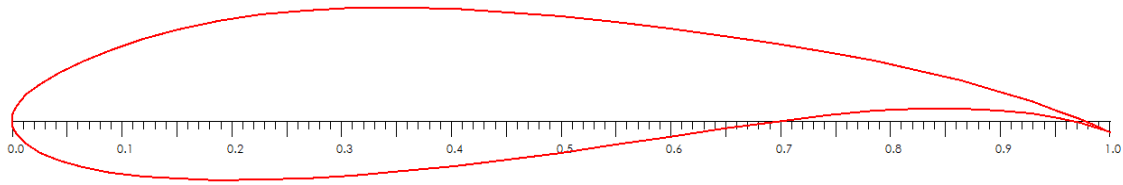


Figura 34. Perfil modificado E555



El perfil que aparece en la Figura 31, corresponde al NACA0018<sup>52</sup> el cual es un perfil estándar de la familia de perfiles de 4 dígitos, caracterizado por ser un perfil simétrico y cuyo espesor máximo equivale al 18% de la cuerda. Por otro lado, los perfiles de la Figura 32, Figura 33 y Figura 34, son en su mayoría, modificaciones mediante algoritmos genéticos a partir de los perfiles estándar NACA0018<sup>53</sup>, NACA2411<sup>54</sup> y E555<sup>55</sup> respectivamente.

Las coordenadas de cada perfil se pueden encontrar en el anexo E. El estudio y comparación de sus características se efectuará mediante una simulación en 2D a través del software CFD ANSYS Fluent, en el que se determinará los coeficientes de sustentación y arrastre a diferentes ángulos de ataque y régimen de flujo, teniendo como criterio la relación  $C_l/C_d$  para su selección.

---

<sup>52</sup> Airfoiltools. [Sitio web]. [Consulta: 12 de agosto de 2020]. Disponible en: <http://www.airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca0018-il>.

<sup>53</sup> MA, Ning, et al. Airfoil optimization to improve power performance of a high-solidity vertical axis wind turbine at a moderate tip speed ratio. *Energy*, 2018. vol. 150, pp. 236-352.

<sup>54</sup> MUKESH, R.; LINGADURAI, K. y SELVAKUMAR, U. Airfoil shape optimization using non-traditional optimization technique and its validation. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. 2014. Vol. 26, pp. 191-197.

<sup>55</sup> RODRIGUEZ NIETO., Jhosep N. y ESPEJO R., Duvan S. Optimización de un perfil aerodinámico para una aeronave categoría commuter tipo stol utilizando técnicas no tradicionales. Tesis de grado Ingeniero Aeronáutico. Bogotá. Fundación Universitaria Los Libertadores. Facultad de Ingeniería y Ciencias Básicas, Programa de Ingeniería Aeronáutica, 2019, 79 p.

**5.2.1 Procedimiento.** Para el desarrollo de las simulaciones, es importante definir ciertos aspectos o características bases para el caso en estudio. Es necesario, primeramente, establecer el dominio a simular, procurando que su dimensionamiento no tenga efecto sobre el flujo alrededor del perfil y definiendo a su vez sus condiciones de contorno. Seguidamente, se procederá a obtener un mallado adecuado para el mismo, teniendo en cuenta la variación de los resultados debido a la sensibilidad de malla. De igual manera, se realizarán pruebas con varios modelos de turbulencia utilizando el perfil NACA0018, comparando sus resultados con los presentes en el trabajo de Shedahl y Klimas<sup>56</sup>. Finalmente se simulará cada perfil, comparando la relación  $C_l/C_d$  a unas mismas condiciones de flujo. las simulaciones en cada prueba y etapa se realizarán bajo un régimen estacionario. Lo anteriormente dicho se desarrolla a continuación.

**5.2.2 Dominio.** Se realiza un dominio rectangular cuyas dimensiones se establecen respecto a la longitud de la cuerda del alabe. Además, se proyecta unas líneas de guía, las cuales dividen el dominio como se muestra en la *Figura 35* para un mejor manejo en el mallado. El alabe se posiciona en el centro del dominio, cuya inclinación ira cambiando para obtener las gráficas de los coeficientes aerodinámicos.

$$\text{Cuerdad del perfil } [C] = 130 \text{ mm}$$

$$\text{Largo del dominio} = 12 * C = 1560 \text{ mm}$$

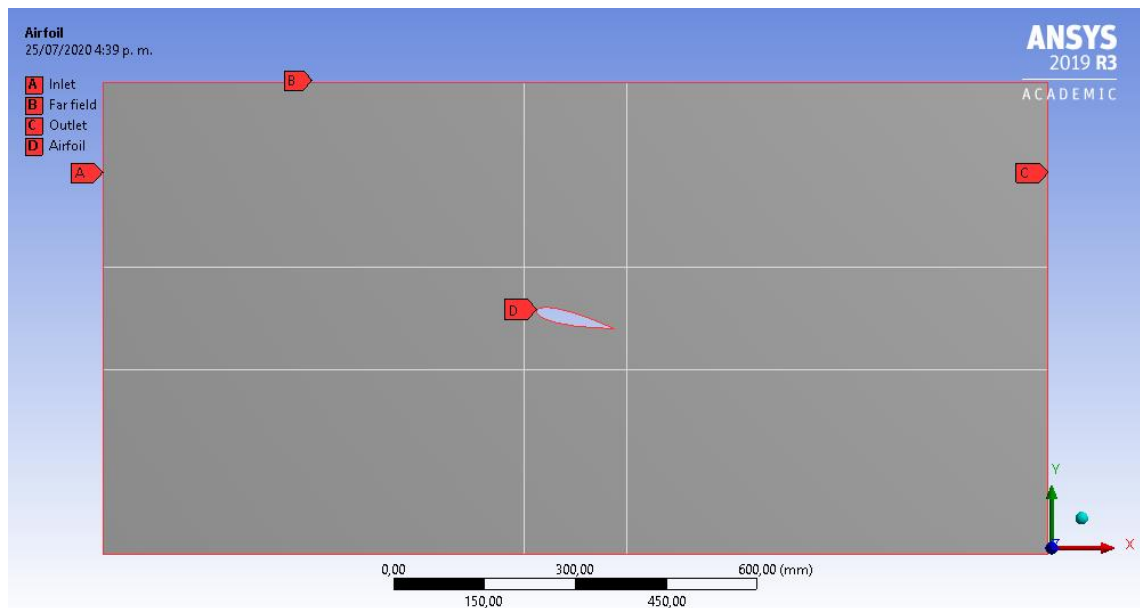
$$\text{Alto del dominio} = 6 * C = 780 \text{ mm}$$

---

<sup>56</sup> SHEDAHL, R. E. y KLIMAS, P.C. Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections Through 180-Degree Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines. Sandia National Laboratories Energy Report SAND80-2114, 1981.

**5.2.2.1 Condiciones de contorno.** Con respecto a las condiciones de frontera, tanto el lado izquierdo como los lados superior e inferior presentan una condición de velocidad de entrada en dirección x, mientras que el borde derecho muestra una condición de salida a presión atmosférica. Por su parte, el contorno del alabe se considera como pared estacionaria no deslizable y el resto del dominio mantiene la cualidad de simetría como es muestra en la siguiente imagen.

Figura 35. Dominio y condiciones de contorno



**5.2.3 Mallado.** En esta etapa se busca conseguir una buena discretización del dominio, buscando una buena resolución del mallado, así como una independencia del número de elementos en la variación de los resultados. Por lo tanto, se decide realizar mallados entre 50.000 y 512.000 elementos aproximadamente bajo este enfoque, sin prestar mucha atención en la precisión de los resultados. Se tendrá en cuenta la calidad de la malla bajo los criterios de asimetría (skewness) y ortogonalidad (orthogonal quality), sabiendo que para un promedio de Skweness inferior a 0.3 y un promedio de ortogonalidad superior a 0.8, indica un mallado

aceptable de acuerdo a las normas establecidas por ANSYS<sup>57</sup>. Para estas pruebas, no se tendrá un refinamiento alrededor del contorno del perfil, el cual se definirá en la siguiente sección, por lo que se escoge el modelo de turbulencia K- $\epsilon$  realizable, con la opción Standar Wall Function para el desarrollo de la capa limite. la simulación se realizará para un flujo con un  $Re=10.000$  y una inclinación de perfil a  $13^\circ$ .

**5.2.3.1 Resultados Malla.** Como se mencionó anteriormente, se realizaron varias pruebas de mallado variando el número de elementos, cuyos resultados alcanzaron un límite de convergencia de  $1E-04$  en cada uno de los casos, aplicando el método de acoplamiento de presión y velocidad SIMPLE (Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations) y una discretización espacial de presión, momentum, tasa de disipación y energía cinética de turbulencia de segundo orden. Las características de cada prueba se pueden observar en el anexo D. En las gráficas presentes en la Figura 36 y Figura 37, se muestra la variación de los coeficientes de sustentación y arrastre con respecto al número de elementos. Se puede observar que alrededor de los 350000 elementos ambos coeficientes tienen una tendencia a mantenerse constante. Además, observando la Tabla 3, hay una variación menor al 3% después de los 330000 elementos, motivos por el cual se determina el mallado con este tipo de resolución.

---

<sup>57</sup> CACERES. Op. cit., p.24

Tabla 3. Variación de los coeficientes aerodinámicos

NUMERO DE ELEMENTOS	COEFICIENTE SUSTENTACION	COEFICIENTE ARRASTRE	PORCENTAJE DE ERROR CL	PORCENTAJE DE ERROR CD
59009	0,62621334	0,1072615	0,1481002	0,090434
73812	0,71895565	0,0975614	0,2587385	0,246697
107529	0,90497717	0,0734934	0,190282	0,23934
193483	1,077178	0,0559035	0,0066508	0,002527
245090	1,0700139	0,0560447	0,0329544	0,048415
334157	1,1052756	0,0533313	0,0060045	0,006208
403959	1,1119122	0,0530002	0,0027821	0,008618
465173	1,1150057	0,053457	0,0008798	0,024741
511737	1,1140247	0,0547796		

Figura 36. Independencia de malla coeficiente de sustentación

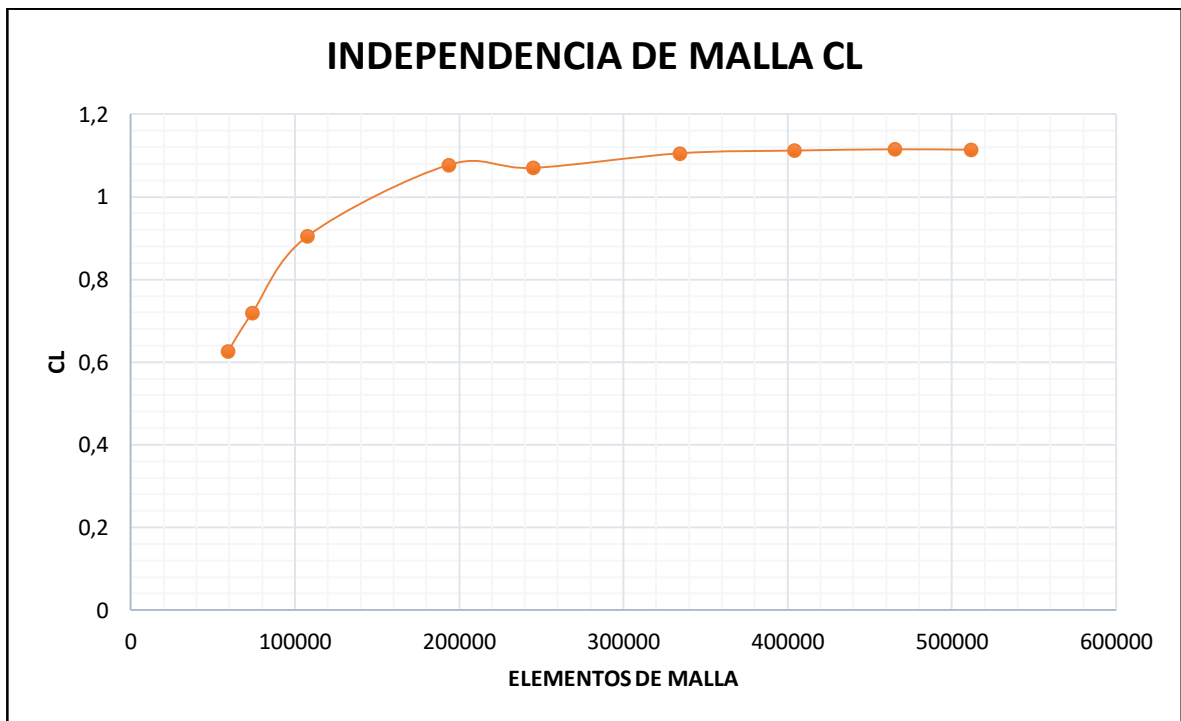
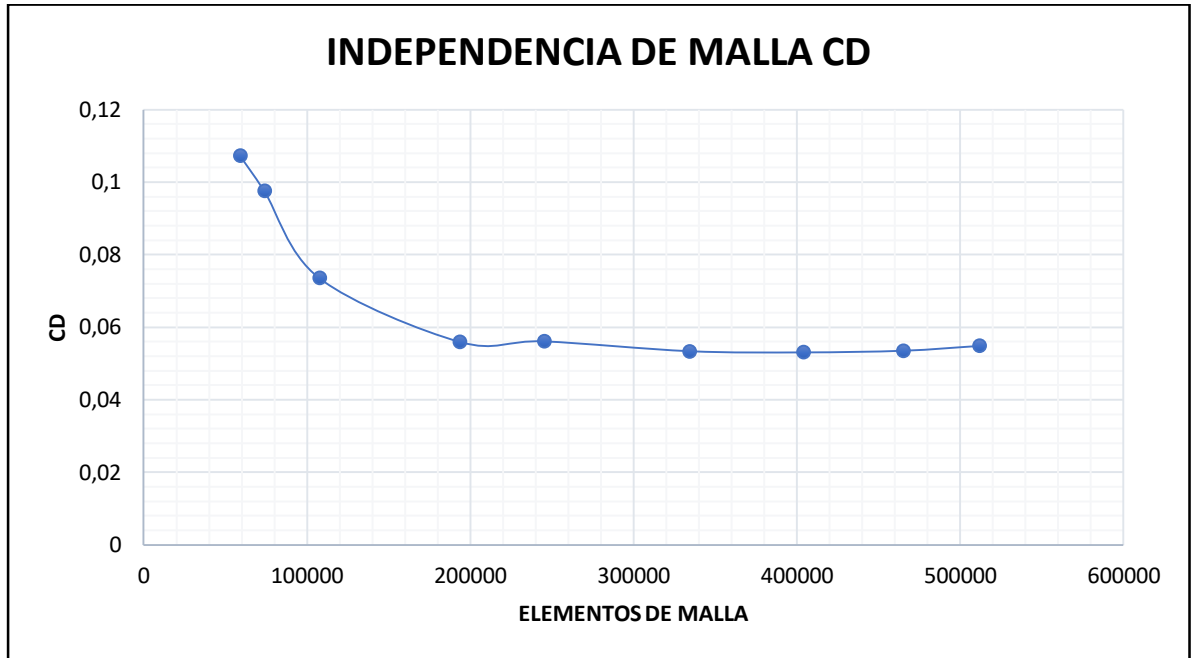


Figura 37. Independencia de malla coeficiente de arrastre



A continuación, se muestra el tipo de mallado aplicado en el dominio para cada una de las pruebas en la Figura 38, el cual presenta una malla estructurada en la mayoría de las regiones, con un mayor refinamiento en los sitios cercanos al perfil aerodinámico (ver Figura 39). las características del mallado se pueden apreciar en la Tabla 4, indicando un promedio de Skewness y ortogonalidad de  $2.5e-02$  y  $0.99$  respectivamente, lo cual está dentro del rango deseado.

Tabla 4. Características del mallado

Nodos	<b>335604</b>
Elementos	<b>334157</b>
Skewness mínimo	<b>1,31E-10</b>
Skewness máximo	<b>0,62651</b>
Skewness promedio	<b>2,56E-02</b>
Orthogonal mínimo	<b>0,54087</b>
Orthogonal máximo	<b>1</b>
Orthogonal promedio	<b>0,99648</b>

Figura 38. Mallado del dominio.

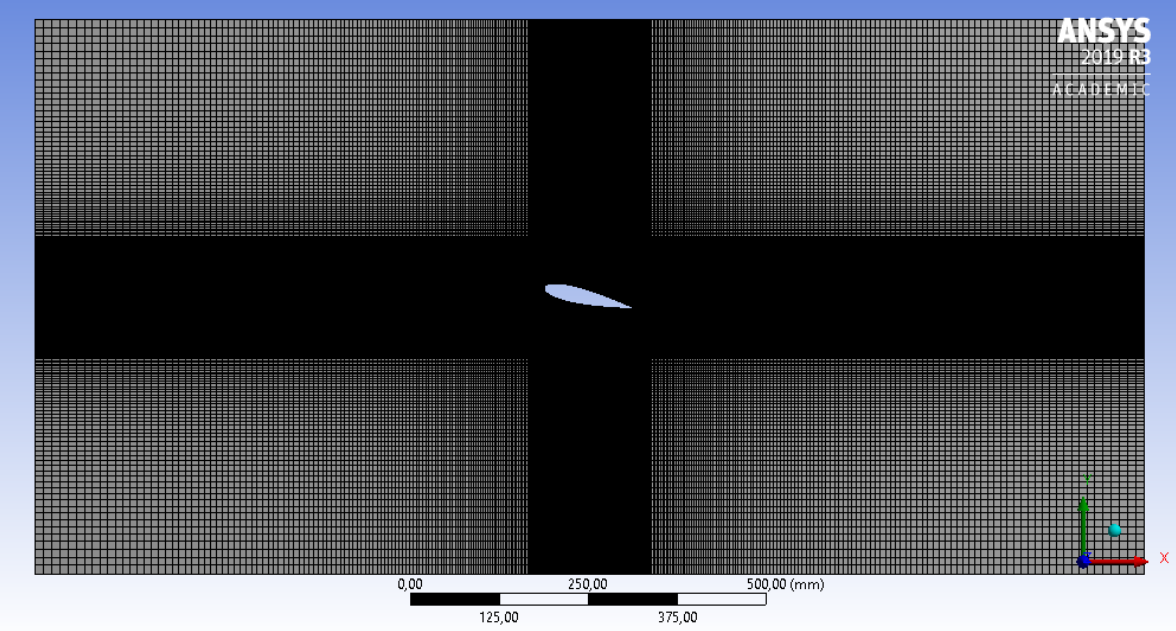
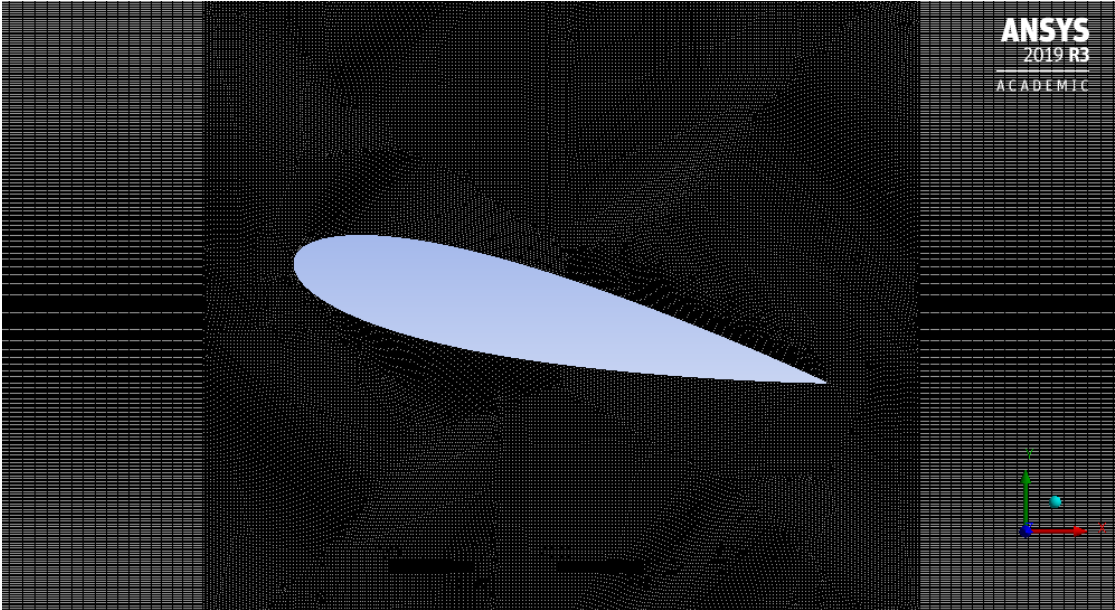


Figura 39. Vista mallado alabe



Así mismo, el campo de presión y velocidad muestran una razonable correlación a lo esperado, como la depresión presente en la superficie superior del perfil y su reflejo en el aumento de la velocidad del flujo evidenciado en el campo de velocidad del dominio en esa misma zona (ver

Figura 40 y Figura 41), dando una mayor confiabilidad a la simulación.

Figura 40. Campo de presión alrededor del perfil

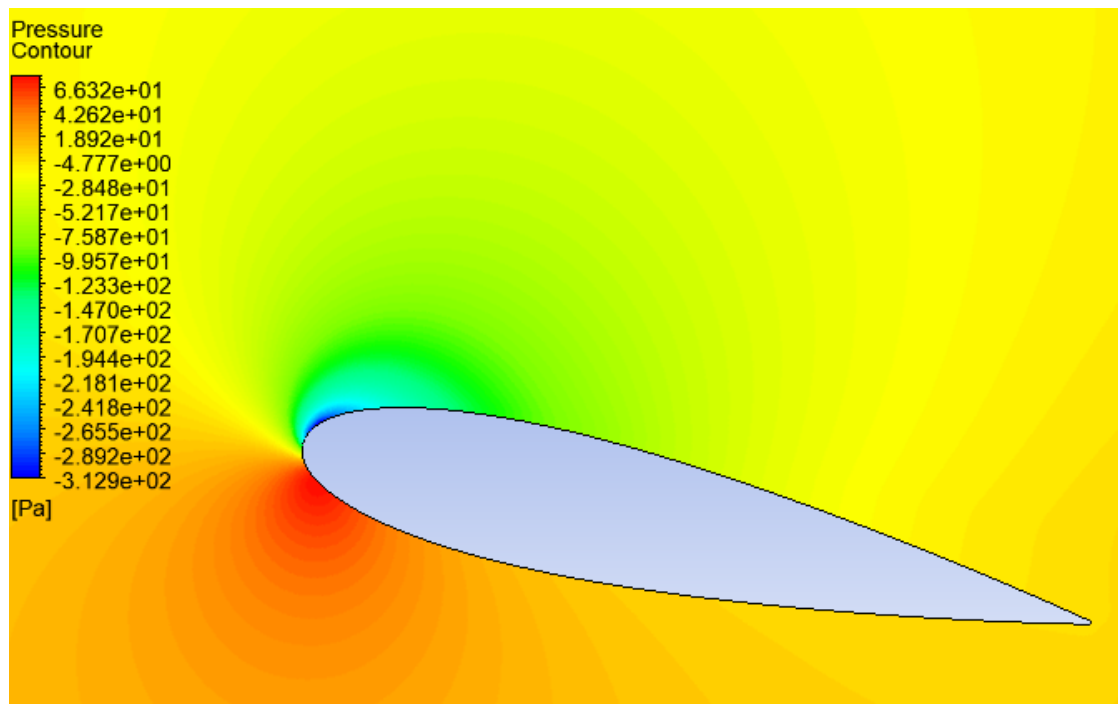
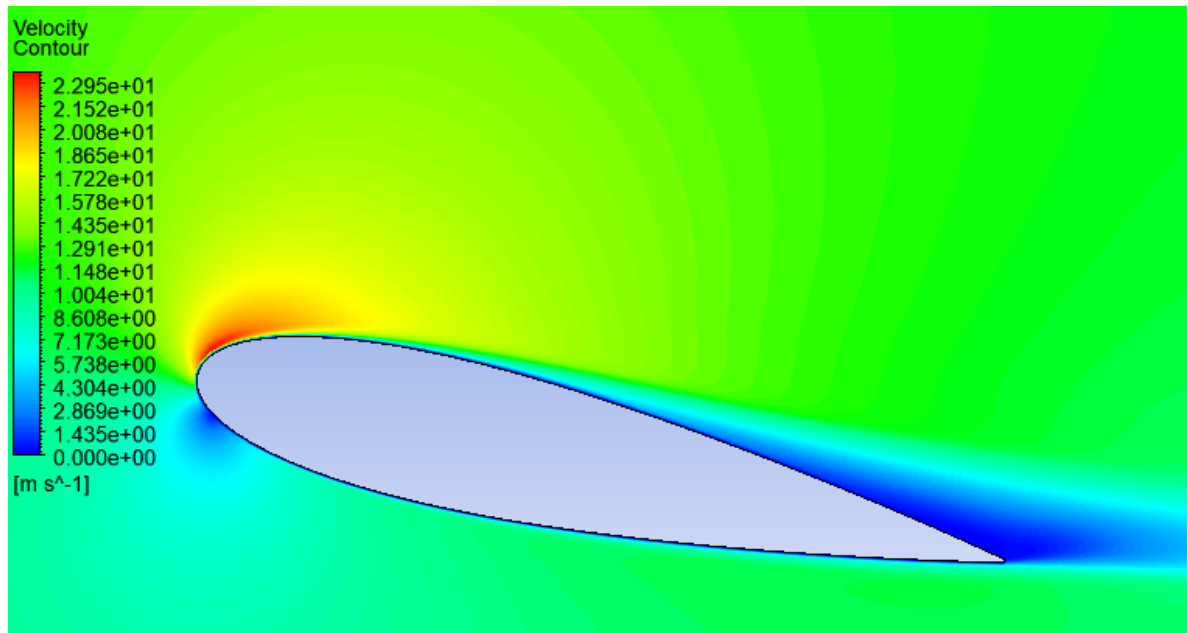


Figura 41. Campo de velocidad alrededor del perfil



**5.2.4 Selección modelo de turbulencia.** Teniendo una resolución definida para el mallado, se procede a seleccionar un modelo de turbulencia que se ajuste al esquema en estudio. En esta etapa se simulará el perfil estándar NACA0018 para cada modelo de turbulencia bajo las mismas condiciones de régimen de flujo, específicamente para un  $Re = 160000$ , variando el ángulo de inclinación del alabe entre  $0^\circ$  y  $30^\circ$  (para ángulos negativos, se tendrá los mismos valores, pero con signo negativo dada su condición de simetría) teniendo como referencia los datos presentes en el trabajo de Shedahl<sup>58</sup>. Los modelos a simular son los siguientes:

- Spalart-Allmaras
- K- $\omega$
- K- $\omega$  SST
- K- $\epsilon$  Realizable

<sup>58</sup> SHEDAHL. Op cit., p. 41-51.

Los modelos RANS Spalart-Allmaras, K- $\omega$  estándar y SST se caracterizan por desarrollar el flujo hasta la pared, mientras que el modelo K- $\epsilon$  Realizable, se utiliza la función Near Wall Treatment para el modelado de la capa límite, por lo cual el mallado tendrá un mayor refinamiento sobre el contorno del perfil acorde a los requisitos del modelo de turbulencia<sup>(\*)</sup>. Se define un total de 12 capas tomando en cuenta lo recomendado en la sección 4.15.2, cuya primera capa se determina en base al parámetro adimensional Y plus mediante la expresión<sup>(\*\*)</sup>:

$$\Delta\delta = \frac{Y^+ * \mu}{U_{fric} * \rho} \quad (70)$$

Donde:

$$U_{fric} = \sqrt{\frac{\tau_{wall}}{\rho}} \quad (71) \quad \tau_{wall} = \frac{C_f * \rho * U_\infty^2}{2} \quad (72) \quad C_f = \frac{0.026}{Re^{\frac{1}{7}}} \quad (73) \quad Re = \frac{\rho * U_\infty * L}{\mu} \quad (74)$$

Los valores requeridos se muestran en la siguiente tabla, en la que se obtiene la primera capa  $\Delta\delta=0.016$  mm aproximadamente. Para la generación de las capas sobre el contorno del perfil se utiliza la opción “inflation” en la etapa de mallado de ANSYS, cuyo resultado se aprecia en la

*Figura 42.*

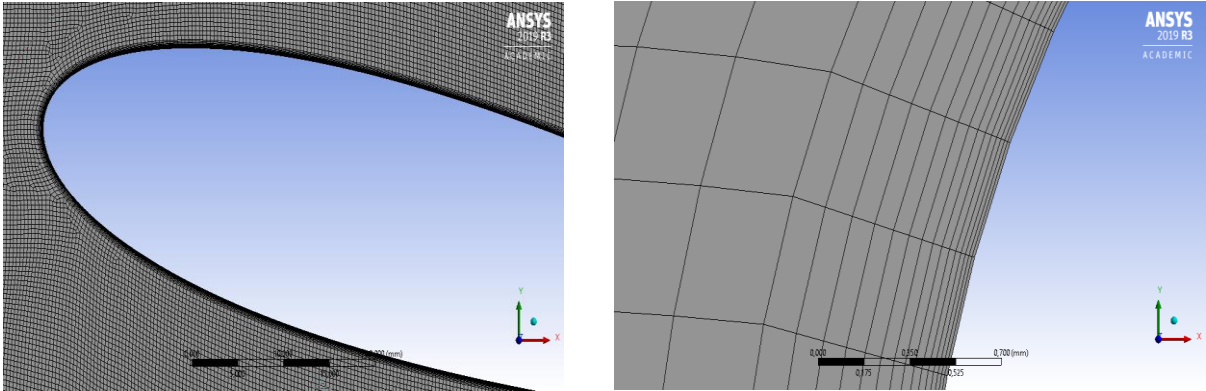
(\*) Las ecuaciones de cada modelo e información adicional se pueden observar en ANSYS Inc. ANSYS Fluent Theory Guide. Release 15.0. U.S.A.2013. [En línea]. Disponible en: [http://www.pmt.usp.br/academic/martoran/notasmodelosgrad/ANSYS%20Fluent%20Theory%20Gui de%202015.pdf](http://www.pmt.usp.br/academic/martoran/notasmodelosgrad/ANSYS%20Fluent%20Theory%20Guide%202015.pdf).

(\*\*) Las expresiones y soluciones se realizaron por medio de la calculadora online, disponible en: <https://www.pointwise.com/yplus/>

Tabla 5. Resultados de la ecuación  $Y^+$

<b>Re</b>	<b>160000</b>
<b>L</b>	0.13 m
<b>P</b>	1.225 kg/m <sup>3</sup>
<b><math>\mu</math></b>	1.7894e-05 kg/m s
<b><math>Y^+</math></b>	1
<b><math>U_\infty</math></b>	17.97 m/s
<b><math>\Delta\delta</math></b>	1.6 E-02 mm

Figura 42. Aplicación de capas sobre el contorno del perfil



**5.2.4.1 Resultados modelos.** En cada modelo, las simulaciones tuvieron un análisis inicial con una inclinación del perfil a  $13^\circ$ . La configuración y resultado para cada caso se pueden observar en el anexo F, donde se aprecia la variación de los parámetros y los residuos de las simulaciones en cada iteración hasta su límite de convergencia como se muestra en la Figura 43 y Figura 44.

Figura 43. Gráfico residuos vs iteraciones para modelo K-w SST

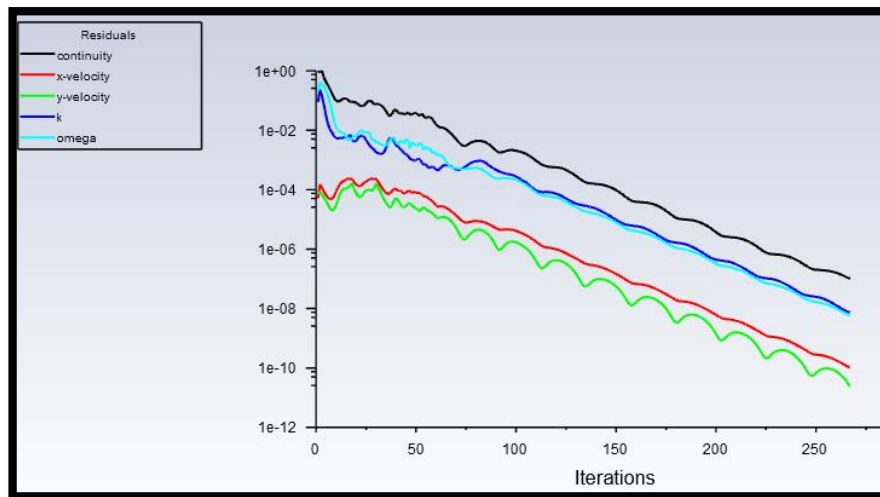
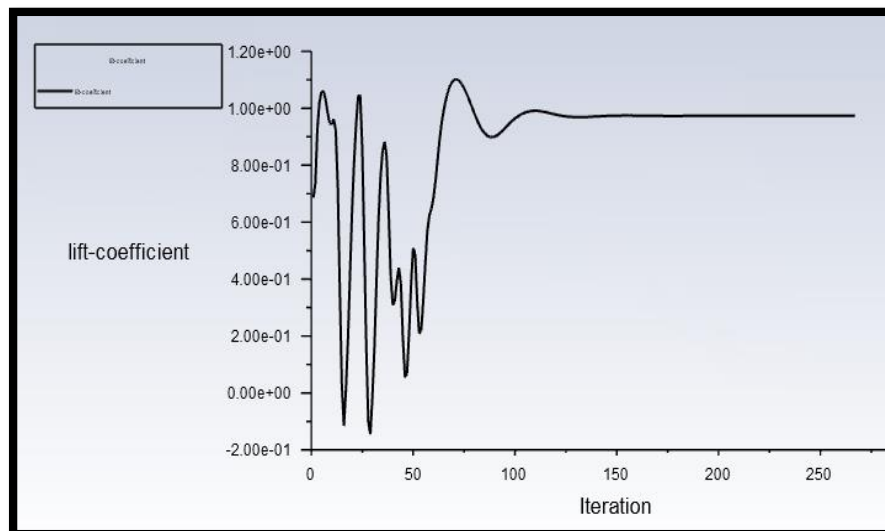
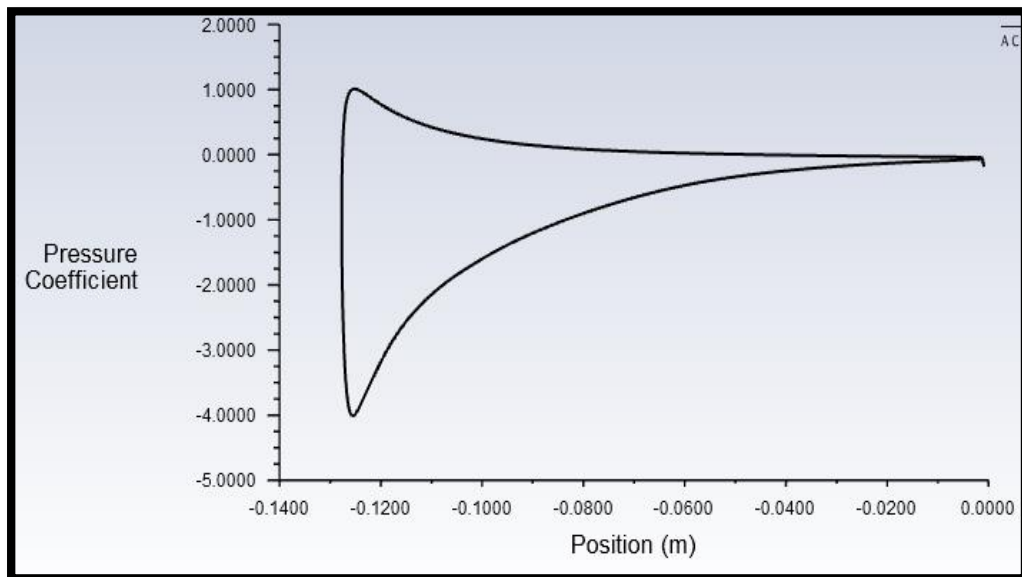


Figura 44. Coeficiente de sustentación vs iteraciones modelo K-w SST



Bajo esta condición, los modelos obtuvieron graficas del coeficiente de presión bastante similares como la que se observa en la Figura 45, donde la posición cero corresponde al borde de salida del alabe. Se puede notar una depresión cercana al borde ataque por el lado del extradós (curva inferior en la gráfica), así como mayor presión por el lado del intradós. También cabe destacar que el parámetro  $Y$  plus alcanza un valor máximo de 1.9 aproximadamente, en cada modelo simulado lo cual indica que se encuentra dentro de la capa viscosa, que es lo deseado.

Figura 45. Coeficiente de presión perfil NACA0018



Debido a que se realizara varias simulaciones, también se busca obtener resultados en un tiempo relativamente bajo, que va relacionado con el número de iteraciones necesarias para llegar al límite de convergencia. Por lo tanto, se establece un número máximo de iteraciones de acuerdo al punto de convergencia alcanzado en cada modelo, para el ángulo de inclinación inicial, que igualmente se debe definir ya que no se tiene una interacción con el interfaz del programa en las simulaciones posteriores para cada ángulo.

Los datos obtenidos en cada modelo de turbulencia se muestran a continuación. Cada grafica es comparada con los datos de referencia presentes en el trabajo de Shedahl<sup>59</sup>. En el modelo estándar K- $\omega$ , las curvas de ambos coeficientes muestran correlación donde la sustentación tiene una dependencia lineal. Sin embargo, después de los 15° (donde al parecer entra en perdida el perfil), presenta fluctuaciones en los resultados tanto en el coeficiente de sustentación como en el de arrastre (ver Figura 46).

Por su parte, el modelo K- $\omega$  SST también muestra un buen comienzo en la sección lineal, pero después de llegar al punto máximo de sustentación ocurren cambios abruptos en los resultados de ambos coeficientes en el intervalo de 15° a 20°, siendo más notorio en la curva de Cl. (ver

*Figura 47).*

El modelo K- $\epsilon$  Realizable presenta mayor estabilidad a comparación con los modelos anteriores. Alcanza un valor máximo de sustentación mayor a la curva de referencia, así como una caída de Cl menor. Por otro lado, el coeficiente de arrastre muestra un aumento considerable después de los 23°, alcanzando valores de sustentación, lo cual no se presenta en las gráficas de referencia (ver Figura 48).

Por último, el modelo Spalart-Allmaras presenta estabilidad en los resultados de ambos coeficientes aerodinámicos en los ángulos de ataque simulados. se aprecia claramente, el momento en el que el perfil entra en perdida (a diferencia de las gráficas en los modelos K- $\omega$  estándar y SST) y la forma de las gráficas se asemeja a las curvas de referencia (ver Figura 49).

---

<sup>59</sup> SHEDAHL. Op cit., p. 41-51.

Figura 46. Resultados modelo estándar K- $\omega$

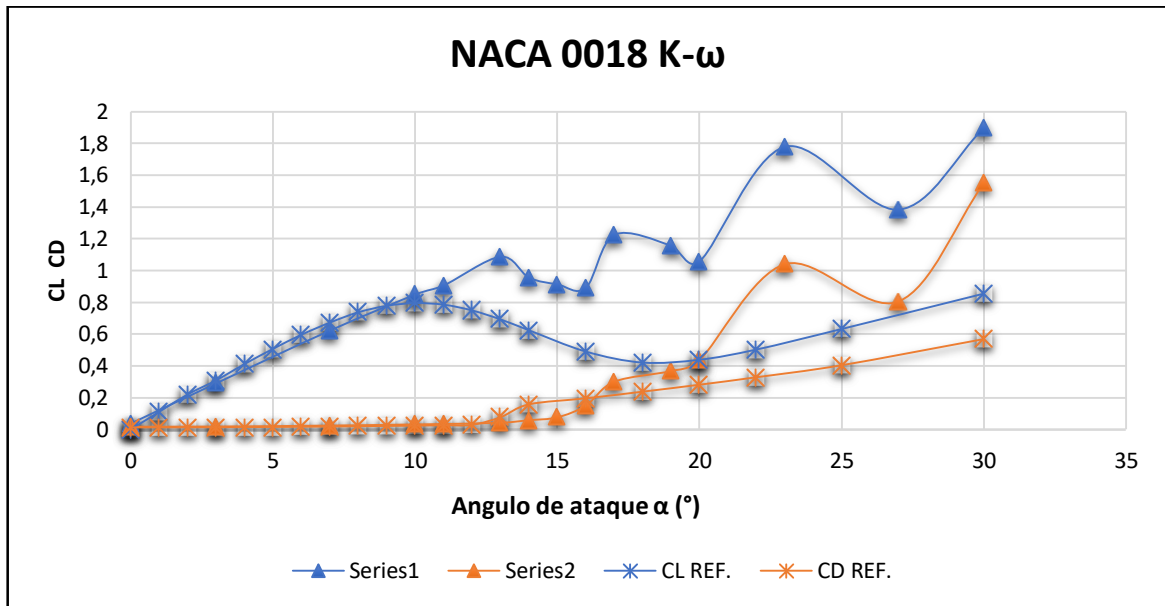


Figura 47. Resultados modelo K- $\omega$  SST

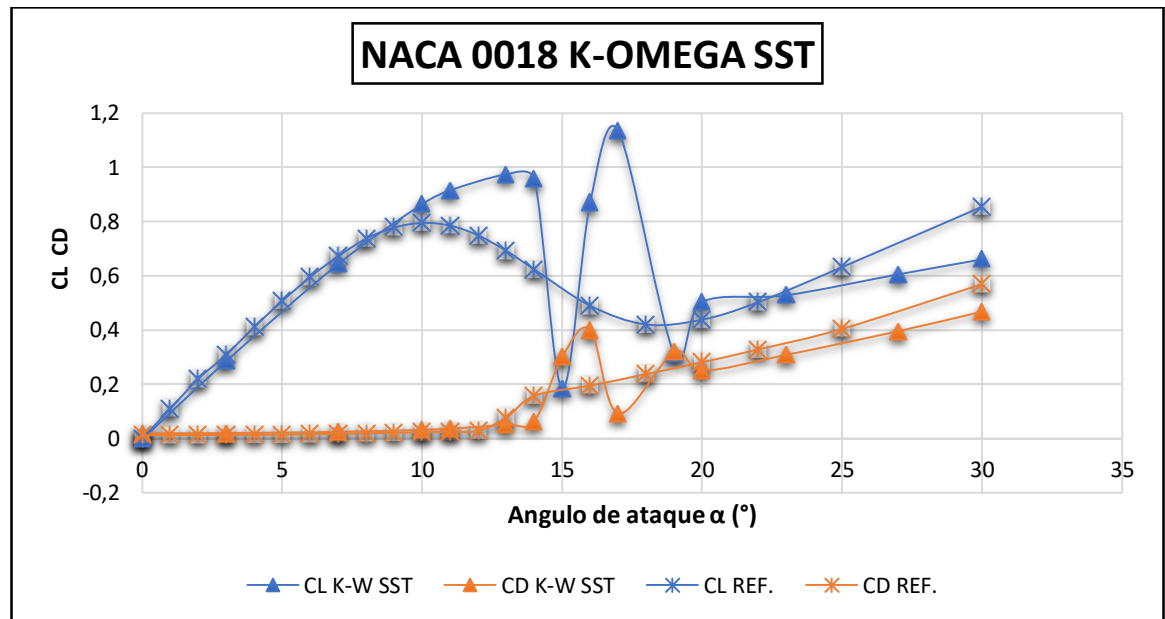


Figura 48. Resultados modeo K-ε realizable

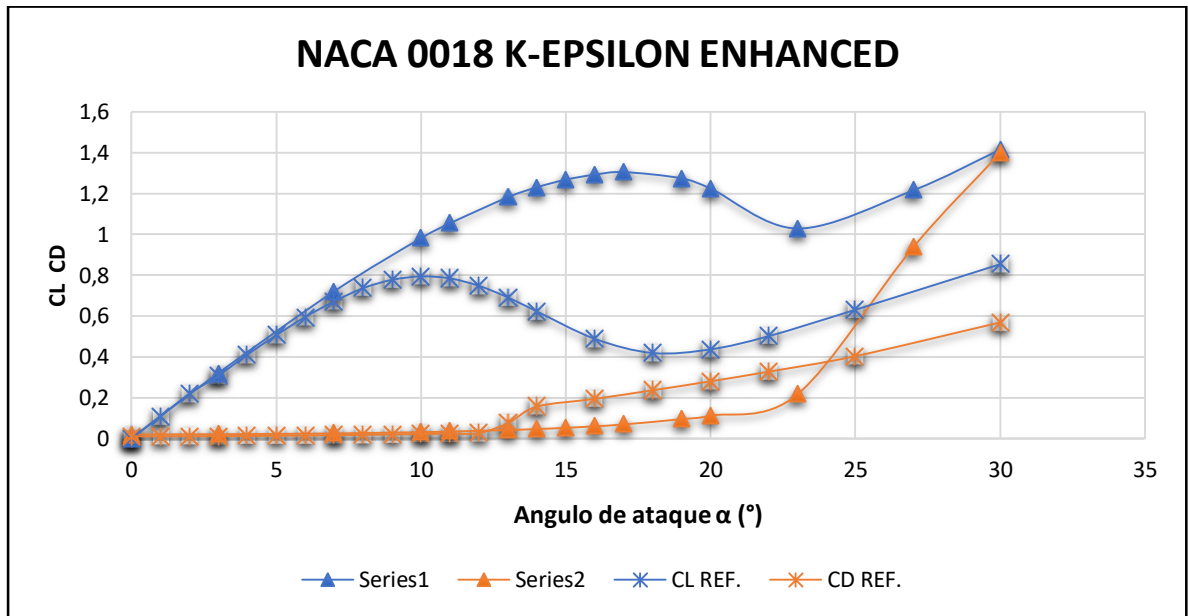
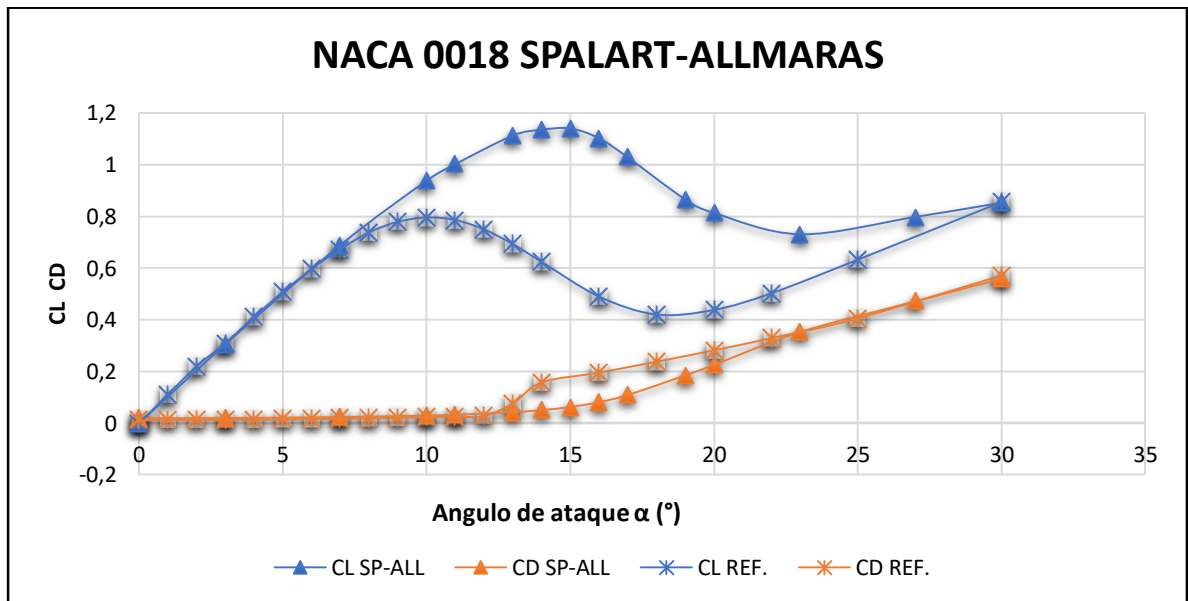
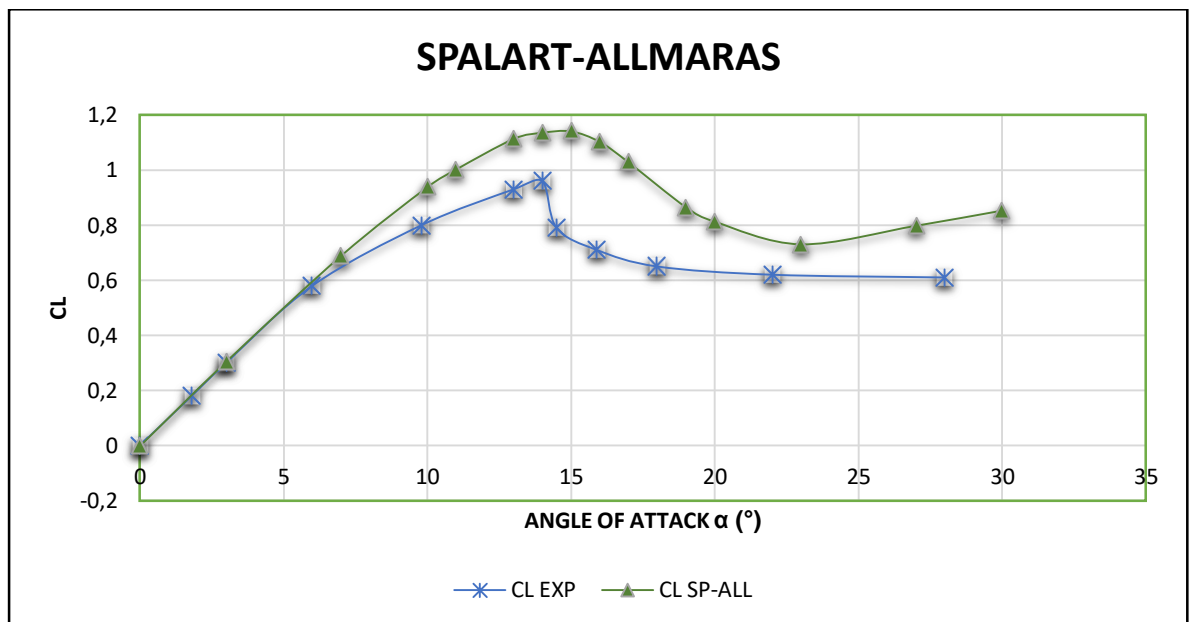


Figura 49. Resultados modelo Spalart-Allmaras



Por otro lado, se compara los valores de sustentación obtenidos en este modelo, con los resultados experimentales en el trabajo de Jacobs y Sherman<sup>60</sup>, para un régimen de flujo de  $Re=1.63 \times 10^4$ , como se observa en la Figura 50. Se puede notar que la caída de la sustentación se presenta de manera suave en la simulación realizada con respecto a la curva experimental, que como se mencionó en el capítulo anterior, puede deberse a las dificultades del modelo al simular la separación de flujo. Igualmente, cabe resaltar que, de acuerdo a la literatura, los perfiles de espesor grueso (mayor a 14%) y borde de ataque redondeado como el caso del perfil NACA0018, presentan este tipo de caída gradual<sup>61</sup>. La simulación consigue valores más altos debido a que es un análisis en 2D y no tiene en cuenta aspectos como los efectos en los extremos del perfil.

Figura 50. Comparación modelo Sp-All. con datos experimentales.



<sup>60</sup> Jacobs, E. N. y Sherman, A. Airfoil section characteristics as affected by variations of the Reynolds Number. NACA 23<sup>rd</sup> Annual Report, 1937, nro. 586, p. 6.

<sup>61</sup> ROBLES. Op, cit., p.16.

De acuerdo al porcentaje de error entre los valores de Cl en cada ángulo  $\alpha$  presentes en la Tabla 6, se obtiene valores menores al 16% para ángulos menores de 10° en la sección lineal de la sustentación. En la región de sustentación máxima y entrada en pérdida se prestan los mayores márgenes de diferencia, debido a las razones mencionadas anteriormente, incluyendo que el valor máximo se alcanza a distintos ángulos de inclinación. Posteriormente, para ángulos mayores a 19° el margen de error disminuye. En se tiene un error promedio del 24.9%, resaltando que la diferencia entre valores máximos de cada curva es del 18.7%

Tabla 6. Porcentaje de error curvas de sustentación

AOA	CL EXP.	CL SP-ALL	ERROR %
0	-0,001945	0	0,1944704
3	0,3037632	0,3	1,2544
7	0,6885266	0,6378947	7,9373367
10	0,9377373	0,808125	16,03864
11	1,0018751	0,84875	18,041249
13	1,1129019	0,93	19,666871
14	1,1352282	0,96	18,252938
15	1,1404321	0,7614286	49,775323
16	1,1023202	0,7071429	55,883665
17	1,0282643	0,6785714	51,533686
19	0,8650653	0,6425	34,64052
20	0,8128623	0,635	28,009803
23	0,7304431	0,6183333	18,13096
27	0,7976987	0,6116667	30,413958

Bajo las condiciones establecidas, el modelo obtiene valores aceptables, resaltando que presenta regularidad y convergencia en los resultados, así como un tiempo de solución relativamente bajo, lo cual se debe tener en cuenta ya que se simula el perfil a varios ángulos de inclinación, por lo que es seleccionando para las próximas simulaciones. Las fluctuaciones en los resultados de los demás modelos, puede

deberse (entre otras variables), a que el número requerido de iteraciones para la convergencia sea mayor al límite establecido.

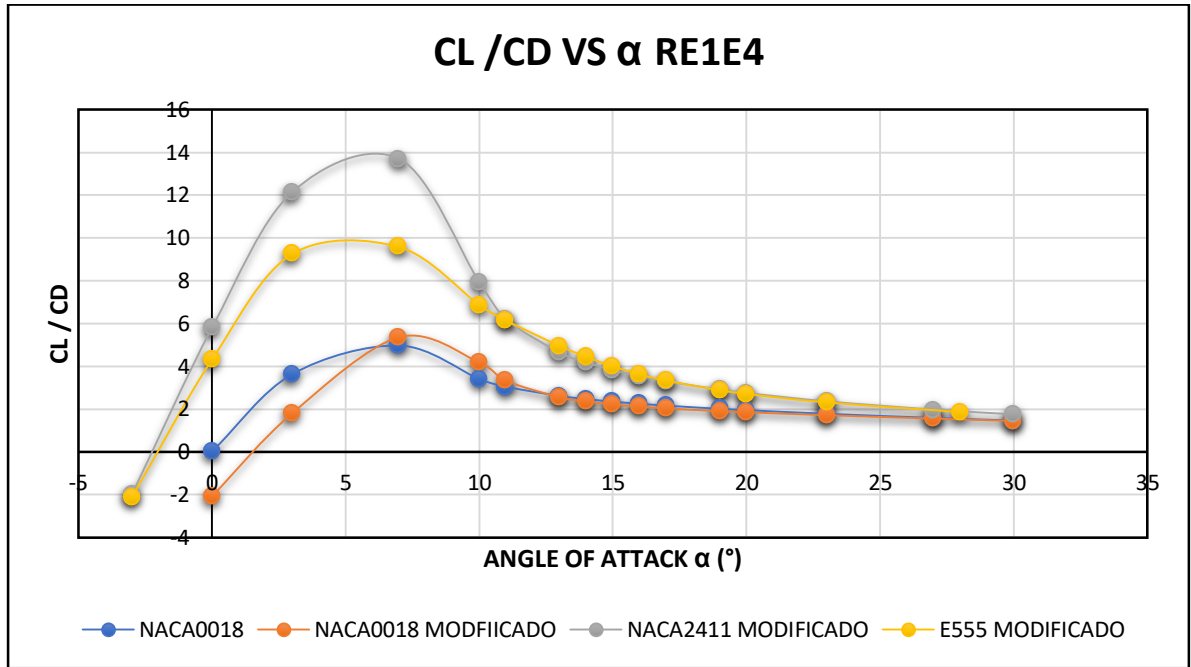
**5.2.5 Simulación perfiles aerodinámicos.** En las etapas anteriores se definieron tanto la resolución de malla como el modelo de turbulencia que se aplicaran para la simulación de los perfiles mostrados anteriormente. De acuerdo a la sección 4.8.1, los alabes de la turbina se ven sometidos regularmente a bajos regímenes de flujo, por ende, se realizarán pruebas para valores de Reynolds de  $1e4$ ,  $1e5$  y  $1e6$ , determinando los coeficientes aerodinámicos a distintos ángulos de ataque y obtener la relación de sustentación -arrastre o también denominado eficiencia aerodinámica de cada perfil para su análisis y selección.

**5.2.5.1 Resultados perfiles.** Para la selección del perfil aerodinámico se hará un análisis en base a la relación del coeficiente de sustentación y arrastre ( $CL/CD$ ) o eficiencia aerodinámica en cada uno de los regímenes de flujo simulados. Se elige este parámetro para tener un mejor arranque en la turbina.

#### **Caso1. Reynolds: 10000**

En la Figura 51 se puede observar las curvas de  $CL/CD$  perteneciente a cada perfil. Se puede evidenciar que el perfil NACA2411 modificado presenta el mayor pico de eficiencia aerodinámica a un ángulo de ataque de  $7^\circ$  aproximadamente. Así mismo el rango positivo de eficiencia es mayor o cercana con respecto a los demás perfiles.

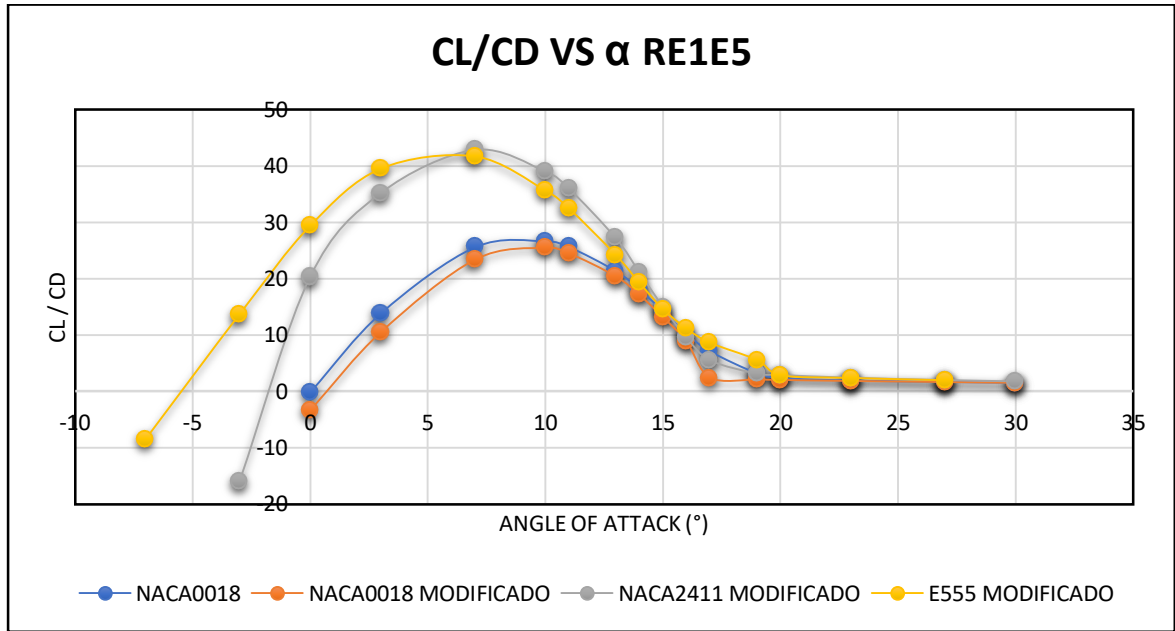
Figura 51. Resultados sustentación-arrastre para un  $Re= 1e04$



### Caso 2. Reynolds: 100000

Bajo este régimen de flujo, los perfiles modificados NACA2411 y E555 presentan los valores más altos de  $Cl/Cd$ , con una notable diferencia respecto a los demás perfiles (ver Figura 52). Ambos perfiles presentan su pico de eficiencia a un ángulo de ataque de  $7^\circ$  con valores similares y cercanos a 41, siendo el NACA2411 ligeramente mayor. Por otro lado, el perfil E555 tiende a mostrar un mayor intervalo de eficiencia o una mayor área bajo la curva, que se hace notorio para ángulos menores a  $7^\circ$ .

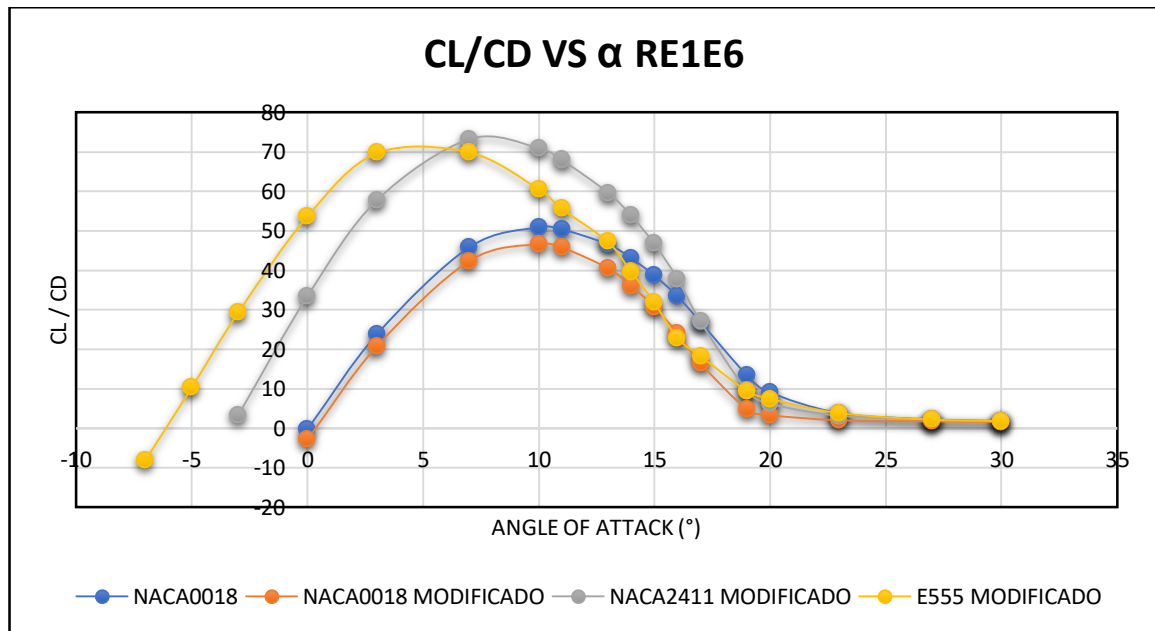
Figura 52. Resultados sustentación-arrastre para un  $Re= 1e05$



### Caso 3. Reynolds: 100000

Nuevamente las curvas con los picos más altos pertenecen a los perfiles modificados NACA2411 y E555 (ver *Figura 53*). El primero alcanza una razón de  $Cl/Cd= 73$  aproximadamente para el mismo ángulo de ataque que en los anteriores casos, mientras que el perfil E555 consigue su condición máxima a los  $5^\circ$  de inclinación alcanzando un valor alrededor de 70. Se puede inferir que los perfiles presentan curvas similares tanto en forma, rango y altura.

Figura 53. Resultados sustentación-arrastre para un  $Re= 1e06$ .

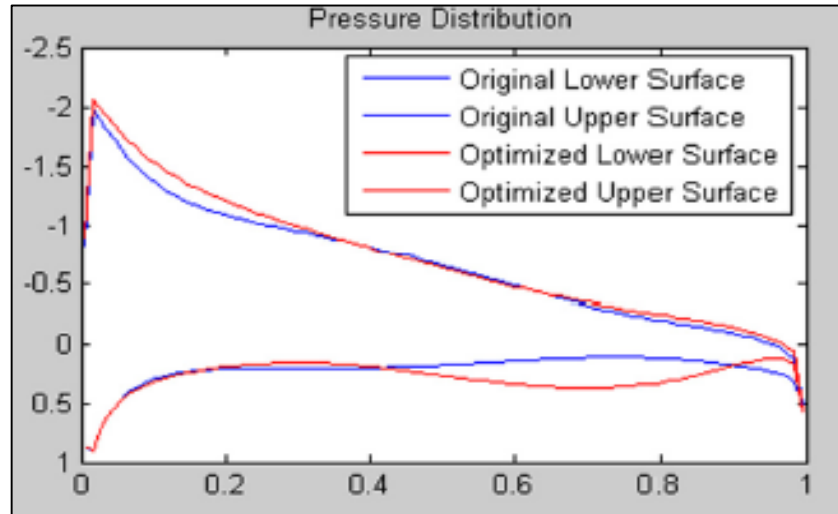


Para los tres casos de régimen de flujo, los perfiles NACA0018 estándar y modificado presentan las curvas con menor relación de sustentación-arrastre, teniendo valores y formas similares. Por su parte, El perfil E555 modificado es apreciablemente superado por el NACA2411 modificado. Sin embargo, en los demás casos presenta curvas con valores y rangos cercanos al perfil mencionado. Finalmente, el perfil NACA2411 modificado alcanza el valor máximo de  $Cl/Cd$  frente a los demás perfiles en todos los casos a un mismo ángulo de ataque o inclinación ( $\alpha=7^\circ$ ), con una ventaja considerable para el régimen de flujo del primer caso, además de presentar intervalos mayores o similares comparado con los otros perfiles, motivos por lo cual es seleccionado para implementarlo en los alabes de la turbina. Para una mayor confiabilidad a la simulación, se muestra a continuación la distribución de presión del perfil en el trabajo de Mukesh et al.,<sup>62</sup> y el generado en

<sup>62</sup> MUKESH. Op. cit., p. 195.

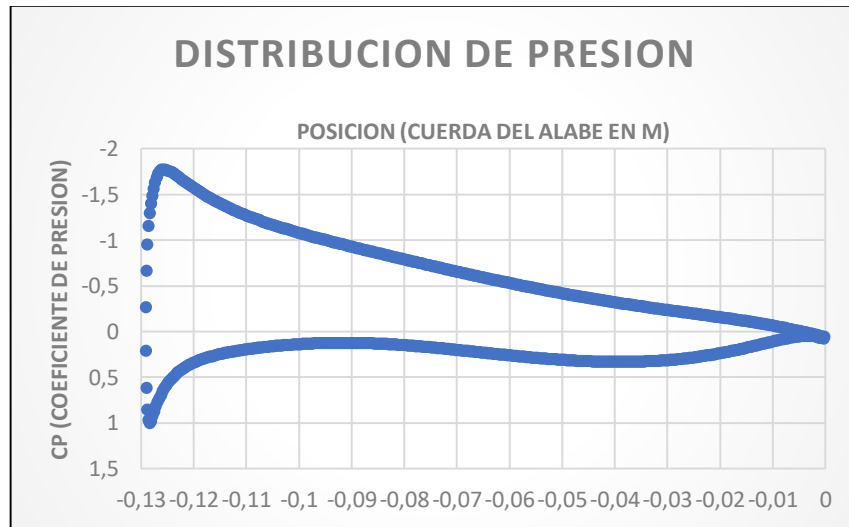
la simulación (ver Figura 54 y Figura 55), observando similitud en la gráfica, especialmente en la región cóncava que se forma en la superficie del intradós.

Figura 54. Grafica CP NACA2411 modificado, Mukesh R., et al.



Fuente: MUKESH, R.; LINGADURAI, K. y SELVAKUMAR, U. Airfoil shape optimization using non-traditional optimization technique and its validation. Journal of King Saud University – Engineering Sciences. 2014. Vol. 26, pp. 191-197.

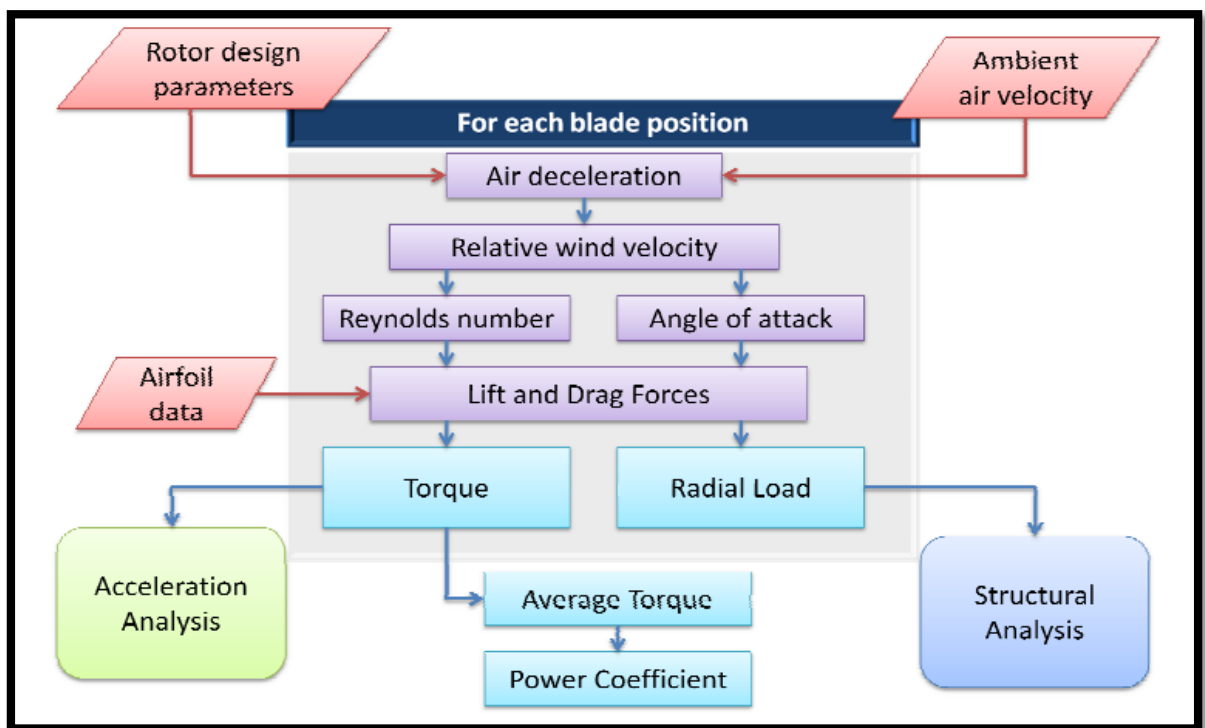
Figura 55. Grafica CP NACA 2411 modificado Autores



### 5.3 DOUBLE MULTIPLE STREAM

En la sección 4.9.5, se especificó la implementación del modelo Double Multiple Stream (D.M.S.) para el diseño y predicción del comportamiento de la turbina eólica en estudio, conveniente por su bajo costo computacional y aproximación a resultados experimentales. En la Figura 56, se puede observar un esquema general del modelo.

Figura 56. Esquema modelo D.M.S.



Fuente: CASTILLO, Javier. Small-scale vertical axis wind turbine design. Tesis de grado Ingeniero Aeronáutico. Pirkanmaa: Tampere University of Applied Sciences. Programa en Ingeniería Aeronáutica 2011. p. 29.

Dado que la determinación de los factores de interferencia, tanto en la zona aguas arriba (upstream) como aguas abajo (downstream), depende de un proceso iterativo, se hace uso del software MATLAB para su desarrollo, tomando como base

el programa utilizado por Castillo<sup>63</sup> (el código implementado se puede apreciar en el anexo B).

**5.3.1 Parámetros de entrada.** Como se observa en el esquema, el modelo requiere de unos parámetros de entrada, que corresponden a la geometría del rotor, aerodinámica de los alabes y condición de viento, por lo que es esencial definir cada uno de estos factores, los cuales aparecen en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de entrada DMS

Variable	Definición	Variable	Definición
$V_0$	Velocidad libre de viento	C	Cuerda del alabe
$\Omega$	Velocidad angular	L	Longitud del alabe
R	Radio del rotor	$\alpha_0$	Angulo de ataque inicial
N	Numero de alabes	Perfil NACA	Coefficientes de sustentación y arrastre

Conforme a los objetivos planteados, se determinó el diseño de una turbina eólica de eje vertical tipo Darrieus de alabes rectos, con la condición de que su área de barrido sea de  $1 \text{ m}^2$ . Ya que  $S = 2RL$ , se establece que el rotor tenga un radio de  $R = 0.5\text{m}$  y una longitud para los alabes de  $L = 1\text{m}$  inicialmente.

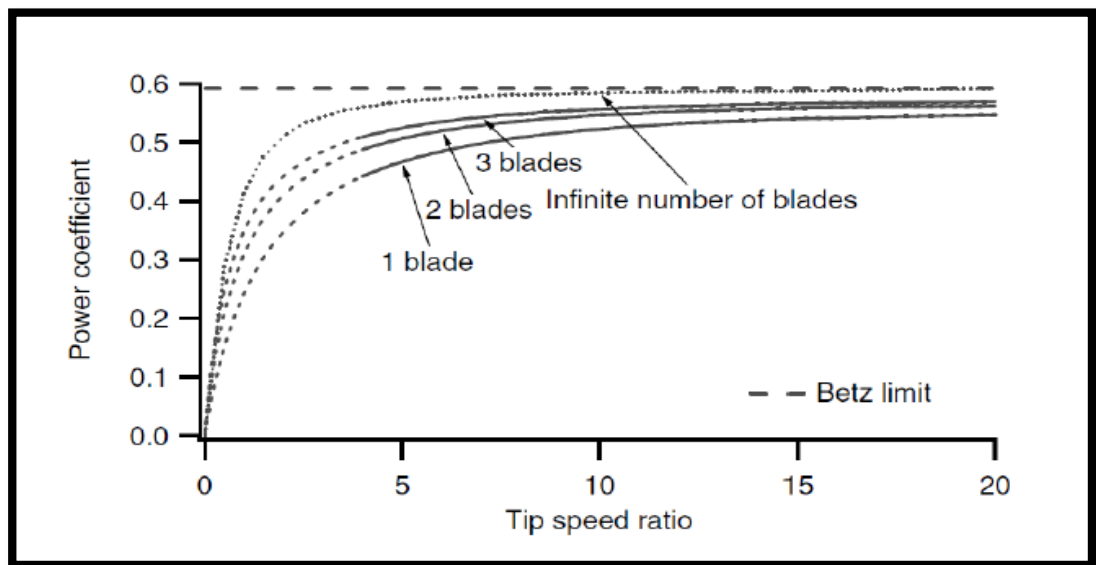
Se define un numero de alabes  $N = 3$ , para el rotor de la turbina, puesto que esta configuración ofrece un balance entre estabilidad, potencia y precio<sup>64</sup>. las turbinas bipala a pesar de ser más económicas, presentan una gran variación cíclica en magnitud y dirección de la fuerza neta en el rotor, debido a los efectos combinados

<sup>63</sup> CASTILLO. Op. cit., pp. 60-66.

<sup>64</sup> SUAU DE CASTRO. Op. cit., p.36

de sustentación y arrastre de cada uno de los alabes, lo cual se presenta más estable y reducido en aquellos rotores con tres alabes (ver anexo C). Por otra parte, en las turbinas monopala, es necesario de un contrapeso para el balance de masa del alabe, el cual generaría resistencia parasita<sup>65</sup>. Con referencia a un número de alabes mayor a tres, no hay un aumento significativo en la potencia, pero si en el precio<sup>66</sup>(ver Figura 57). Por último, los alabes se posicionarán perpendicularmente a los brazos radiales ( $\alpha_0 = 0^\circ$ ).

Figura 57. Variación del Cp respecto al número de alabes



Fuente: SUAU DE CASTRO, Miguel. Diseño y construcción de una mini-turbina eólica. Tesis de grado Ingeniería de la Energía. Madrid. Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela Técnica de ingenieros Industriales, 2014. p.37.

En el capítulo anterior, se observó que los alabes de una turbina eólica de eje vertical, se encuentran durante su recorrido, a diferentes velocidades flujo y un

<sup>65</sup> Kirke, B. Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications. PhD Thesis, Griffith University, Faculty of Engineering and Information Technology, School of Engineering, Australia. 1998, p. 26.

<sup>66</sup> SUAU DE CASTRO. Op. cit, p.36

amplio rango de ángulos de ataque  $\alpha$ , especialmente a bajos valores de TSR (ver figura). Por lo tanto, es preciso disponer de los coeficientes aerodinámicos bajo los diferentes valores de Re y  $\alpha$  que experimentan los alabes durante su operación. Sin embargo, el perfil seleccionado no es un perfil estándar, y aun así fuese el caso, en la literatura no se cuenta con los datos de CL y CD para todo el rango deseado. Ocasionalmente, es posible encontrar datos para Reynolds entre 100.000 y 300.000 con ángulos de ataque entre  $-5^\circ$  y  $15^\circ$ , los cuales no son suficientes<sup>67</sup>. Ante este inconveniente, se decide utilizar el software Q-blade, el cual, a partir de unos datos aerodinámicos iniciales (los cuales pueden ser importados, o en el caso, obtenidos del análisis realizado en el módulo “Xfoil Direct Analysis” del programa), se realiza una extensión de la graficas de CL y CD en el módulo “Polar Extrapolation” como se observa en la Figura 58. Se selecciona el método Montgomery para la extrapolación, el cual se recomienda en el manual Qblade<sup>68</sup>. Se recuerda que el perfil aerodinámico utilizado es el NACA2411 modificado seleccionado anteriormente. Adicionalmente, en la Figura 59, aparecen las curvas de rendimiento de la simulación realizada en ANSYS y la obtenida en Q-Blade para un Re= 100.000. las gráficas en general, muestran aproximación en sus resultados y forma. En las curvas de sustentación la etapa en la que el perfil alcanza su punto máximo y posteriormente entra en pérdida estática, se presenta en intervalos de  $\alpha$  similares, mostrando valores más altos por parte de ANSYS. Sin embargo, cabe resaltar que las gráficas coinciden en la sección donde la sustentación tiene un comportamiento lineal con respecto al ángulo de ataque. Por otro lado, el coeficiente de arrastre coincide en la mayoría del intervalo, empezando a divergir después de que el perfil ha entrado en pérdida (stall).

---

<sup>67</sup> MEJÍA DE ALBA, Manuel F.; GARCÍA FERNÁNDEZ, Luis E. y GUTIÉRREZ ALMONACID Mónica A. Metodología de obtención de los coeficientes de sustentación y arrastre para un rango amplio de números de Reynolds y ángulos de ataque para aplicaciones en turbinas eólicas. AVANCES Investigación en Ingeniería 13. 2011, p. 54.

<sup>68</sup> BARRAGAN CÓRTEZ, Juan M. Diseño y optimización de una mini-turbina eólica mediante técnicas numéricas. Tesis de grado Ingeniería Mecánica. Jaén. Universidad de Jaén. Departamento de Ingeniería Mecánica y Minera. 2015, p. 27.

Figura 58. Extrapolación de datos Q-Blade

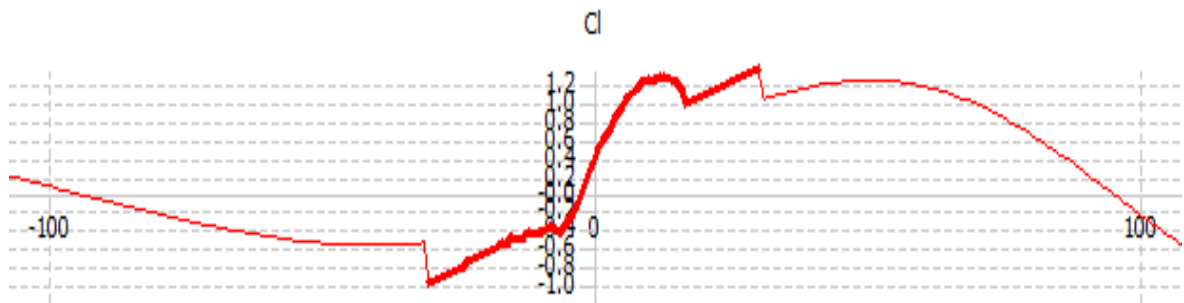
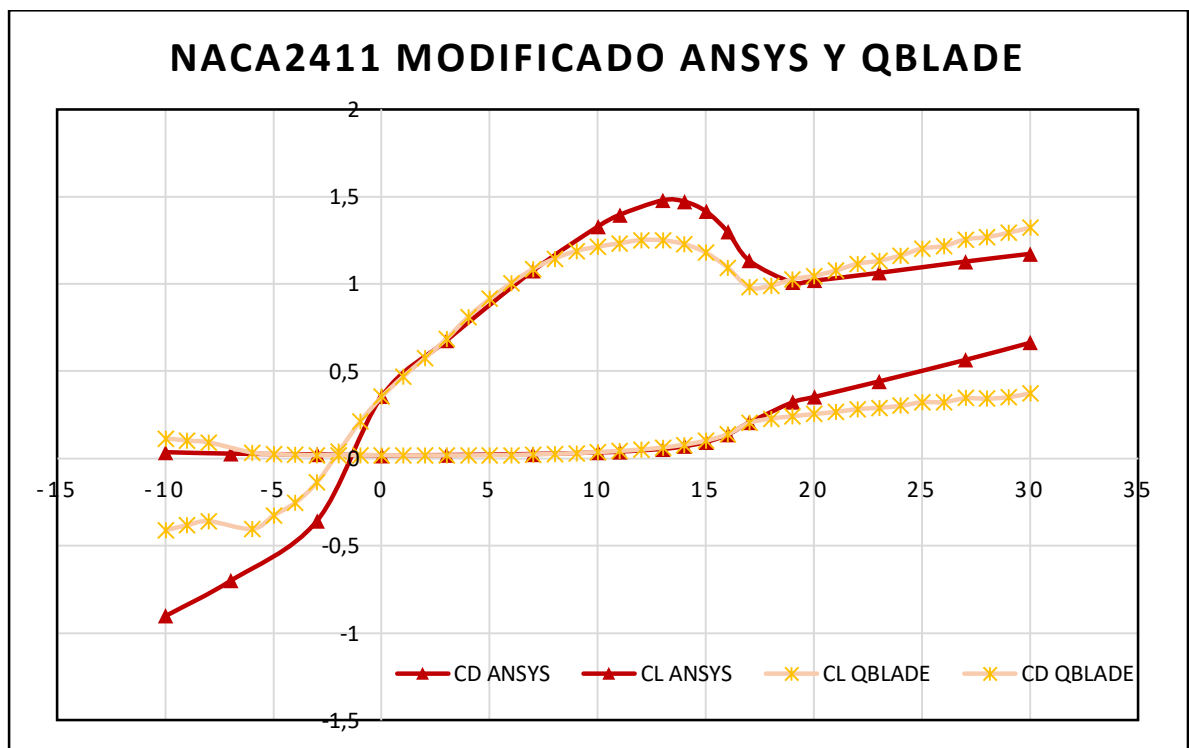


Figura 59. Comparación datos aerodinámicos ANSYS y Q-Blade

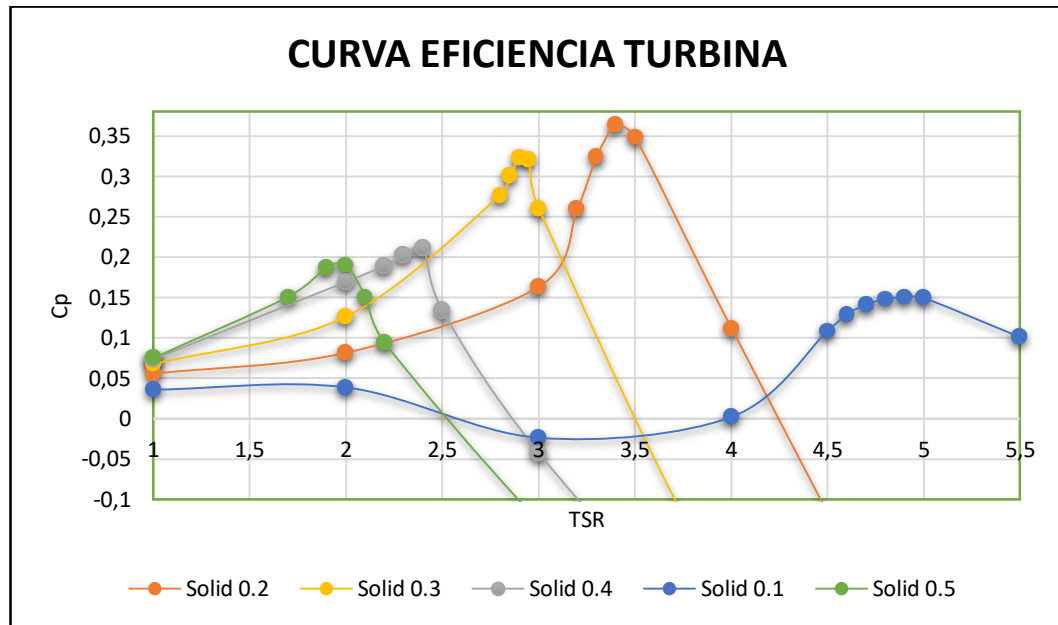


para determinar la dimensión de la cuerda del alabe y la velocidad de giro del rotor, se hace mención de dos parámetros adimensionales: la razón de velocidad tangencial o de punta (TSR) que relaciona la velocidad del alabe y la velocidad del

viento, y la solidez del rotor ( $\sigma$ ) que es la razón entre el área comprendido por los alabes de la turbina y el área de barrido del rotor (ver ecuaciones  $TSR = \lambda = \frac{R*\omega}{V_\infty} = \frac{Velocidad\ tangencial\ alabe}{Velocidad\ libre\ del\ viento}$  (14 y  $\sigma = \frac{Area\ de\ los\ alabes}{Area\ barrido\ rotor} = \frac{N*c*L}{2*R*L}$  (15). El desempeño de la turbina puede ser analizado a través de la variación del coeficiente de potencia en la gráfica de CP vs TSR. Sin embargo, esta se ve influenciada también por la solidez del rotor (ver sección 4.7.3), de manera que, se decide realizar varias pruebas modificando estos dos parámetros, con el fin de determinar las condiciones en las que se presenta el mejor rendimiento de la turbina y de manera implícita, la cuerda de alabe y velocidad de giro de rotor óptimos. Por último, en la sección anterior se definió la velocidad de diseño de la turbina, la cual corresponde a nuestra velocidad libre de viento, por lo tanto  $V_0 = 5.5$  m/s.

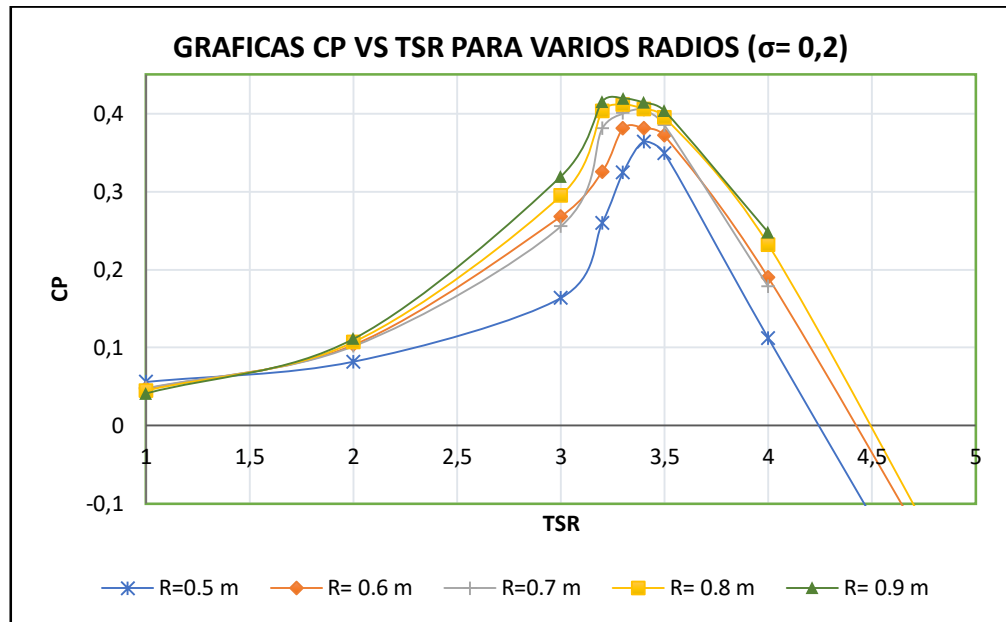
**5.3.2 Resultados D.M.S.** Se ejecuto el código basado en el modelo D.M.S., para un rango de TSR de 1 a 5 aproximadamente, evaluados a valores de solidez entre 0.1 y 0.5. las gráficas obtenidas se muestran en la Figura 60, donde se evidencia que el máximo coeficiente de potencia se consigue para una solidez de  $\sigma=0.2$ , a un TSR=3.4 aproximadamente.

Figura 60. Diagrama CP vs TSR a varios valores de solidez



Determinado la solidez del rotor donde alcanza el máximo coeficiente aerodinámico se realiza una variación en la dimensión del radio del rotor, manteniendo la solidez y el área de barrido constantes. Los resultados se muestran en la Figura 61, en el que se aprecia que el punto de máximo de eficiencia se alcanza a TSRs entre 3.3 y 3.4 conforme se varia la magnitud del radio.

Figura 61. Variación del radio para una solidez de 0.2



Se calcula la potencia generada para cada variación del radio a partir del torque promedio y la velocidad angular que se obtiene a partir del TSR, en el punto máximo de eficiencia:

$$\lambda = TSR = \frac{R * \omega}{V_0} \rightarrow \omega = \frac{TSR * V_0}{R} \quad (75)$$

Tabla 8. Potencia generada a varios R

SOLIDEZ ( $\sigma= 0,2$ )				
R [m]	TSR	T <sub>prom</sub> [N-m]	$\omega$ [rad/s]	P [W]
0,5	3,4	0,8092	37,4	30,26408
0,6	3,4	1,0171	31,17	31,70301
0,7	3,4	1,261	26,71	33,68131

0,8	3,3	1,5067	22,68	34,17196
0,9	3,3	1,729	20,16	34,85664

De acuerdo a la

Tabla 8 no hay un aumento en la potencia generada en los dos últimos casos para radios de 0.8 y 0.9m. para prevenir posibles problemas de flexión o desproporción entre el radio del rotor y el alabe. Se escoge la configuración para un radio de 0.6 m alcanzando una potencia de 31.7 W aproximadamente, para el cual se calcula la longitud y cuerda del alabe:

$$S = 2 * R * L = 1m^2 \rightarrow L \approx 0.834 m \quad (76)$$

$$\sigma = \frac{N * L * c}{S} = 0.2 \rightarrow c \approx 0.08 m \quad (77)$$

**5.3.3 Validación código.** Con el propósito de brindar soporte y fiabilidad a los resultados obtenidos, se llevó a cabo la ejecución del código bajo los parámetros fijados en el trabajo de Cáceres<sup>69</sup>. los resultados conseguidos por el código y los de Cáceres se muestran en la Figura 63 y Figura 62 respectivamente. Las gráficas presentan una forma similar y alcanzan un valor máximo cercano de CP=0.5 a valores de TSR entre 3.5 y 3.7. Sin embargo, la curva tiende a ser recta a TSRs bajos en el trabajo de Cáceres a comparación con los resultados obtenidos. Estas variaciones pueden deberse a los datos aerodinámicos utilizados en cada uno.

---

<sup>69</sup> CÁCERES. Op. cit., p.28

Figura 62. Resultados DMS por Cáceres

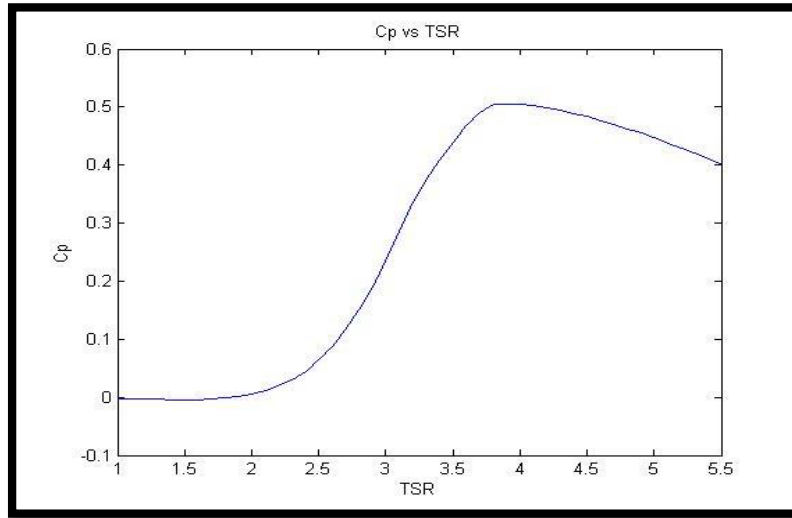
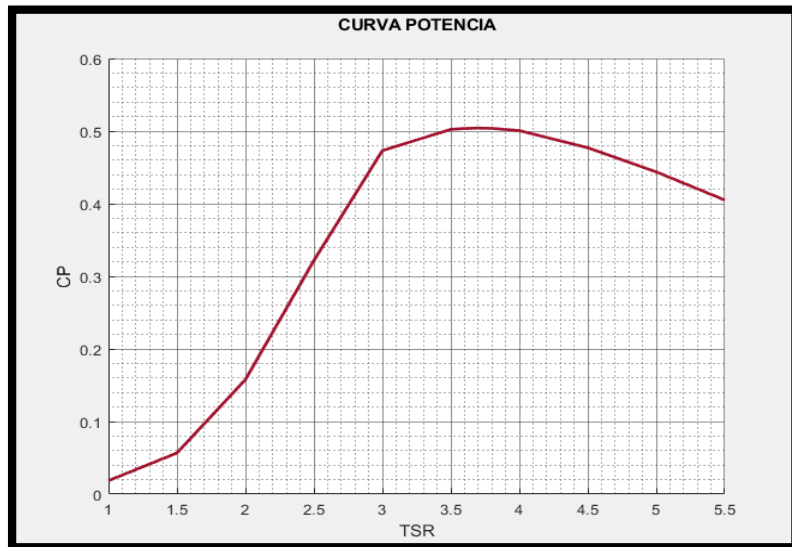


Figura 63. Resultado Autores



Finalmente, la Tabla 9, presenta un resumen de las características geométricas y de operación para la configuración del rotor seleccionada.

Tabla 9. Resumen parámetros de la turbina

GEOMETRÍA DEL ROTOR			CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Definición	Símbolo	Magnitud	Definición	Símbolo	Magnitud
Área de barrido	S	1 m <sup>2</sup>	Velocidad de diseño	V <sub>0</sub>	5,5 m/s
Solidez rotor	$\sigma$	0,2	Eficiencia máxima	CP <sub>max</sub>	0,381
Radio	R	0,6 m	TSR	$\lambda$	3,4
Longitud alabe	L	0,834 m	Torque promedio	T <sub>prom</sub>	1,017 N-m
cuerda del alabe	C	0,08 m	Velocidad angular	$\omega$	31,17 rad/s
razón de aspecto	L/R	1,39	Potencia máxima	P <sub>max</sub>	31.7 W
Número alabes	N	3			

#### 5.4 DISEÑO DE DETALLE

En este apartado se mostrará todo lo relacionado con el diseño del prototipo, se darán especificaciones más a fondo de las partes o conjuntos de partes más importantes para el buen funcionamiento de la turbina a la hora de llevarla a la construcción y posteriormente a las pruebas de campo.

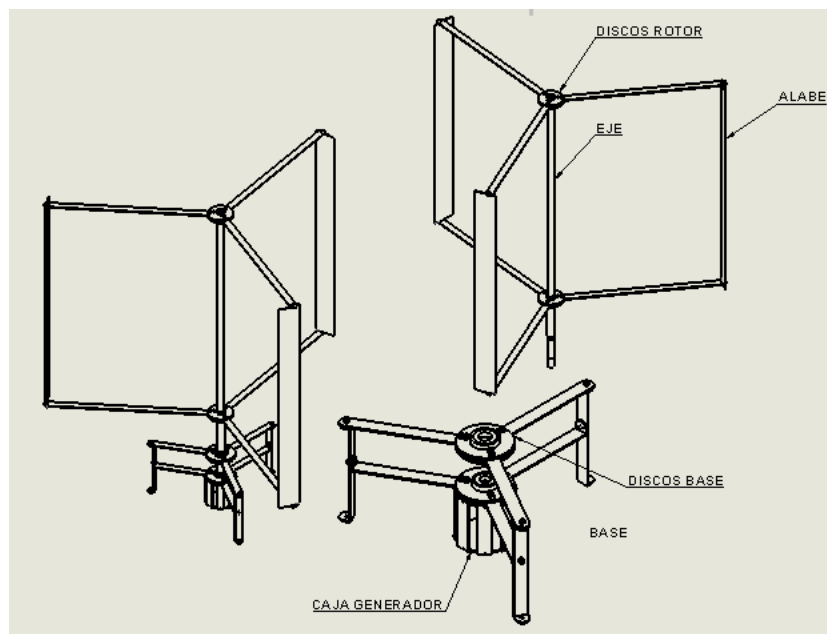
El prototipo que se va a diseñar es de turbina eólica de eje vertical de alabes planos (también llamada tipo H). Se tuvieron en cuenta principalmente los siguientes requerimientos para este diseño:

- El área de barrido de la turbina es de un metro cuadrado (1m<sup>2</sup>), es decir, el radio de la turbina es de 0,6m y la altura del alabe es de 0,84m, así como la cuerda del alabe la cuerda de 8cm.
- Los materiales usados deben ser de fácil adquisición y económicos. También deben ser rígidos para soportar las cargas a las que son sometidos por la

velocidad del viento, aunque las fuerzas aplicadas en general no supera los 200N, debe ofrecer estabilidad por los ambientes a los que puede estar sometida.

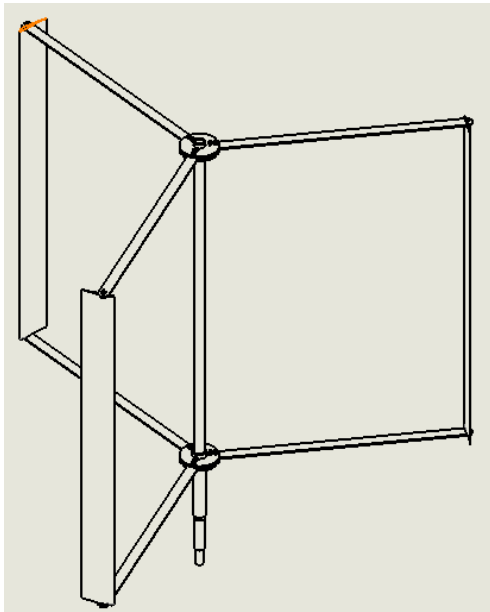
- Se debe tener en cuenta el proceso de construcción y ensamble para cada una de las piezas.
- Debe ser fácilmente transportable y de fácil mantenimiento, ya que esto ayuda en la reducción de costos.

Figura 64. Componentes principales turbina



**5.4.1 Rotor.** Es el sistema que recibe la fuerza ejercida por el viento y la convierte en rotación para que a su vez esta se convierta en energía eléctrica mediante el generador.

Figura 65. Ensamble rotor



**5.4.2 Eje.** El eje es uno de los elementos más importantes de la turbina, este recibe las cargas que le son transmitidas por los brazos que a su vez reciben las fuerzas transmitidas por los alabes. Estas fuerzas están variando constantemente, así como su dirección. Con las medidas calculadas para los alabes y dimensiones del rotor ya que mantiene una proporción geométrica, y los materiales y rodamientos se consiguen fácilmente en el mercado.

Debido a la longitud de los alabes (0,84m), es necesario que los alabes estén soportados en dos puntos, y a su vez por los brazos, acoplados a los platos, y estos finalmente acoplados al eje, esto para darle más estabilidad al alabe y evitar en cierta medida la flexión del alabe. Para darle más estabilidad y generar un mejor soporte este eje va acoplado en la parte inferior en 2 puntos a la base. Las especificaciones geométricas de la pieza se encuentran en el anexo I.

Para facilidad de cálculos y evitar someter el eje a carga combinada, se asume un eje estacionario, es decir, se asume que el eje no está rotando y le son aplicadas la

fuerzas en una sola dirección en dos puntos, para este análisis, se tomó la fuerza máxima que se podría generar, que es de 173 N, esta fuerza es la resultante que ofrecen las 3 palas, para un determinado punto, en este caso como nos interesa solo la resultante, los ángulos para cada una de las palas fueron respectivamente 0°, 120° y 240°. Esta se generó teniendo en cuenta la velocidad de 11m/s, un TSR=5, y esta fuerza fue aplicada en los puntos donde van acoplados los brazos. Con la ayuda de Solidworks se simula el eje, y se hace un análisis de fatiga (vida infinita), en la

Figura 66,

Figura 67 y

*Figura 68*, se muestran estas simulaciones.

Figura 66. Distribución de Esfuerzos

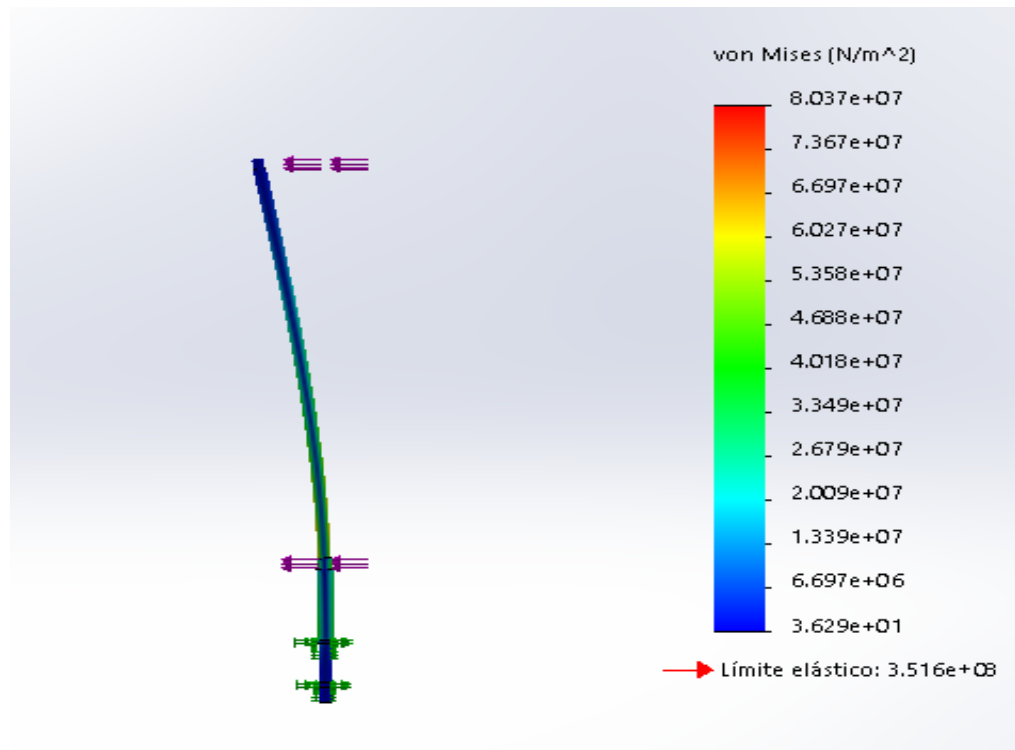
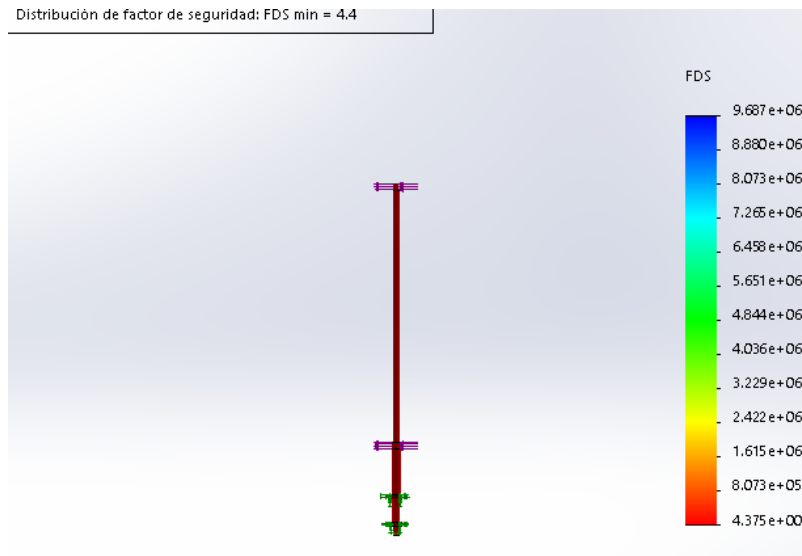


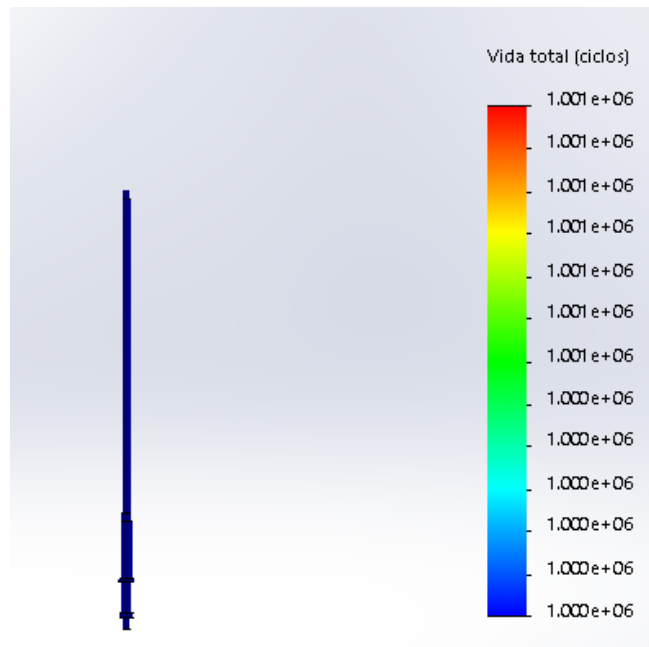
Figura 67. Factor de seguridad eje



En la

Figura 66. se observa que limite elástico del ACERO 1020 ( $3.516 \times 10^8$ ) está muy por encima del esfuerzo máximo presentado en el eje ( $8.037 \times 10^7$ ) y esto lo comprobamos en la Figura 67, con el factor de seguridad.

Figura 68 Simulación fatiga eje



En la

*Figura 68.* podemos observar el análisis de fatiga, donde muestra que la pieza empezará a fallar a los  $10e6$  ciclos, que es valor muy alto, es decir, la pieza según las condiciones dadas no fallará por fatiga.

**5.4.3 Brazos.** Esta pieza es de suma importancia en la estructura de la turbina, ya que es la encargada de transmitir las fuerzas desde los alabes hasta el eje, y está sometido a diferentes tipos de carga por las variaciones que puede tener la dirección del viento. Se escogió para esta pieza una platina de 1" de ancho por 1/8" de espesor de acero AISI 1020, por su bajo costo y la dimensión de platina es comercial, lo que la hace más económica. Su espesor bajo también evita que la pieza genere grandes fuerzas de arrastre extras que disminuyan la eficiencia de la turbina. Las especificaciones geométricas de la pieza se encuentran en el anexo I.

Los 3 brazos de la parte superior van conectados al eje mediante unos discos como se muestra en la Figura 69., estos van asegurado con dos pernos cada uno, y se

une a al alabe mediante un perno. Estos pernos son pernos 1/4" x 1/2" de rosca ordinaria grado 5.

Figura 69. Ensamble brazos-discos

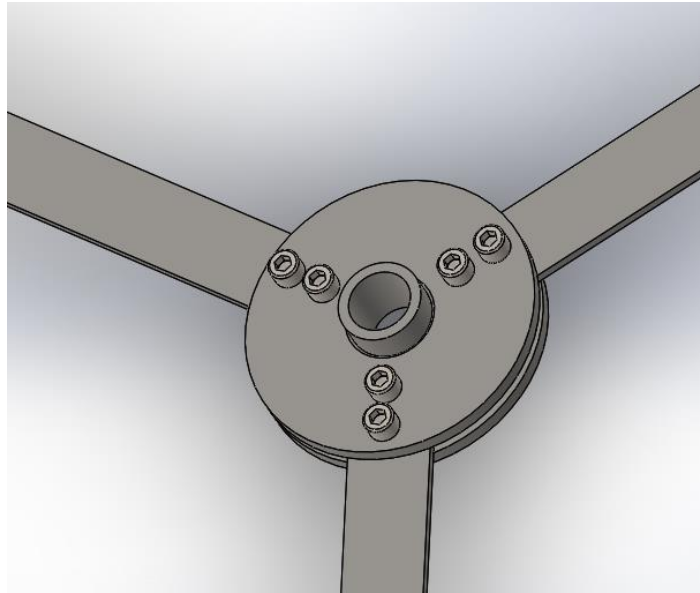
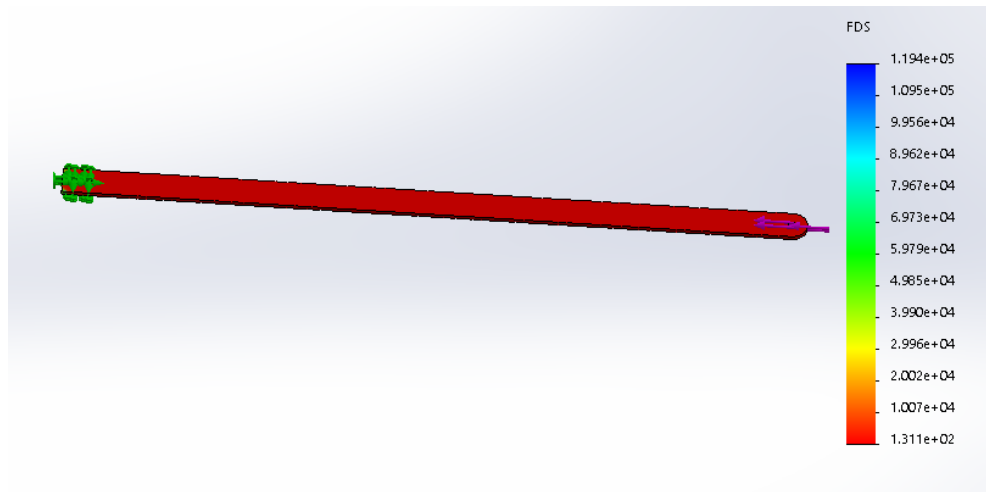


Figura 70. Simulación brazo con carga crítica



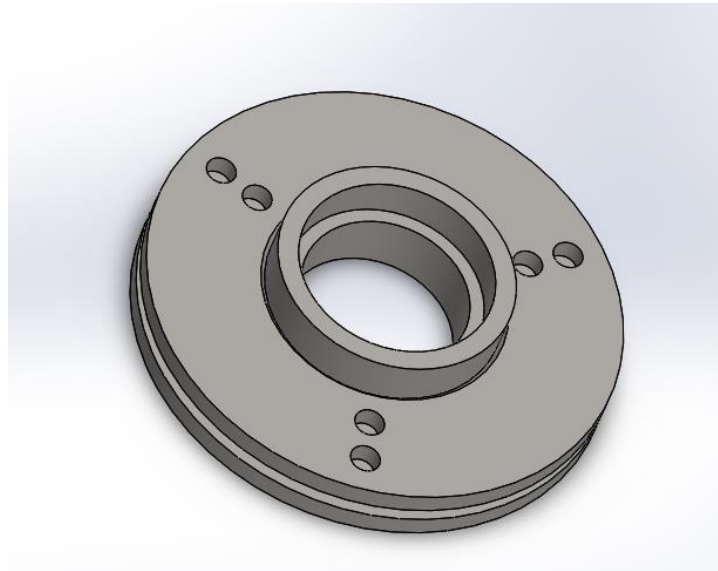
Para el análisis de esfuerzos y su comportamiento frente a las cargas, se usa Solidworks, para una carga crítica según las condiciones de viento la máxima velocidad que se podría presentar en el lugar es de 11m/s, tomando también un

TSR=5, la fuerza crítica es de 79 N, que es a la que está expuesta en la simulación. En la Figura 70. se puede observar como el factor mínimo de seguridad es alto y se presenta en los bordes que van conectados a los discos.

A pesar de que los brazos de la parte superior del rotor tienen una ligera diferencia en cuanto a longitud con los brazos de la parte inferior, esto no hace cambios significativos en los análisis.

**5.4.4 Discos soporte.** Estos discos se usaron tanto en la parte superior del rotor (2) como en la parte inferior, es decir, la base (2), así como 2 de estas piezas en la parte de la base. Para esta pieza se usó el mismo acero AISI 1020, por fácil adquisición y rigidez. Esta configuración se realizó con dos agujeros para ensamblar los brazos, para evitar que la pieza se deslice entre los platos. Esta pieza consta de 2 platos exactamente iguales, que van soldados a un cuerpo principal, que es un pequeño tubo, entre estos dos platos los brazos van asegurados con pernos. En la *Figura 71.* se muestra cómo se deja el chaflán para la soldadura, esto tanto para el plato superior como el inferior. Las especificaciones geométricas se encuentran en el anexo I.

Figura 71. Discos soporte



**5.4.5 Selección de rodamientos.** Es de suma importancia los rodamientos en este tipo de máquinas, porque tiene piezas rotativas y aunque las fuerzas a las que está sometida la turbina no son muy grandes comparadas con turbinas eólicas para gran potencia, se debe escoger rodamientos que permitan un buen funcionamiento y que sean económicos.

Figura 72. Tipos y características de los rodamientos SKF

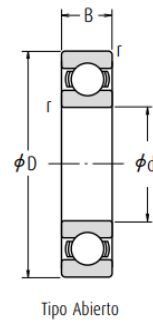
Tipos de Rodamiento		Rodamientos Rígidos de Bolas de una Hilera	Rodamientos para Magnetos	Rodamientos de Bolas de Contacto Angular	Rodamientos de Bolas de Contacto Angular de Hilera Doble	Rodamientos de Bolas de Contacto Angular Duplex	Rodamientos de Bolas de Cuatro Puntos de Contacto	Rodamientos de Bolas Autoalin-eantes	Rodamientos de Rodillos Cilíndricos	Rodamientos de Rodillos Cilíndricos de Doble Hilera	Rodamientos de Rodillos Cilíndricos con una Sola Guía Lateral
Características											
Capacidad de Carga	Cargas radiales										
	Cargas axiales										
	Cargas combinadas										
Alta Velocidad											
Alta Precisión											

Fuente: SKF. [Sitio web]. Catalogo rodamientos 2018. [Consulta: 10 de agosto 2020]. Disponible en: [https://suministrointec.com/catalogos/2019/nsk/NSK\\_catalogo\\_rodamientos\\_2018.pdf](https://suministrointec.com/catalogos/2019/nsk/NSK_catalogo_rodamientos_2018.pdf).

Debido a que las fuerzas presentadas no son muy altas, incluyendo la fuerza axial, que es el peso del conjunto rotor, se escoge el “rodamiento rígido de bolas de una hilera”, esto también debido a su bajo costo.

El rodamiento seleccionado fue el mostrado en la *Figura 73.*, la carga crítica a la que estará sometido el rodamiento es de 830N, esta carga es muy pequeña en comparación la carga crítica del rodamiento. Las demás especificaciones se mostrarán en el anexo H.

Figura 73. Selección de rodamientos catalogo SKF

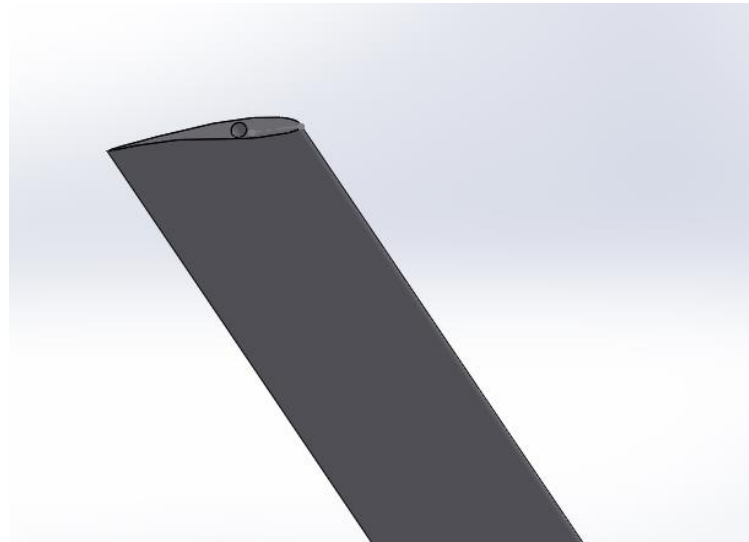


Dimensiones (mm)			
d	D	B	r min.
20	32	7	0,3
	37	9	0,3
	42	8	0,3
	42	12	0,6
	42	12	0,6
	47	14	1
	47	14	1,0

Fuente: SKF. [Sitio web]. Catalogo rodamientos 2018. [Consulta: 10 de agosto 2020]. Disponible en: [https://suministointec.com/catalogos/2019/nsk/NSK\\_catalogo\\_rodamientos\\_2018.pdf](https://suministointec.com/catalogos/2019/nsk/NSK_catalogo_rodamientos_2018.pdf).

**5.4.6 Alabes.** Como ya se mostró en capítulos anteriores el perfil del alabe seleccionado es el 2411 modificado, y este es el que se usará para la construcción de la turbina. Debido a su bajo costo y buena rigidez para la aplicación usada, se escogió hacerlo mediante una impresora 3D, por esto el material se usará es PLA (ácido poliláctico). En la parte superior e inferior se encuentra el agujero donde por medio de un perno va unido al brazo del rotor. Para la fabricación de la pieza se podría no hacer maciza, esto debido a que a las facilidades que ofrece la impresión 3D, pero debido a la esbeltez del perfil, se recomienda ser completamente macizo, aunque esto aumentará el costo. Las especificaciones geométricas se encuentran en el anexo I.

Figura 74. Alabe NACA2411 modificado



**5.4.7 Estructura o base.** Para el diseño de la base se tuvo en cuenta que fuera una base de fácil transporte, fácil mantenimiento, pero que ofreciera un soporte óptimo, por esto se decidió que estuviera apoyado en dos puntos el rotor, para darle mayor estabilidad al prototipo. Se decidió dejar los 2 puntos de apoyo del rotor en la parte inferior para evitar interferencia de esta estructura con el flujo de aire.

Figura 75. Ensamble base-soporte

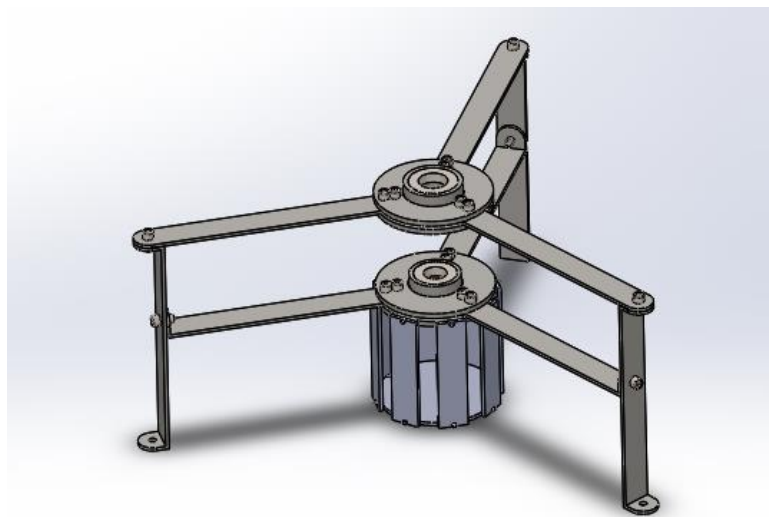
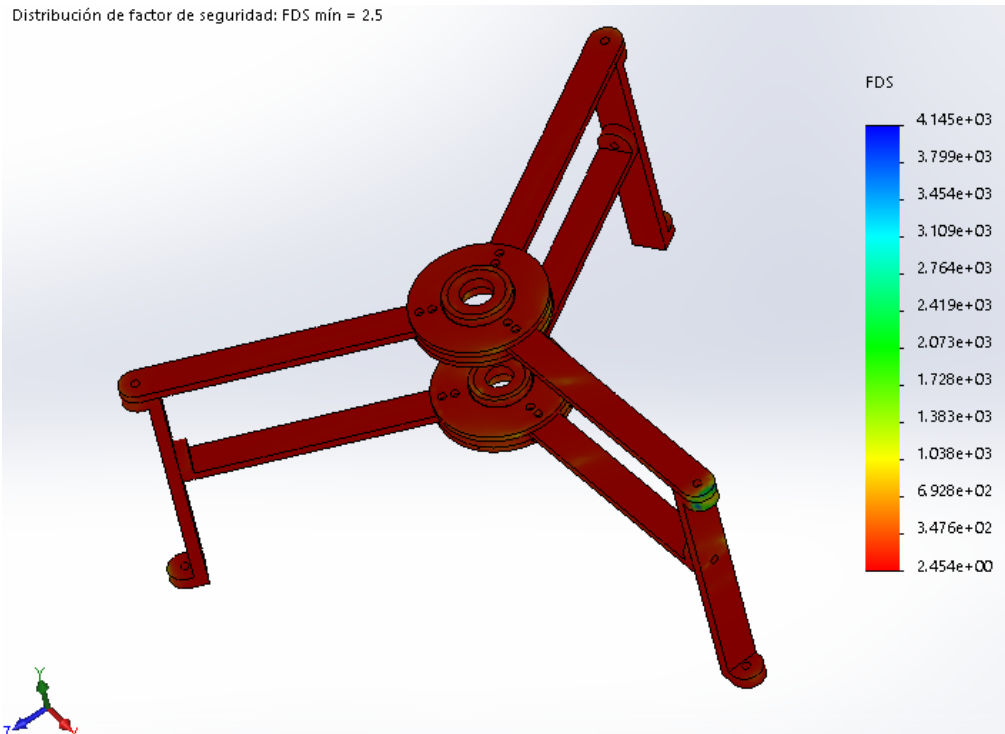


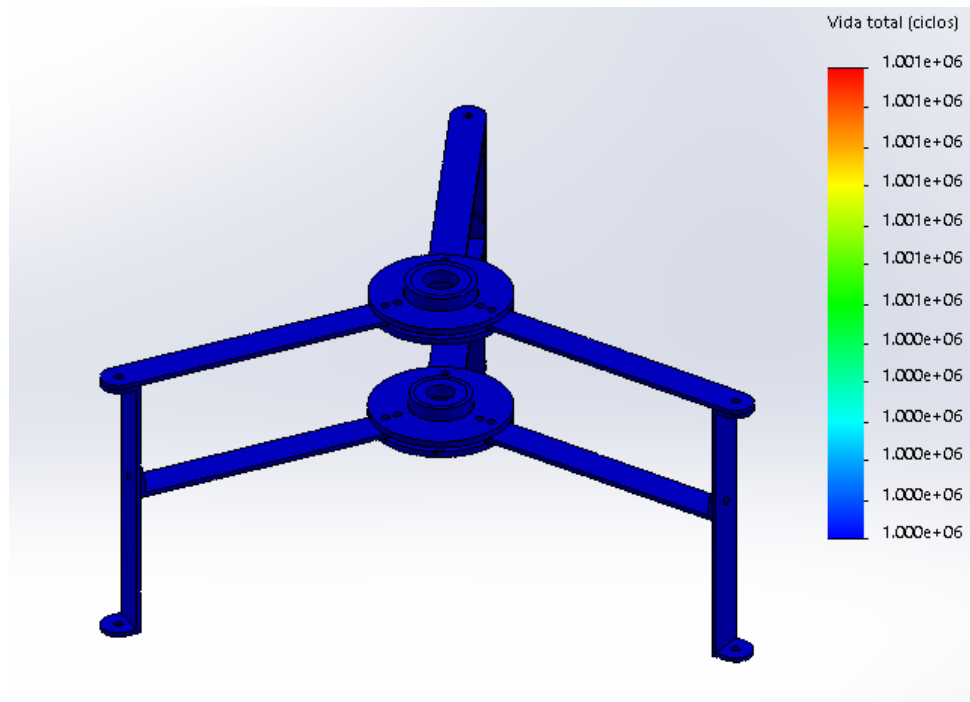
Figura 76. Factor de seguridad ensamble base



El esfuerzo máximo lo presenta la estructura en la parte inferior de los soportes verticales, y es de  $8.043e07$  y el módulo elástico del material AISI 1020 es  $3.516e08$ , es decir que la estructura soporta las cargas aplicadas, donde se le aplicaron las fuerzas para la carga crítica que soporta el eje de 173 N.

Como se puede observar en la Figura 77. la estructura no fallará por fatiga. Todas las uniones van con pernos de acero  $1/4"$  x  $1/2"$  de rosca ordinaria grado 5. Todas las láminas son de acero AISI 1020 y de  $1"$  de ancho por  $1/4"$  de espesor, todo esto se escogió por ser un material y dimensiones comerciales. Los discos son del mismo material y tienen las especificaciones que ya se mencionaron para el rotor. Las especificaciones geométricas se encuentran en el anexo I.

Figura 77. Simulación por fatiga para base-soporte

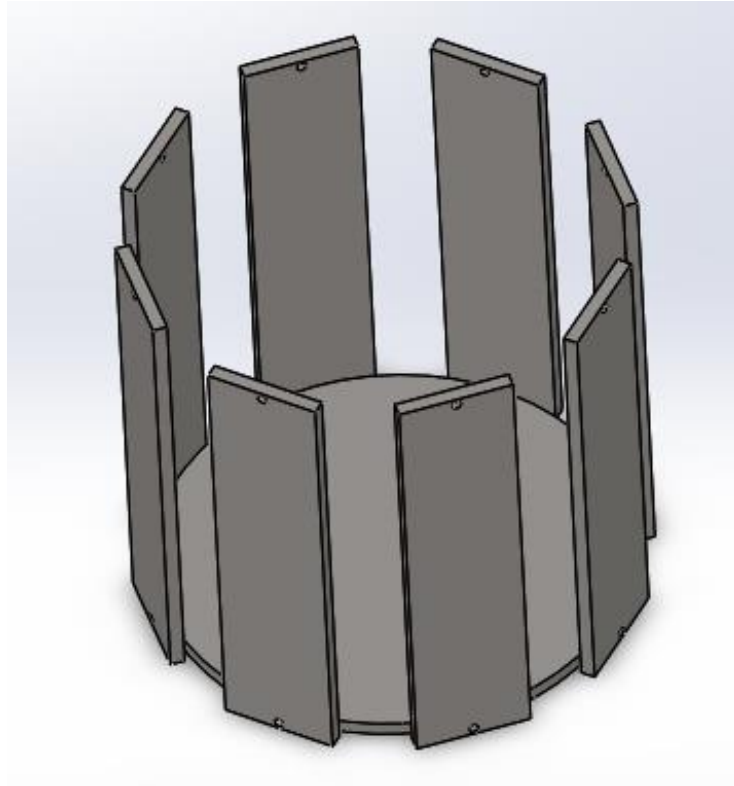


**5.4.8 Generador.** Actualmente hay una gran variedad de generadores, dependerá de aspectos como la potencia nominal y los rpm. Los costos podrían variar entre 200mil pesos y los 4 millones de pesos colombianos. Debido a que lo que se busca es disminuir los costos, hay diferentes motores que podemos encontrar en nuestra vida cotidiana, como motores de ventiladores de techo (más de 50w), de lavadoras (35w-45w), motores paso a paso de impresoras (más de 5w), motores de patinetas eléctricas (estos ya manejan potencias alrededor de 350w o más) o realizar la propia construcción con materiales sencillos. Por este motivo se recomienda usar estos generadores, que para la potencia nominal (44w) se pueden ajustar aumentando la relación potencia-costo.

Para la ubicación de este generador se deja en la parte inferior de la base una caja desarmable como se muestra en la

*Figura 78*, se realizó de esta manera para evitar el calentamiento del generador.

Figura 78. Caja generador



## **5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **5.5.1 Presupuesto**

Este presupuesto podría tener variaciones a la hora de la construcción del prototipo por factores como la mano de obra, materiales y generador.

Tabla 10. Presupuesto

PRESUPUESTO					
MATERIALES					
ELEMENTO	ESPECIFICACIONES GENERALES	MATERIAL	PRECIO UNIDAD(\$)	CANTIDAD	PRECIO TOTAL(\$)
EJE	DIAMETRO 1 1/8"	AISI 1020	38000	1	38000
ALABE	IMPRESORA 3D(cuerda 8cm)	PLA	117.000	3	351000
DISCOS PARA SOPORTE	3.5" de diametro	AISI 1020	3500	8	28000
EJE PRINCIPAL DISCOS	1 1/4" de diametro	AISI 1020	1700	4	6800
PLATINAS ROTOR	1" de ancho x 1/8" de espesor	AISI 1020	3000	6	18000
PLATINAS BASE	1" de ancho x 1/4" de espesor	AISI 1020	4000	9	36000
TORNILLOS	1/4 " de diametro 1/2" de largo	ACERO GRADO 5	105	39	4095
TORNILLOS PARA CAJA	M2X6	ACERO GRADO 5	50	16	800
RODAMIENTO SUPERIOR	diametro interno 20 mm	ACERO ALEADO	10000	1	10000
RODAMIENTO INFERIOR	diametro interno 25 mm	ACERO ALEADO	12000	1	12000
GENERADOR	motor de ventilador de techo		80000	1	80000
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>584695</b>
OTROS					
MANO DE OBRA					800000
ALIMENTACION, TRANSPORTE Y OTROS GASTOS					200000
IMPREVISTOS					150000
				<b>TOTAL</b>	<b>1734695</b>

## 5.5.2 Análisis con una turbina comercial

**5.5.2.1 Especificaciones generales del prototipo.** Analizando las especificaciones generales, el prototipo de turbina diseñada maneja similares dimensiones a la mostrada en la Tabla 11, y aunque la turbina comercial maneja mejor balance potencia-costos, teniendo en cuenta que la velocidad nominal determinada para el prototipo es 5,5m/s. El prototipo diseñado podría bajar significativamente la mano de obra y otros aspectos como los materiales y el proceso de fabricación, mejorando esta relación.

Figura 79. Esquema ensamble final turbina

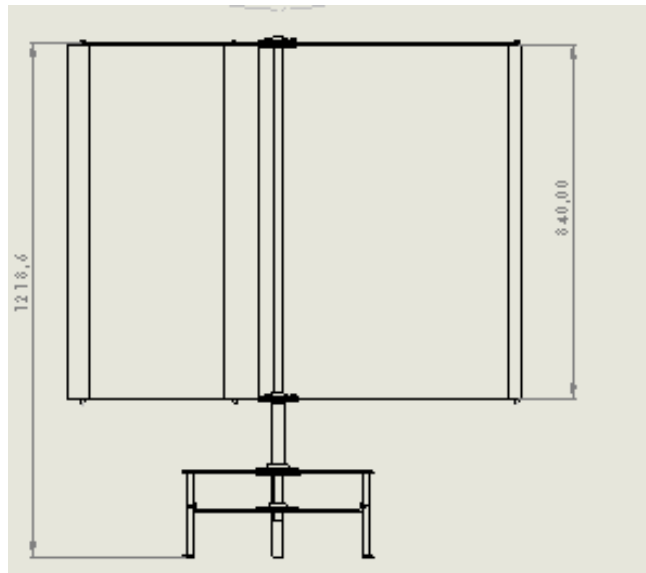
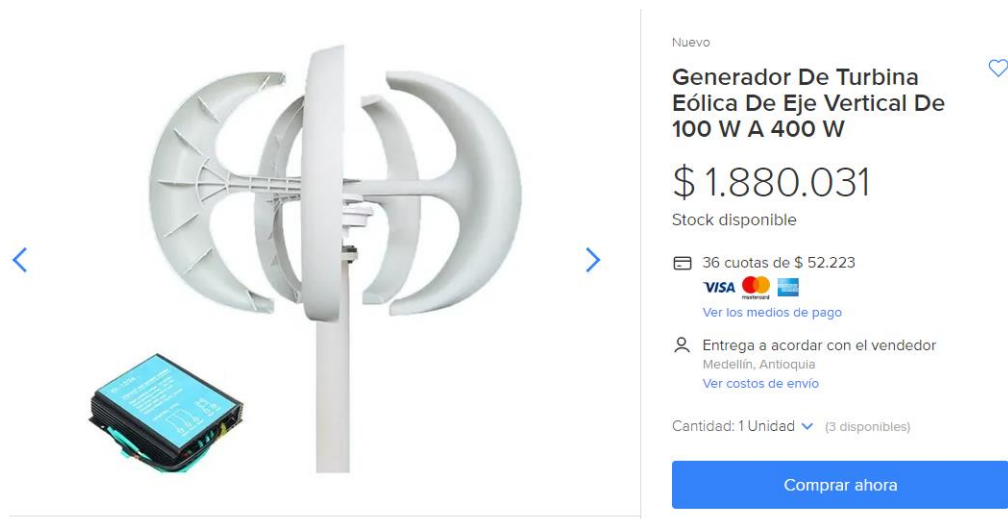


Tabla 11. Especificaciones generales prototipo

NOMBRE	ESPECIFICACIÓN
PRINCIPIO DE OPERACIÓN	FUERZA DE SUSTENTACIÓN
DIMENSIONES DEL ROTOR	0,6 x 0,84 m
PESO	13 kg
NÚMERO DE ALABES	3
SOLIDEZ DEL ROTOR	0,2
VELOCIDAD DEL VIENTO NOMINAL	5,5 m/s
VELOCIDAD DEL VIENTO CRITICA	11 m/s
POTENCIA NOMINAL	31.7 W

**5.5.2.2 Turbina comercial.** Primero se busca una turbina comercial que sea del mismo tipo, de eje vertical de palas planas, y que maneje un rango de potencia y rpm similares, esto con el fin de evaluar exclusivamente el factor económico.

Figura 80. Turbina eólica eje vertical mercado libre



Fuente: Mercado libre. [Sitio web]. Generador de turbina eólica de eje vertical de 100w a 400w. [Consulta: 10 julio 2020]. Disponible en: [https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-571195555-generador-de-turbina-eolica-de-eje-vertical-de-100-w-a-400-w-\\_JM?quantity=1#position=22&type=item&tracking\\_id=10974541-767e-4917-9870-d8942583e2dd](https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-571195555-generador-de-turbina-eolica-de-eje-vertical-de-100-w-a-400-w-_JM?quantity=1#position=22&type=item&tracking_id=10974541-767e-4917-9870-d8942583e2dd)

Figura 81. Especificaciones turbina eólica mercado libre

Especificación:
Material:
Material de la hoja: fibra de nylon
Color blanco
Talla:
Longitud de la hoja: 600 mm
Diámetro de la rueda del viento: 900 mm
Peso: 12967g
Potencia nominal: 100 W / 200 W / 300 W / 400 W
Hacer alta potencia: 420 W
Tensión nominal: 12/24 V
Velocidad de viento inicial: 1.5m / s
Velocidad nominal del viento: 12 m /s
Velocidad segura del viento: 45 m / s
Número de hojas: 5 piezas
Método de frenado: electromagnético
Ajuste de la dirección del viento: ajuste automático del viento.
Energía eólica y tipo: generador síncrono de imán permanente de CA trifásico
Temperatura de funcionamiento: -40 Grados C a 80 Grados C

Fuente: Mercado libre. [Sitio web]. Generador de turbina eólica de eje vertical de 100w a 400w. [Consulta: 10 julio 2020]. Disponible en: [https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-571195555-generador-de-turbina-eolica-de-eje-vertical-de-100-w-a-400-w-\\_JM?quantity=1#position=22&type=item&tracking\\_id=10974541-767e-4917-9870-d8942583e2dd](https://articulo.mercadolibre.com.co/MCO-571195555-generador-de-turbina-eolica-de-eje-vertical-de-100-w-a-400-w-_JM?quantity=1#position=22&type=item&tracking_id=10974541-767e-4917-9870-d8942583e2dd)

Analizando los costos, se puede ver que manejan precios similares, y aunque la turbina comercial maneja potencias por encima de 100 W, también la velocidad nominal usada es de más del doble de la velocidad nominal usada en este trabajo, esto altera las condiciones, incluyendo claramente la potencia. También como se mencionó se puede reducir en costos para el prototipo diseñado a la hora de la construcción de esta mejorando la relación potencia-costos.

**5.5.3 Retorno de la inversión.** A continuación, se analiza la implementación de la turbina diseñada y tasa de retorno:

- Potencial nominal= 31.7 w
- Tiempo de trabajo diario (en horas) =12h

$$kwh(kilovatio hora) = 31.7 \times 12 = 380 wh = 0,38 kwh \quad (78)$$

El kilovatio en la Electrificadora de Santander 584 \$/kwh, si este valor se multiplica por la energía que se produce en el día. Tenemos:

$$584 \times 0,48 = 222 \$/día \quad (79)$$

Este sería el ahorro diario de energía que se tendría. Anualmente (365 días) sería

$$222 \times 365 = 81030 \$/año \quad (80)$$

El ultimo valor representa el ahorro que se tendría anual. Asumiendo un aumento anual del kwh de 5%, el retorno de la inversión para este prototipo sería de alrededor de 15 años, lo cual no es un factor atractivo, hablando del retorno de la inversión específicamente. Pero esta opción es viable, en casos donde no llega la energía eléctrica, debido a que llevar energía proveniente de una electrificadora a un lugar alejado por ejemplo a una finca, está por encima de los 30 millones de pesos colombianos. En estos casos donde la inversión para tener luz del sistema eléctrico colombiano es muy elevada, esta opción es viable que podría solventar algunas necesidades básicas para una vivienda rural.

**5.5.3.1 Análisis para una turbina de mayor escala.** En el siguiente análisis se comparará el prototipo diseñado en este proyecto con una turbina a mayor escala. Esto para evaluar si es más viable construir un prototipo de mayores dimensiones evaluando la potencia y los costos. Para esto se define el área de barrido de este nuevo prototipo con el fin de generar una potencia de 100 W.

$$P_{real} = P_{util} * \eta_{caja} * \eta_{gen} = P_{disp} * Cp * \eta_{caja} * \eta_{gen} = 100 W \quad (81)$$

Donde  $\eta_{caja}$  y  $\eta_{gen}$  son las eficiencias de la caja de transmisión y el generador respectivamente, cuyos valores asumidos son 0.8 y 0.98. despejando  $P_{disp}$ , se obtiene:

$$P_{disp} = \frac{P_{real}}{Cp * \eta_{caja} * \eta_{gen}} = 334.78 W \quad (82)$$

Teniendo en la cuenta la ecuación 11, se despeja el área de barrido:

$$A_B = \frac{P_{disp}}{\frac{1}{2} * \rho * V_o^3} \approx 4 m^2 \quad (83)$$

Donde  $\rho$  y  $V_o$  es la densidad del aire y la velocidad de diseño respectivamente. teniendo el área necesaria se calcula el radio del rotor:

$$A_B = 2 * R * L \rightarrow \frac{L}{R} \approx 1.39$$

$$R = 1.19 m \quad (84) \quad L = 1.66 m \quad (85)$$

Por último, se obtiene la cuerda del alabe con base a la solidez del rotor:

$$\sigma = 0.2 = \frac{N * c * L}{A_B}$$

$$c \approx 0.16 m \quad (86)$$

Según lo anterior se obtiene que, el radio de la turbina nueva es de 1.19 m y una longitud de alabe 1,66 m. Para analizar la viabilidad económica de este nuevo prototipo, se tuvo en cuenta lo siguiente:

- El costo de la mano de obra no tendrá ningún aumento.
- Se usará el mismo generador.

En cuanto a materiales, se estimó un aumento alrededor de 300mil pesos colombianos, esto quiere decir, que el costo del nuevo prototipo es cercano a los 2 millones de pesos colombianos. El retorno de la inversión para este caso, se calculó de la misma manera que en el anterior apartado, esto nos da un retorno de la inversión en 6 años, que es menos de la mitad del retorno de la inversión del prototipo diseñado en este proyecto, el aumento en los costos es del 18% y se obtiene más del doble de la potencia.

## 6. CONCLUSIONES

- Bajo las simulaciones realizadas para los cuatro perfiles aerodinámicos en ANSYS Fluent, el perfil modificado NACA2411 presenta los mejores resultados en la relación de sustentación-arrastre entre los perfiles estudiados, alcanzando el valor máximo de  $CL/CD$  en los tres casos de régimen de flujo, destacándose para un  $Re= 10e04$ .
- El modelo de turbulencia Spalart-Allmaras se implementó para la simulación de flujo en el análisis de los perfiles, presentando estabilidad y convergencia en los resultados para cada uno de los ángulos de ataque simulados dentro del límite de iteraciones establecido.
- El diseño aerodinámico de la turbina se realizó mediante la aplicación del modelo analítico D.M.S (Double Multiple Streamtube), bajo una velocidad nominal de viento de 5.5 m/s y un área de barrido de  $1m^2$ , alcanzando un coeficiente de potencia  $C_p=0.38$ , para una velocidad específica  $TSR=3.4$  y una solidez  $\sigma=0.2$  (con un radio  $R=0.6m$ ). la potencia alcanzada es de 33 W sin tener en cuenta efectos como la pérdida dinámica durante el arranque de la turbina.
- Se definió cada uno de los componentes principales del prototipo en base a las simulaciones y análisis numérico teniendo cuenta las consideraciones de diseño planteadas.
- Comparado el prototipo con la turbina comercial, es una opción viable debido a que las velocidades son más acordes a la mayoría de velocidades de viento presentes en Colombia, esto teniendo en cuenta que las instalaciones sean a nivel del suelo.

- El retorno de la inversión de la construcción y puesta en marcha del prototipo diseñado es elevado. Por esto, este tipo de turbinas son viables de implementar en lugares que no cuentan con energía eléctrica y es muy costoso conectarse al sistema eléctrico colombiano. Según la potencia producida (33 W), esta potencia serviría para alimentar 2 o 3 bombillos ahorradores y suplir una necesidad básica en estos lugares.
- Según los análisis mostrados, tiene mejor relación potencia-costo una turbina con un área de barrido de 3.8 m<sup>2</sup>. Aunque se recomienda hacer un análisis más a fondo para este prototipo a mayor escala.

## 7. RECOMENDACIONES

- La utilización de perfiles con alta relación de sustentación-arrastre no garantiza la total solución al problema de arranque de la turbina, la implementación de un generador que cumpla la función de motor no solo eliminaría completamente este inconveniente, si no también alcanzar su condición de operación.
- La simulación de la turbina en un software de dinámica de fluidos computacional, ya sea realizando un análisis 2D o 3D, permite una mejor visualización de los efectos de flujo sobre los alabes de la turbina durante su funcionamiento, así como una mejor predicción de su desempeño.
- El acabado superficial de elementos como los alabes de la turbina es crucial en el rendimiento de la turbina. Es preciso, por lo tanto, realizar una selección detallada de los materiales y procesos de fabricación de las piezas teniendo una relación optima entre las propiedades del material y su costo.
- Realizar pruebas experimentales de los perfiles analizados en el túnel de viento ubicado en el laboratorio de sistemas de transporte y aprovechamiento de fluidos (STAF) de la escuela de ingeniería mecánica en la UIS, para la validación de los resultados obtenidos en las simulaciones.

## BIBLIOGRAFIA

Airfoiltools. [Sitio web]. [Consulta: 12 de agosto de 2020]. Disponible en: <http://www.airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=naca0018-il>.

ANSYS Inc. ANSYS Fluent Theory Guide. Release 15.0. U.S.A.2013. [En línea]. Disponible en: <http://www.pmt.usp.br/academic/martoran/notasmodelosgrad/ANSYS%20Fluent%20Theory%20Guide%2015.pdf>.

BARRAGAN CÓRTEZ, Juan M. Diseño y optimización de una mini-turbina eólica mediante técnicas numéricas. Tesis de grado Ingeniería Mecánica. Jaén. Universidad de Jaén. Departamento de Ingeniería Mecánica y Minera. 2015, p. 27.

BAYONA, Carlos Andrés; LONDOÑO, Lina Paola, y NIETO, Eduardo Alfredo. Identificación del modelo de turbulencia más adecuado, utilizando software de dinámica de fluidos computacional, para el diseño del vehículo urbano de la competencia shell eco marathon. Trabajo de grado Ingeniero Aeronáutico. Bogotá. Universidad San Buenaventura, 2015. pp. 48-49.

CÁCERES, Sergio Alfonso. Estudio y modelamiento de una turbina eólica de eje vertical de pequeña escala. Tesis de Pregrado Ingeniero Civil Mecánico. Santiago de Chile: Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica 2014. pp. 11-14.

CARMICHEAL, B. H. Low Reynolds Number Airfoil. Survey. NASA Contractor Report 165803, 1981, vol. 1, p.3.

CASTILLO, Javier. Small-scale vertical axis wind turbine design. Tesis de grado Ingeniero Aeronáutico. Pirkanmaa: Tampere University of Applied Sciences. Programa en Ingeniería Aeronáutica 2011. pp. 20-27.

CELSO RANGEL, Thomaz Junior. Desempeño aerodinámico de turbinas eólicas de eje vertical en función de temperatura de superficie de álabe. Trabajo de grado Magíster en Ingeniería Civil Mecánica. Santiago de Chile. Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Mecánica, 2012. pp.10-11.

CLAESSENS, Maarten. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines. Master of Science Thesis. The Netherlands-Delft. Delft University of Technology. Faculty Aerospace Engineering, 2006. p.15.

DINERO. [Sitio web]. Bogotá: DINERO, Alto voltaje: las tensiones del sector energía en Colombia [Consulta: 25 de enero de 2019]. Disponible en: <https://www.dinero.com/edicion-impresa/infraestructura/articulo/problemas-del-sector-de-energia-en-colombia-en-2018/265677>.

FREI, Walter. Which Turbulence Model Should I Choose for My CFD Application?.[En línea]. 2017. (Recuperado en 6 Julio 2017). Disponible en: <https://www.comsol.com/blogs/which-turbulence-model-should-choose-cfd-application/>.

GARCIA RODRIGUEZ, Luis Fernando. Análisis aerodinámico del perfil de los alabes de una turbina eólica de eje vertical mediante simulación en 2d usando CFD. Trabajo grado Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2014. p. 26.

INSTITUTO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. [Sitio web]. IDEAM. Visor datos instantáneos. Atlas interactivo-Vientos. [Consulta: 12 de agosto de 2020]. Disponible en: <http://visormapas.ideam.gov.co/datainmotion-geox/productos/generales/estaciones/automaticas/crudos/instantaneos/>.

ISLAM M, Ting D, Fartaj A. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008; vol 12, pp. 1087-1109.

ISLAM, Mazharul, et al. Aerodynamic factors affecting performance of straight-bladed vertical axis wind turbines. *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition*. 2007, vol. 6, IMECE2007-41346. p.332.

Jacobs, E. N. y Sherman, A. Airfoil section characteristics as affected by variations of the Reynolds Number. *NACA 23rd Annual Report*, 1937, nro. 586, p. 6.

JARAMILLO DÍAZ, Julian David y CÁRDENAS BAÑOL, Héctor Alonso. Numero de Reynolds. Girardot. Corporación Universitaria Minuto de Dios. *Ingeniería Civil*, 2015. p 17.

Kirke, B. Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications. PhD Thesis, Griffith University, Faculty of Engineering and Information Technology, School of Engineering, Australia. 1998, p. 26.

KUMARA, E. A. D.; HETTIARACHCHI, N. K. y JAYATHILAKE K.G. R. M. Overview of the Vertical Axis Wind Turbines. *International Journal of Scientific Research and Innovative Technology*. 2017, vol. 4, nro. 8. ISSN 2313-3759. p.57.

MA, Ning, et al. Airfoil optimization to improve power performance of a high-solidity vertical axis wind turbine at a moderate tip speed ratio. *Energy*, 2018. vol. 150, pp. 236-352.

MEJÍA DE ALBA, Manuel F.; GARCÍA FERNÁNDEZ, Luis E. y GUTIÉRREZ ALMONACID Mónica A. Metodología de obtención de los coeficientes de sustentación y arrastre para un rango amplio de números de Reynolds y ángulos de ataque para aplicaciones en turbinas eólicas. *AVANCES Investigación en Ingeniería* 13. 2011, p. 54.

MOYANO CAMARGO, Danny Enrique y PINZÓN CASALLAS, Carlos Eduardo. Diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para pruebas de laboratorio. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería Mecánica. 2018. p. 55.

MUHAMMAD. M. Aslam Bhutta et al. Vertical axis wind turbine – A review of various configurations and design techniques. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012, vol 16, nro 4, p. 1933.

MUKESH, R.; LINGADURAI, K. y SELVAKUMAR, U. Airfoil shape optimization using non-traditional optimization technique and its validation. Journal of King Saud University – Engineering Sciences. 2014. Vol. 26, pp. 191-197.

ORDUZ BERDUGO, Oscar Iván y SUAREZ PEREZ, Julian Edgardo. Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2011.p. 73-74.

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. Atlas Eólico Preliminar de América Latina y el Caribe. Norte y Noroeste de America del Sur. OLADE. Programa Regional de Energía Eólica, 1983, vol. III. p.16-17.

PARISH TORRES, Rafael. Comparación de resultados de análisis en CFD entre el módulo FloEDF de CATIA V5 y FLUENT. Título Máster en Ingeniería Aeronáutica. Sevilla. Universidad de Sevilla. Departamento. de Ingeniería Gráfica. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2017.p.12.

RICHMOND, Gustavo. Modelos de turbulencia introductorio. 2019.[consultado 12 de agosto de 2020]. DOI: 10.13140/RG.2.2.21060.17289. 6 p.

ROBLES CORPA, Aitor. Diseño de perfiles aerodinámicos mediante metodología inversa. Trabajo de grado Ingeniería Aeroespacial. Sevilla. Universidad de Sevilla.

Departamento Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2015. p.10.

RODRIGUEZ NIETO., Jhosep N. y ESPEJO R., Duvan S. Optimización de un perfil aerodinámico para una aeronave categoría commuter tipo stol utilizando técnicas no tradicionales. Tesis de grado Ingeniero Aeronáutico. Bogotá. Fundación Universitaria Los Libertadores. Facultad de Ingeniería y Ciencias Básicas, Programa de Ingeniería Aeronáutica, 2019, 79 p.

RONCERO, Sergio Esteban y GAVILÁN JIMÉNEZ, Francisco. Aerodinámica del Avión. En: Aeronaves y Vehículos Espaciales. [Diapositivas]. Sevilla. Universidad de Sevilla. Departamento de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos. Escuela Superior de Ingenieros, 2009. pp. 26-30.

SHEDAHL, R. E. y KLIMAS, P.C. Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections Through 180-Degree Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines. Sandia National Laboratories Energy Report SAND80-2114, 1981.

SISTEMA DE INFORMACIÓN ELÉCTRICO COLOMBIANO. [Sitio web]. Bogotá: SIEL, informes de cobertura. [Consulta: 25 enero 2019]. Disponible: <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaInterconectadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>.

SOLLEIRO, Andrés. Protocolo de cálculo CFD de coeficientes de transferencia de calor por convección de recintos. Trabajo de grado Ingeniero Industrial. Sevilla: Universidad de Sevilla. Escuela Superior de Ingenieros. Ingeniería Industrial. 2013.14p. [Consultado 17 marzo 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5295/fichero/1.+INTRODUCCION.pdf>.

SUAU DE CASTRO, Miguel. Diseño y construcción de una mini-turbina eólica. Tesis de grado Ingeniería de la Energía. Madrid. Universidad Politécnica de Madrid.

Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela Técnica de ingenieros Industriales, 2014. p.3.

ZAMORA PINA, María. Simulación numérica de la inyección de gas en columnas de flujo oscilatorio. Tesis de grado Ingeniería Industrial. Cartagena: Universidad Politécnica de Cartagena. Departamento Ingeniería Térmica y de Fluidos. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial. 2016. pp. 42-43.

ZITNIK, Juan. Aerodinámica. En: Manual de vuelo del PIPER PA-11. p.42. [en línea] [Consultado: 5 de septiembre 2020]. Disponible en: <https://docplayer.es/6608436-Juan-zitnik-manual-de-vuelo-del-piper-pa-11-aerodinamica-aerodinamica.html>.