

DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA
PRUEBAS DE LABORATORIO

DANNY ENRIQUE MOYANO CAMARGO
CARLOS EDUARDO PINZÓN CASALLAS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2018

DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA
PRUEBAS DE LABORATORIO

DANNY ENRIQUE MOYANO CAMARGO
CARLOS EDUARDO PINZÓN CASALLAS

Proyecto de investigación para optar por el título de
INGENIERO MECÁNICO

Director

JUAN FELIPE GIRALDO AVILA
Msc. Ingeniero Mecánico.

Codirectores

ANDREA LACHE MUÑOZ
Msc. Ingeniero Químico.

JHON FREDY OCHOA AVENDAÑO
Msc. Ingeniero Mecánico.

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BOGOTÁ D.C
2018

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C. Febrero 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector Académico y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

DR. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ

Director del Departamento de Ingeniería Mecánica

Ing. CARLOS MAURICIO VELOZA VILLAMIL

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por el apoyo incondicional y ser la inspiración de mi vida.

Agradezco a todas las personas que participaron de alguna manera en el desarrollo de este proyecto. En especial a los profesores Juan Felipe, Jhon y Andrea por su dedicación y entrega.

A Carlos, por ser el mejor compañero con el que pude haber trabajado durante este largo camino.

Danny Enrique Moyano Camargo

Agradezco a mis padres y a mi hermana, por la paciencia, el apoyo, las enseñanzas y por ser un ejemplo a seguir.

Agradezco también a la profesora Andrea Lache, a los profesores Juan Felipe Giraldo , Jhon Ochoa por ser la guía durante el desarrollo de este proyecto y a las demás personas que nos ayudaron a que este proyecto saliera adelante.

Finalmente, agradezco a mi compañero Danny Moyano por ser un excelente compañero de trabajo y por el esfuerzo e interés que demostró durante el desarrollo del proyecto.

Carlos Eduardo Pinzón Casallas

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	22
1. GENERALIDADES	24
1.1 ENERGÍA EÓLICA	24
1.1.1 El Viento	24
1.1.2 Energía eólica a nivel mundial	29
1.1.3 Energía eólica a nivel nacional	30
1.2 TURBINAS EÓLICAS	31
1.2.1 Clasificación según su potencia	31
1.2.2 Clasificación según la disposición de su eje	31
1.2.2.1 Turbinas eólicas de eje horizontal	31
1.2.2.2 Turbinas eólicas de eje vertical	32
1.2.3 Partes de una turbina eólica	33
1.2.4 Parámetros de operación	34
1.2.4.1 Coeficiente de potencia	34
1.2.4.2 Relación de velocidad tangencial	34
1.2.4.3 Número de Reynolds	34
1.2.4.4 Coeficiente de empuje	35
1.2.4.5 Relación de aspecto	35
1.2.4.6 Solidez del rotor	35
1.3 PERFILES AERODINÁMICOS	36
1.3.1 Terminología de perfiles aerodinámicos	36
1.3.2 Fuerzas aerodinámicas	36
1.3.2.1 Arrastre y sustentación	37
1.3.3 Ángulos de pitch	38
1.3.4 Zonas de obtención de potencia	39
1.4 ANÁLISIS AERODINÁMICO TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL DARRIEUS TIPO H	39
1.4.1 Límite de Betz	39
1.4.2 Modelos analíticos	45
1.4.2.1 Modelos basados en la teoría del momento	45
1.4.2.2 Modelos de vórtice	49
1.4.3 CFD (Computational Fluid Dynamics)	49
2. METODOLOGÍA	52
2.1 NORMATIVIDAD	52
2.2 PRUEBAS	52
2.2.1 Cp Vs. TSR	52
2.2.2 Momento Vs. Azimuth (Variando Pitch)	53

2.2.3	Cp Vs. Azimuth (Variando TSR)	54
2.2.4	Cp Vs. TSR (Variando Longitud de Cuerda)	55
2.3	IMPLEMENTACIÓN MODELO ANALÍTICO	55
2.3.1	Selección modelo analítico	55
2.3.2	Implementación modelo analítico	55
2.3.3	Validación código computacional	63
2.4	DISEÑO DE PROTOTIPOS	64
2.4.1	Selección del perfil aerodinámico	65
2.4.2	Longitud de cuerda	66
2.4.3	Longitud de la pala	67
2.4.4	Dimensiones finales	69
2.4.5	Componentes	70
2.4.6	Mecanismo de pitch	71
2.4.6.1	Cálculo del ángulo de pitch	75
2.5	SIMULACIÓN CFD	77
2.5.1	Dominio Computacional	78
2.5.2	Enmallado	78
2.5.3	Modelo de turbulencia	83
2.6.	CONSTRUCCIÓN	83
3.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	86
3.1	Cp vs TSR (λ)	91
3.2	MOMENTO Vs AZIMUTH	93
3.3	MOMENTO Vs AZIMUTH (TSR variable)	95
3.4	Cp vs TSR (longitud de cuerda variable)	96
4.	CONCLUSIONES	98
5.	RECOMENDACIONES	99
	BIBLIOGRAFÍA	100
	ANEXOS	104

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Área de barrido turbina eólica de eje horizontal.	26
Figura 2. Área de barrido turbina eólica de eje vertical.	27
Figura 3. Ejemplo rosa de los vientos.	29
Figura 4. Turbinas eólicas de eje horizontal	32
Figura 5. Turbina eólicas de eje vertical.	33
Figura 6. Perfil aerodinámico.	36
Figura 7. Ángulos del perfil.	36
Figura 8. Fuerzas aerodinámicas.	37
Figura 9. Arrastre y sustentación.	38
Figura 10. Amplitud y fase de pitch.	38
Figura 11. Zonas de obtención de potencia.	39
Figura 12. Esquema de disco actuador para turbinas eólicas.	40
Figura 13. Esquema tubo de corriente simple	46
Figura 14. Esquema múltiples tubos de corriente.	46
Figura 15. Esquema teoría del doble disco actuador.	47
Figura 16. Esquema modelo del doble disco actuador con múltiples tubos	49
Figura 17. Procedimiento modelo analítico,	56
Figura 18. División de las secciones del rotor.	56
Figura 19. Diagrama de fuerzas y velocidades.	58
Figura 20. Componentes prototipo A.	70
Figura 21. Componentes prototipo B.	71
Figura 22. Esquema del mecanismo de pitch.	72
Figura 23. Mecanismo de pitch.	73
Figura 24. Variación de pitch.	74
Figura 25. Geometría del mecanismo de pitch.	75
Figura 26. Dominio computacional.	78
Figura 27. Malla dominio fijo.	81
Figura 28. Malla dominio rotatorio.	81
Figura 29. Malla interfase.	82
Figura 30. Malla borde perfil aerodinámico.	82
Figura 31. Fabricación de base.	84
Figura 32. Fabricación perfil NACA 4415.	84
Figura 33. Posición del rotor evaluada inicialmente.	87
Figura 34. Posición del rotor con una pala en Azimuth = 90°.	88
Figura 35. Azimuth de 0°.	89
Figura 36. Azimuth de 90°.	89
Figura 37. Dominio rotatorio de forma anular.	90
Figura 38. Dominio rotatorio con sub-dominios dinámicos.	90

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Ejemplo distribución de Weibull.	28
Gráfica 2. Capacidad instalada en energía eólica a nivel mundial 2011-2015.	30
Gráfica 3. Coeficiente de potencia Vs. Factor de inducción.	45
Gráfica 4. Comparación de resultados códigos computacionales	63
Gráfica 5. Comparación del desempeño de la turbina eólica con dos perfiles aerodinámicos diferentes.	66
Gráfica 6. Comparación del desempeño de la turbina eólica con diferentes longitudes de cuerda.	67
Gráfica 7. Comparación del torque promedio total producido por la turbina eólica con diferentes longitudes de pala.	68
Gráfica 8. Independencia de malla.	80
Gráfica 9. Comparación modelo analítico (DMST) vs CFD (fijo).	91
Gráfica 10. Coeficiente de potencia de algunos tipos de turbina eólica	92
Gráfica 11. Comparación de resultados para distintos ángulos de pitch	93
Gráfica 12. Momento producido por la turbina eólica en la sección aguas abajo (modelo analítico).	94
Gráfica 13. Momento producido por la turbina eólica en la sección aguas abajo (modelo analítico).	94
Gráfica 14. Momento producido por la turbina eólica a lo largo del Azimuth (CFD).	95
Gráfica 15. Momento producido a diferentes TSR.	96
Gráfica 16. Coeficiente de potencia vs TSR (longitud de cuerda variable)	97

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Estructura de un código CFD.	50
Tabla 2. Variaciones en el ángulo de pitch para C_p Vs. TSR.	53
Tabla 3. Variaciones en el TSR para C_p Vs. TSR.	53
Tabla 4. Variaciones en el ángulo de pitch para C_p Vs. Azimuth.	54
Tabla 5. Puntos del Azimuth para C_p Vs. Azimuth.	54
Tabla 6. Variaciones del TSR para C_p Vs. Azimuth.	54
Tabla 7. Datos de entrada para el código.	57
Tabla 8. Parámetros de la turbina estudiada por Paraschivoiu, Trifu y Saeed.	63
Tabla 9. Dimensiones de prototipo A.	65
Tabla 10. Dimensiones iniciales para el prototipo B.	65
Tabla 11. Dimensiones finales para el prototipo B.	69
Tabla 12. Geometría de pitch prototipo A.	77
Tabla 13. Geometría de pitch prototipo B.	77
Tabla 14. Mallas empleadas para la independencia de malla.	79

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design	24
Ecuación 2. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design	25
Ecuación 3. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design	25
Ecuación 4. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design	25
Ecuación 5. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design	26
Ecuación 6. ORDUZ, Oscar; SUAREZ, Edgardo. Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia	26
Ecuación 7. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design	27
Ecuación 8. WOOD, David. Small Wind Turbines	34
Ecuación 9. WOOD, David. Small Wind Turbines	34
Ecuación 10. WOOD, David. Small Wind Turbines	34
Ecuación 11. WOOD, David. Small Wind Turbines	35
Ecuación 12. BRUSCA, S; LANZAFAME, R; MESSINA, M. Design of a vertical-axis wind turbine; how the aspect ratio affects the turbine's performance	35
Ecuación 13. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept	35
Ecuación 14. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	40
Ecuación 15. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	41
Ecuación 16. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	41
Ecuación 17. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	41
Ecuación 18. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	42
Ecuación 19. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	42
Ecuación 20. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	43

Ecuación 21. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	43
Ecuación 22. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	43
Ecuación 23. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	43
Ecuación 24. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	44
Ecuación 25. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	44
Ecuación 26. MANWELL, J; MCGOWAN, J; ROGERS, A. Wind Energy Explained Theory, Design and Application.	44
Ecuación 27. CLAESSENS, M. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines.	47
Ecuación 28. CLAESSENS, M. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines.	47
Ecuación 29. CLAESSENS, M. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines.	48
Ecuación 30. CLAESSENS, M. The Design and Testing of Airfoils for Application in Small Vertical Axis Wind Turbines.	48
Ecuación 31. CÁCERES, SERGIO. Estudio y Modelamiento de una Turbina Eólica de Eje Vertical de Pequeña Escala.	50
Ecuación 32. CÁCERES, SERGIO. Estudio y Modelamiento de una Turbina Eólica de Eje Vertical de Pequeña Escala.	5
Ecuación 33. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	58
Ecuación 34. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	58
Ecuación 35. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	5
Ecuación 36. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	59
Ecuación 37. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	59
Ecuación 38. CASTILLO, Javier; Small Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.	60
Ecuación 39. CASTILLO, Javier; Small Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.	60
Ecuación 40. CASTILLO, Javier; Small Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.	61
Ecuación 41. CASTILLO, Javier; Small Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.	61

Ecuación 42. CASTILLO, Javier; Small Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.	61
Ecuación 43. CASTILLO, Javier; Small Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.	62
Ecuación 44. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	62
Ecuación 45. PARASCHIVOIU, Ion; Wind Turbine Design with Emphasis on Darrieus Concept.	63
Ecuación 46. KIWATA, Takahiro. Et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing Linkage Mechanism.	75
Ecuación 47. KIWATA, Takahiro. Et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing Linkage Mechanism.	76
Ecuación 48. KIWATA, Takahiro. Et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing Linkage Mechanism.	76
Ecuación 49. KIWATA, Takahiro. Et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing Linkage Mechanism.	76
Ecuación 50. KIWATA, Takahiro. Et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing Linkage Mechanism.	76

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>a</i>	Factor de inducción
<i>A_b</i>	Área de barrido
<i>a_{do}</i>	Factor de inducción aguas abajo
<i>a_{up}</i>	Factor de inducción aguas arriba
AR	Relación de aspecto
c	Longitud de cuerda
C_d	Coeficiente de arrastre
C_l	Coeficiente de sustentación
C_n	Coeficiente de fuerza normal
C_p	Coeficiente de potencia
C_{pd}	Coeficiente de potencia aguas abajo
C_{pu}	Coeficiente de potencia aguas arriba
C_{pt}	Coeficiente de potencia total
C_T	Coeficiente de empuje
C_t	Coeficiente de fuerza tangencial
C_{Qprom}	Coeficiente de torque promedio
D	Diámetro del rotor
D_r	Fuerza de arrastre
E_c	Energía cinética
F_n	Fuerza normal
F_t	Fuerza tangencial
f_{do}	Función aguas abajo
f_{up}	Función aguas arriba

H	Altura del rotor
L	Fuerza de sustentación
l	Longitud de las palas
m	Masa del aire
\dot{m}	Flujo másico del aire
N	Número de palas
N_{θ}	Número de tubos de corriente
p	Presión
P_m	Potencia mecánica
P_w	Potencia extraíble del viento
Q	Torque producido por una pala
Q_{prom}	Torque promedio
r	Radio del hub
R_c	Constante de los gases
R_e	Número de Reynolds
T	Empuje
ν	Viscosidad cinemática
V_o	Velocidad del viento
V_a	Velocidad inducida aguas arriba
V_d	Velocidad inducida aguas abajo
V_e	Velocidad de equilibrio
V_R	Velocidad relativa
V_w	Velocidad de salida

Símbolos griegos

α	Ángulo de ataque
α_0	Ángulo de ataque inicial
β	Ángulo de pitch
$\Delta\theta$	Ancho del tubo de corriente.
θ	Azimuth.
θ_{max}	Amplitud de pitch
λ	Relación de velocidad tangencial
λ_{up}	Relación de velocidad tangencial local aguas arriba
λ_{do}	Relación de velocidad tangencial local aguas abajo
σ	Solidez del rotor
ρ	Densidad del fluido
ψ	Fase de pitch
ω	Velocidad angular
Ω	Sentido de giro del rotor

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Planos prototipo B.	105
Anexo B. Planos prototipo A.	119

RESUMEN

Hoy en día, la energía eólica surge como una alternativa para la generación de energía eléctrica en aquellas zonas que no se encuentran interconectadas (ZNI) al Sistema de Interconexión Nacional (SIN).

Este proyecto se enfoca en el diseño y estudio aerodinámico de una pequeña turbina eólica de eje vertical tipo H. En dicho estudio se evalúa el efecto que tiene el ángulo de Pitch en la eficiencia de estos equipos. Las pruebas a realizar en el prototipo de turbina eólica se definieron a partir de estudios realizados previamente por otros autores¹ ya que la norma internacional que regula este tipo de equipos (IEC 61400) no contempla ninguna clase de pruebas aerodinámicas.

Las pruebas seleccionadas se basan en la comparación del coeficiente de potencia con la relación de velocidad tangencial para analizar el desempeño de la turbina, también se basan en el análisis del torque producido a lo largo del Azimuth, para identificar aquellas zonas de ganancia y pérdida de potencia.

Se realizó un diseño preliminar del prototipo y se implementó el Modelo del Doble Disco Actuador con Múltiples Tubos de Corriente (DMST en inglés), con el fin de predecir el coeficiente de potencia de la turbina y mediante la variación de algunos parámetros (longitud de cuerda, altura de las palas, perfil aerodinámico), garantizar las dimensiones con las cuales dicho coeficiente de potencia fuera el mayor. Sin embargo, debido a limitaciones del DMST (solidez del rotor ≤ 0.2), fue necesario realizar el diseño de otro prototipo para poder implementar adecuadamente el modelo analítico.

Para incrementar la eficiencia aerodinámica de los prototipos se utilizó un sistema de pitch pasivo, encargado de modificar el ángulo de pitch de las palas de la turbina, sin necesidad de algún tipo de dispositivo electrónico.

Finalmente, se realizaron las simulaciones CFD en el segundo prototipo diseñado. Se utilizó el modelo Multiple Reference Frame (MRF) para modelar la rotación del rotor. Los resultados que se obtuvieron no fueron los esperados ya que no representan el comportamiento de este tipo de turbinas eólicas; esto, debido a que el modelo MRF al ser desarrollado en estado estable no proporciona buenas aproximaciones de los valores de las fuerzas aerodinámicas presentes en cada una de las palas. No obstante, se realizó el análisis de resultados con base a artículos relacionados con esta temática y a los obtenidos de la Dinámica de Fluidos Computacional y el modelo analítico en este proyecto. Allí, se pudo concluir que la variación del ángulo de Pitch efectivamente incrementa el coeficiente de potencia (eficiencia) de estos equipos, también se visualizó que la sección aguas arriba de

¹ REZAEIHA,Abdolrahim; KALKMAN,Ivo y BLOCKEN,Bert. Effect of pitch angle on power performance and aerodynamics of a vertical axis wind turbine. En: Applied Energy. Jul 1,. vol. 197, p. 132-150.

estas turbinas es la zona donde se dan las ganancias de potencia y en la zona aguas abajo es donde se dan las pérdidas de potencia.

Palabras clave: Turbina eólica, viento, darrieus, DMST, perfil aerodinámico.

INTRODUCCIÓN

El calentamiento global acelerado provocado por la acción del hombre con la emisión excesiva de gases de efecto invernadero a la atmósfera de la tierra, ha producido cambios climáticos que afectan todas las especies que junto con los seres humanos habitan el planeta. La emisión de gases de efecto invernadero es producida en parte por la quema de combustibles fósiles derivados del petróleo².

Para finales del 2015 el 76,3% de los países mundo obtenían su energía eléctrica a partir de fuentes no renovables (petróleo, gas natural y carbón), el 23,7% restante está conformado por una matriz de fuentes renovables como la hidráulica 16,6%, eólica 3,7%, biomasa 2,0%, solar fotovoltaica 1,2%, geotérmica y oceánica 0,4%³.

En Colombia, la energía eléctrica se produce en mayor parte por las plantas hidroeléctricas (66,6%) seguida por las plantas termoeléctricas (28,5%)⁴, dichas plantas generadoras de energía conforman una red interconectada de distribución nacional que se encarga de llevar la electricidad únicamente al 48% del territorio del país, el otro 52% está comprendido por zonas no interconectadas (ZNI) entre las cuales se encuentran 5 capitales departamentales, entre ellas San Andrés⁵.

Por este motivo, la energía eólica surge como una opción para la generación de energía eléctrica en dichas zonas. Específicamente, mediante la utilización de las turbinas eólicas.

Este proyecto se enfoca en el estudio de las turbinas eólicas de eje vertical tipo H. En primera instancia, se identifican las pruebas experimentales aerodinámicas de mayor relevancia que permiten determinar el coeficiente de potencia (eficiencia) y el comportamiento de las fuerzas aerodinámicas a diferentes velocidades en estos equipos. Posteriormente, se realiza un diseño preliminar de la turbina eólica y mediante la implementación del modelo del Doble disco actuador con Múltiples tubos de corriente (DMST en inglés) se modifica con el fin de aumentar el coeficiente de potencia (eficiencia). El diseño final de la turbina eólica incluye un mecanismo de Pitch encargado de variar el ángulo de Pitch de las palas de la turbina para aprovechar de mejor manera la energía cinética del viento. Finalmente, se utiliza la dinámica de fluidos computacional (CFD en inglés) para predecir el coeficiente de

² CASTILLA, Juan Carlos. Tragedia De Los Recursos De Uso Común Y Ética Ambiental Individual Responsable Frente Al Calentamiento Global. En: Acta Bioética. vol. 21, no. 1, p. 65-71

³ SAWIN, Janet y SEYBOTH, Kristin. ENERGÍAS RENOVABLES 2016 REPORTE DE LA SITUACIÓN MUNDIAL. En: Ren21.

⁴ UPME. Integración De Las Energías Renovables no Convencionales En Colombia. Bogotá, Colombia: 2015a.

⁵ Minminas. Soluciones Energéticas Para Las Zonas no Interconectadas De Colombia Ipse. Colombia: 2014. p.14.

potencia (eficiencia) de la turbina eólica a diferentes ángulos de Pitch y así determinar el ángulo de Pitch óptimo en el cuál se obtiene el mayor aumento del coeficiente de potencia. Dichos resultados obtenidos del CFD a diferentes ángulos de Pitch son comparados con los resultados obtenidos del DMST para analizar el comportamiento aerodinámico de este tipo de turbinas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar un prototipo de una turbina eólica modular de eje vertical para pruebas de laboratorio.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir los ensayos experimentales a los cuales se va a someter el prototipo de turbina eólica.
- Diseñar el prototipo de turbina eólica.
- Determinar el comportamiento del fluido en el prototipo de turbina eólica por medio de modelamiento computacional.

1. GENERALIDADES

1.1 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica consiste en la transformación de la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica⁶.

1.1.1 El Viento. La energía eólica se basa en el viento como fuente de energía. Pero es importante saber la causa de la existencia el viento y que factores afectan el comportamiento del mismo. Según Wei Tong en su libro sobre generación de energía eólica y el diseño de turbinas eólicas⁷ los gradientes de la presión atmosférica son la razón por la cual el aire se mueve, específicamente desde las zonas donde se tiene una alta presión atmosférica hacia las zonas donde la presión atmosférica es menor. Sin embargo, el autor propone tres aspectos importantes que afectan directamente el comportamiento del viento; el primer factor es el calentamiento desigual que sufre la tierra por el sol (responsable de los gradientes de temperatura y presión entre los polos y el ecuador), el segundo factor es la fuerza de coriolis (generada por la rotación de la tierra, afecta la velocidad y dirección del viento) y el tercer factor es la localización geográfica (topografía, clima, terreno, etc.).

Por otra parte, el autor menciona algunos parámetros del viento que se deben tener en cuenta para la generación de energía a partir de este. A continuación se describe brevemente cada uno de ellos:

- **Potencia del viento:** Se define como la energía cinética que se puede extraer del aire en movimiento. Dicha energía se puede expresar de la siguiente manera:

Ecuación 1. Energía cinética del viento.

$$E_c = \frac{1}{2}mV_0^2$$

Donde:

E_c : Energía cinética del viento.

m : Masa del aire.

V_0 : Velocidad del aire.

Al derivar energía cinética respecto al tiempo se obtiene la expresión de la potencia disponible en el viento:

⁶ WOOD, David. Small Wind Turbines. London: Springer, 2011. 1849961751. p.6.

⁷ TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design. GB: Wit Press, 2010. 9781845642051. p.4-6.

Ecuación 2. Potencia disponible en el viento.

$$P_w = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \dot{m} V_0^2$$

Donde:

P_w : Potencia disponible en el viento.

E_c : Energía cinética del viento.

\dot{m} : Flujo másico del aire.

V_0 : Velocidad del aire.

El flujo másico de aire del cual se puede obtener la energía eléctrica se expresa así:

Ecuación 3. Flujo másico del aire.

$$\dot{m} = \rho A_b V_0$$

Donde:

\dot{m} : Flujo másico del aire.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

Al reemplazar la ecuación 3 en la ecuación 2 se obtiene la expresión definitiva de la potencia disponible en el viento:

Ecuación 4. Potencia disponible en el viento.

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A_b V_0^3$$

Donde:

P_w : Potencia disponible en el viento.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

- Área de barrido de la pala: Es el área total que cubren las palas de la turbina eólica. En el caso de las turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT) se puede expresar así:

Ecuación 5. Área de barrido para turbinas eólicas de eje horizontal.

$$A_b = \pi(l + 2r)$$

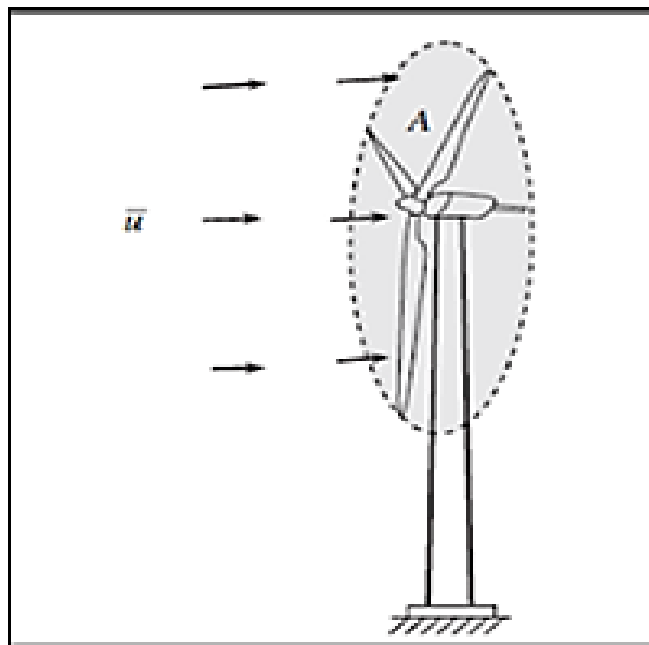
Donde:

A_b : Área de barrido.

l : Longitud de las palas.

r : Radio del hub.

Figura 1. Área de barrido turbina eólica de eje horizontal.



Fuente. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design.

Para las turbinas eólicas de eje vertical (VAWT) la expresión es la siguiente:

Ecuación 6. Área de barrido para turbinas eólicas de eje vertical.

$$A_b = DH$$

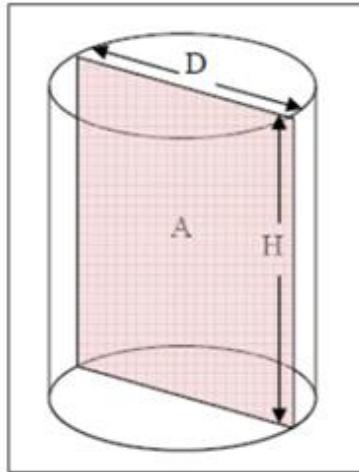
Donde:

A_b : Área de barrido.

D : Diámetro del rotor.

H : Altura del rotor.

Figura 2. Área de barrido turbina eólica de eje vertical.



Fuente. HERNÁNDEZ, Leslie. Diseño de un aerogenerador vertical modelo darrieus para ensayos en el túnel de viento del laboratorio de energía de la PUCP.

- Densidad del aire: Se puede definir como la cantidad de masa por unidad de volumen que tiene un fluido⁸. Tiende a disminuir a medida que la altura respecto al nivel del mar es menor.

Ecuación 7. Densidad.

$$\rho = \frac{p}{RcT}$$

Donde:

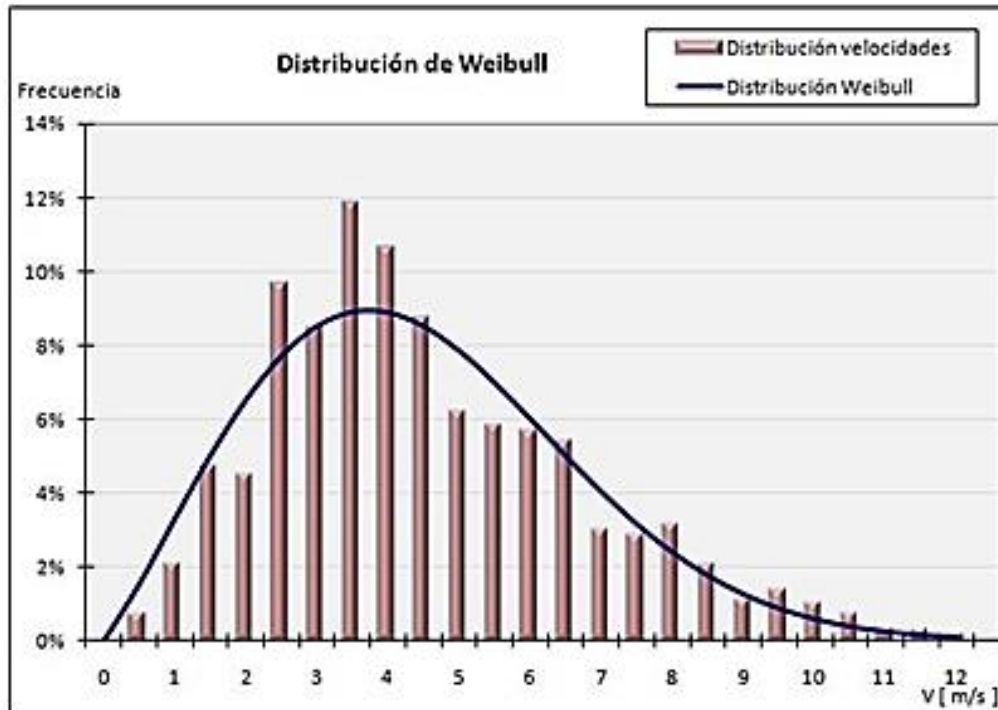
ρ : Densidad.
 p : Presión del aire.
 Rc : Constante de los gases.
 T : Temperatura del aire.

- Densidad del potencial eólico: Consiste en la cantidad de vatios por metro cuadrado que se pueden obtener del viento en un sitio específico.
- Velocidad del viento: Es la velocidad con la que el aire de la atmosfera se mueve sobre una superficie.
- Distribución Weibull: Como se observa en la gráfica 1, la distribución de Weibull permite la descripción de la variación de la velocidad del viento en un sitio específico, está basado en la medición del viento en el sitio de generación

⁸ MOTT, Robert. Mecánica De Fluidos Aplicada. 4 ed. Pearson, 1996. p.12.

durante un tiempo y un análisis estadístico.

Gráfica 1. Ejemplo distribución de Weibull.



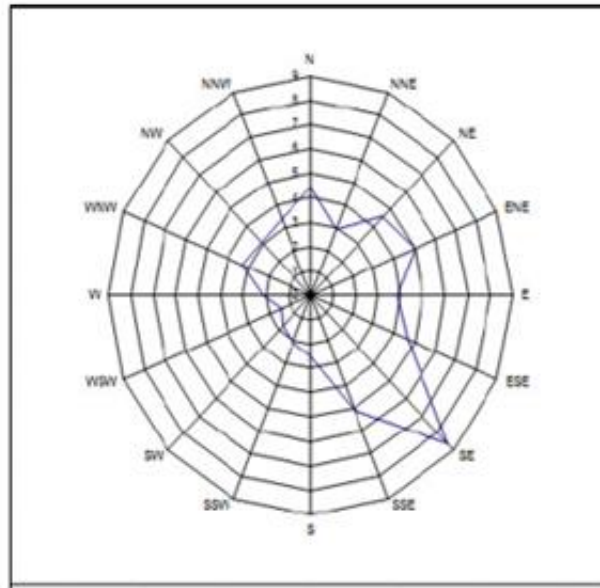
Fuente. SOLARWEB. Distribución de Weibull.[En línea] <www.solarweb.net/forosolar/minieolica/21179>

- Turbulencia del viento: Se define como la variación de la velocidad del viento en periodos cortos de tiempo, puede llegar a influir en las cargas dinámicas que afectan a la turbina eólica⁹.
- Dirección del viento: Es un parámetro esencial para la selección del diseño de turbina eólica, se utiliza la rosa de los vientos como una ayuda para analizar el comportamiento del viento¹⁰.

⁹ TONG. Op. cit., p.13.

¹⁰ Ibíd., p.15.

Figura 3. Ejemplo rosa de los vientos.

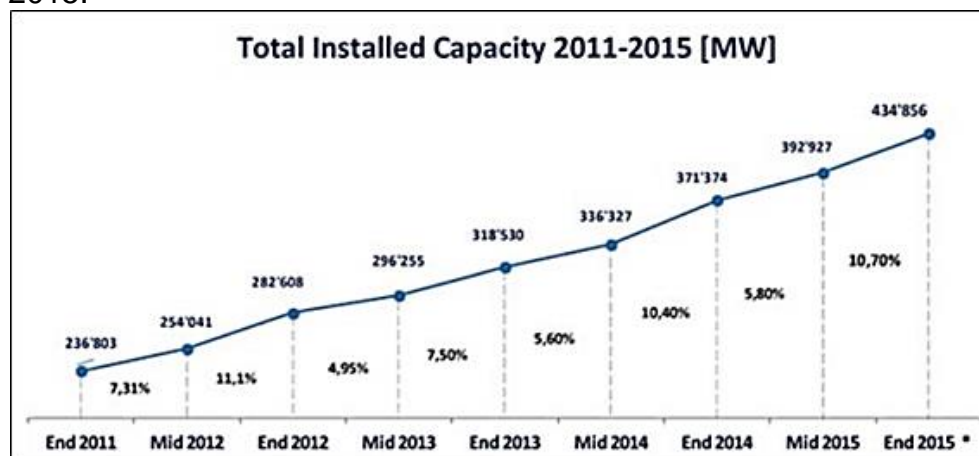


Fuente. INGENIERÍA AEROPORTUARIA. Rosa de los vientos. [En línea]<ingenieriaaeroportuaria.blogs.upv.es.>

1.1.2 Energía eólica a nivel mundial. La preocupación por la protección del medio ambiente, la mitigación del cambio climático, la creciente demanda energética y el desarrollo sostenible han abierto el debate sobre la alta dependencia a las fuentes fósiles en la generación de energía. Por tal motivo, la energía eólica se ha posicionado como una de las fuentes de energía limpia con mayor difusión en el mundo. Prueba de ello se refleja en el informe publicado por la WWEA (World Wind Energy Association) en 2016¹¹ donde se reconoce el aumento en la tasa de crecimiento de la capacidad instalada en este tipo de energía a nivel mundial (gráfica 2). Según sus estadísticas, durante el año 2014 la tasa de crecimiento fue de aproximadamente 16%, mientras que durante el año 2015 alcanzó un crecimiento del 17.2%, logrando así un récord de capacidad instalada en el mundo de 63,7 GW. Los países con mayor capacidad instalada son China, Estados Unidos, Alemania, India, España, Reino Unido, Canadá, Francia, Italia, Brasil, Suecia, Polonia, Portugal, Dinamarca y Turquía.

¹¹ WWEA. WWEA Quarterly Bulletin. 2016.

Gráfica 2. Capacidad instalada en energía eólica a nivel mundial 2011-2015.



Fuente. WWEA. Quarterly Bulletin. 2016.

A nivel de América latina, el crecimiento en comparación con los otros continentes es aún muy bajo, como sostiene el informe publicado por GWEC (Global Wind Energy Council) en 2015¹². Al finalizar el 2015 Brasil fue el país que mayor capacidad instalada tenía con un total de 8,715 MW, seguido por Chile con un total de 933 MW. Al comparar estas cifras con un país como Alemania que cuenta con 44,947 MW de capacidad instalada se observa el bajo crecimiento en este continente. Sin embargo, en este mismo informe se destaca la labor de México y su reforma legislativa en el sector energético mediante la cual, durante el año 2015, México logró aumentar su capacidad instalada en 713.6 MW para llegar a un total de 3,073 MW; adicionalmente se espera una crecimiento de 2,000 MW anuales hasta el 2023 en este país.

1.1.3 Energía eólica a nivel nacional. A nivel nacional el desarrollo en términos de energía eólica es pobre, actualmente la capacidad instalada con la que cuenta el país es de 19.5 MW provenientes del parque eólico Jepirachi ubicado en la Guajira. Algunas de las razones de este bajo desarrollo se explican en el informe sobre la integración de las energías no convencionales en Colombia publicado por la UPME en 2015¹³ donde aspectos como incentivos erróneos, subsidios a fuentes convencionales, oligopolio de las centrales hidroeléctricas, barreras de mercado, costos transaccionales, poca regulación, poco conocimiento y la competencia imperfecta, afectan de manera directa el desarrollo de la energía eólica. Sin embargo, en los últimos años se han realizado pequeños avances para el desarrollo de las energías renovables como la creación de la ley 1715 del 2014, que permite incentivar y promocionar las energías renovables en Colombia. Igualmente es importante resaltar los esfuerzos que se han llevado a cabo para aumentar la

¹² GWEC. Global Wind Report 2015. Veille énergie climat, 2015.

¹³ UPME. Plan De Expansión De Referencia Generación - Transmisión 2015 - 2029. Bogotá D.C.: 2015b.

capacidad instalada de energía eólica en el país. En el informe publicado por la UPME en 2015 sobre el plan de expansión de referencia generación-transmisión 2015-2029¹⁴ se mencionan cinco proyectos que durante ese mismo año fueron presentados con los requisitos mínimos para ser evaluados, de darse aval y vía libre al desarrollo de estos la capacidad instalada podría aumentar de 19.5 MW a 3.131 MW.

1.2 TURBINAS EÓLICAS

Las turbinas eólicas son las máquinas empleadas para la transformación de la energía cinética del aire en energía mecánica para después, mediante una serie de elementos, convertirla en energía eléctrica. Existen varias formas en las que se pueden clasificar estas máquinas, a continuación, se presentan algunas de estas:

1.2.1 Clasificación según su potencia. Según Creus en su libro titulado aerogeneradores¹⁵, las turbinas eólicas se clasifican en tres grupos principales; el primer grupo son las turbinas eólicas de baja potencia (hasta 100 kW), las cuales generalmente son empleadas para el bombeo de agua y la generación de energía en pequeñas casas o granjas que se encuentran en zonas no interconectadas. El segundo grupo son las turbinas eólicas de mediana potencia (entre 100 kW y 1000 kW) que son utilizadas para proveer de energía a pequeños pueblos, islas o granjas que se encuentran aisladas de la red eléctrica nacional. El tercer y último grupo son las turbinas eólicas de gran potencia (más de 1000 kW) las cuales son utilizadas en la generación de energía para la red nacional interconectada de un país. Este proyecto se enfoca en las turbinas eólicas de baja potencia.

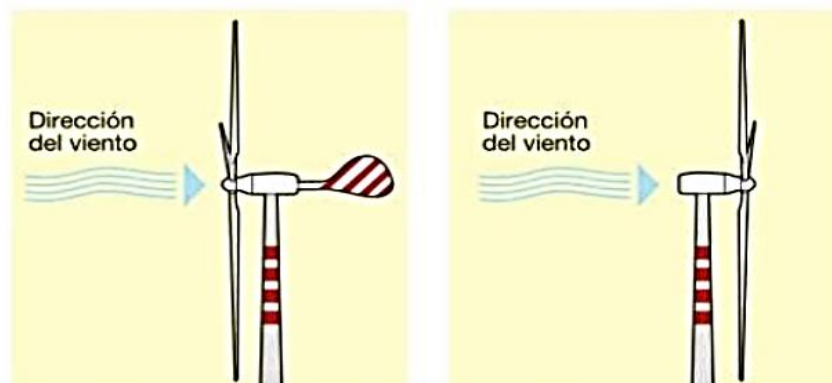
1.2.2 Clasificación según la disposición de su eje.

1.2.2.1 Turbinas eólicas de eje horizontal. Son el tipo de turbina más conocidos y utilizados en la generación de energía eólica, se caracterizan principalmente porque el eje del rotor se encuentra paralelo a la corriente de viento. Gracias a que proporcionan una alta eficiencia son empleados tanto para la generación a pequeña como a gran escala. Dentro de este tipo de turbinas eólicas existen dos subdivisiones; la primera (figura 4-a) es la turbina con rotor a barlovento (la corriente de aire fluye de cara al rotor y las palas) y la segunda es la turbina con rotor a sotavento (figura 4-b) que es cuando la corriente de aire fluye por el lado posterior del rotor y las palas.

¹⁴ UPME. Op. cit., p.357-483.

¹⁵ CREUS SOLÉ, Antonio. Aerogeneradores. Barcelona: Cano Pina, 2012. 9788496960213.p.124.

Figura 4. Turbinas eólica de eje horizontal. A) Barlovento,b) Sotavento



Fuente. XATACA. Aerogeneradores. [En línea]
<www.xatakaciencia.com/tag/aerogeneradores>

1.2.2.2 Turbinas eólicas de eje vertical. Este tipo de turbina eólica se caracteriza principalmente porque el eje del rotor se encuentra perpendicular al suelo. Dentro de las ventajas más destacadas para este tipo de turbinas se encuentra la capacidad de recibir viento desde cualquier dirección, también han generado mucho interés para la generación de energía a pequeña escala ya que el espacio requerido para su montaje es relativamente pequeño, lo cual facilita la creación de granjas eólicas en zonas urbanas. Al igual que las turbinas eólicas de eje horizontal, estas turbinas poseen tres subdivisiones o tipos principales¹⁶.

El primer tipo es la turbina de eje vertical con rotor Savonius (figura 5A), este tipo de turbina consta de dos palas semicilíndricas unidas entre sí y que desde una vista superior forman una S, dentro de las características de esta turbina está la capacidad de girar a bajas velocidades de viento, bajo costo y buena resistencia a las turbulencias, sin embargo presenta una baja eficiencia¹⁷. Otro tipo de turbina de eje vertical es la de rotor Darrieus (figura 5b y 5c). Esta turbina consta de dos palas curvas unidas en sus extremos y se caracteriza por su capacidad de alcanzar altas velocidades. Sin embargo, requiere de un alto torque para vencer la inercia por lo cual no están en la capacidad de arrancar por sí mismas y requieren de un mecanismo que se encargue de iniciar el giro¹⁸. El último tipo de turbina eólica de eje vertical es la del rotor Darrieus tipo H (figura 5c), se caracteriza por ser la turbina de eje vertical más utilizada, sus palas son verticales y se encuentran alrededor del eje, una de sus principales ventajas es que el ángulo de ataque de las palas varía a medida que gira el rotor con el fin de aprovechar al máximo el potencial del viento, puede alcanzar altas velocidades y posee mejor eficiencia que los dos modelos

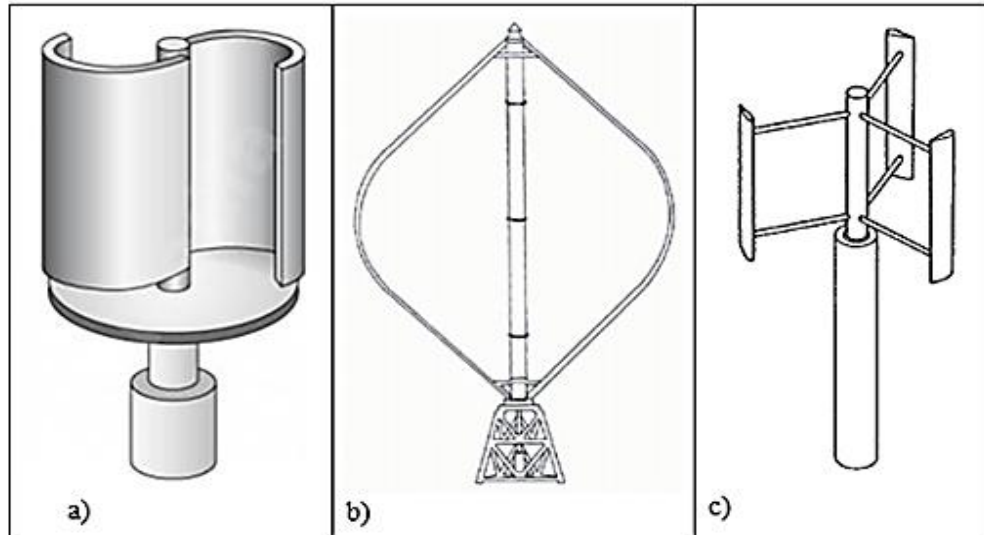
¹⁶ DOMÍNGUEZ,Arístides B. Aerogeneradores eólicos de baja potencia. Segunda Parte. p.501

¹⁷ ESCUDERO LÓPEZ, José María. Manual De Energía Eólica. Madrid: Mundi-Prensa, 2003. 9781449211905. p.90.

¹⁸ *Ibíd.*, p.91

discutidos anteriormente¹⁹.

Figura 5. Turbinas eólicas de eje vertical. A) Savonius, b) Darrieus, c) Tipo H.



Fuente. ECOSOURCES. VAWT. [En línea]< www.ecosources.info.>

1.2.3 Partes de una turbina eólica. Sin importar el tipo de turbina eólica (eje horizontal o vertical) estas máquinas poseen unos componentes básicos. A continuación se explican algunos de estos componentes:

- **Palas:** Las palas son uno de los elementos de mayor importancia en las turbinas eólicas ya que son las encargadas de la captación de la energía del viento²⁰. Por lo cual, la variación de parámetros como el ángulo de pitch, el perfil aerodinámico, material o la geometría interna de estas, produce la alteración directa en la generación de energía.
- **Rotor:** Es el conjunto formado por las palas y un acople al eje principal. El diámetro de este conjunto permite definir el área de barrido que tiene una turbina eólica²¹.
- **Generador:** Este elemento se encarga de transformar la energía mecánica proveniente del eje en energía eléctrica. Según el tipo y potencia de una turbina eólica puede conectarse directamente al eje principal o a una caja multiplicadora para aumentar las revoluciones del mismo²².
- **Torre:** Es la estructura encargada de soportar la turbina eólica.

¹⁹ ESCUDERO. Op. cit., p. 92

²⁰ MORAGUES, Jaime y RAPALLINI, Alfredo. Energía Eólica. Argentina: 2003. p.9.

²¹ HULSHORST, Walter. Small Scale Wind Energy Systems. 2008. p.6.

²² MIRELES ORNELAS, Erik. La Energía Eólica. p.4.

1.2.4 Parámetros de operación.

1.2.4.1 Coeficiente de potencia. Es la relación de la potencia mecánica producida por la turbina con respecto a la potencia extraíble del viento que fluye por el rotor, se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 8. Coeficiente de potencia.

$$C_p = \frac{P_m}{P_w} = \frac{P_m}{\frac{1}{2} \rho A_b V_0^3}$$

Donde:

P_m : Potencia mecánica producida por la turbina eólica

P_w : Potencia del viento.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

1.2.4.2 Relación de velocidad tangencial (TSR). Es la relación que existe entre la velocidad tangencial en la punta de las palas con respecto a la velocidad del viento²³.

Ecuación 9. Relación de velocidad tangencial (TSR).

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0}$$

Donde:

λ : Relación de velocidad tangencial.

ω : Velocidad angular.

R : Radio del rotor.

V_0 : Velocidad del viento.

1.2.4.3 Número de Reynolds. Es un número adimensional utilizado para caracterizar el movimiento de un fluido.

Ecuación 10. Número de Reynolds

$$Re = \frac{V_R C}{\nu}$$

²³ WOOD. Op. cit., p.101.

Donde:

Re : Número de Reynolds.

V_R : Velocidad relativa al perfil aerodinámico.

ν : Viscosidad cinemática del aire.

c : Longitud de cuerda.

1.2.4.4 Coeficiente de empuje. Es la relación que existe entre la fuerza de empuje que sufren las palas respecto a las fuerzas dinámicas a las cuales se encuentra sometida.

Ecuación 11. Coeficiente de empuje

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho A_b V_0^2}$$

Donde:

C_T : Coeficiente de empuje.

T : Empuje.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

1.2.4.5 Relación de aspecto. Es la relación entre la altura y el radio del rotor.

Ecuación 12. Relación de aspecto.

$$AR = \frac{H}{R}$$

Donde:

AR : Relación de aspecto.

H : Altura del rotor.

R : Radio del rotor.

1.2.4.6 Solidez del rotor. Este parámetro cuantifica la resistencia que opone la turbina eólica de eje vertical respecto a la fuerza ejercida por el viento y se expresa de la siguiente manera.

Ecuación 13. Solidez del rotor.

$$\sigma = \frac{Nc}{2R}$$

Donde:

σ : Solidez del rotor.

N : Número de palas.

c : Longitud de cuerda.

R : Radio del rotor.

1.3 PERFILES AERODINÁMICOS

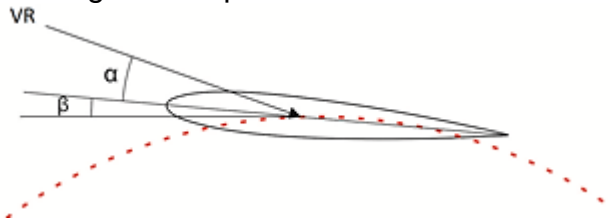
1.3.1 Terminología de perfiles aerodinámicos. En esta sección se consideran las características de los perfiles aerodinámicos²⁴ que son de mayor relevancia para su aplicación en pequeñas turbinas eólicas de eje vertical.

Figura 6. Perfil aerodinámico.



- Borde de ataque: Es el borde del perfil que primero entra en contacto con el flujo de aire.
- Borde de salida: Es la zona del perfil en la cual se encuentran los flujos de alta y baja presión para abandonar la superficie.
- Cuerda: Es la línea recta comprendida entre el borde de ataque y el de salida.

Figura 7. Ángulos del perfil.



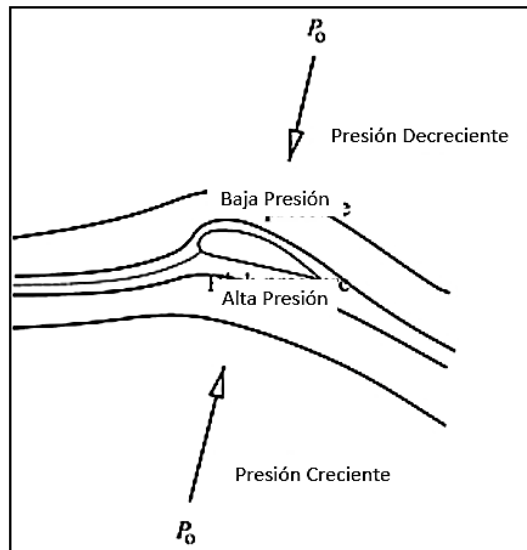
- VR : Es la velocidad relativa del viento
- α : Ángulo de ataque, comprendido entre la línea de cuerda y la velocidad relativa del viento.
- β : Ángulo de pitch, comprendido entre la tangente de la trayectoria y la línea de cuerda.

1.3.2 Fuerzas aerodinámicas. Un perfil que se somete a un flujo de aire experimenta fuerzas de arrastre y sustentación producidas por el cambio de

²⁴ KUNDU, Pijush K.; COHEN, Ira M. y DOWLING, David R. Chapter 14 - Aerodynamics. En: KUNDU, Pijush K.; COHEN, Ira M. y DOWLING, David R. Fluid Mechanics (Sixth Edition). Boston: Academic Press, 2016. p. 773-817.

velocidades del fluido en la parte superior (extradós) e inferior (intradós) del perfil. Como se muestra en la figura 8, las alteraciones de la velocidad del fluido que pasa por el perfil también provocan cambios en las presiones del extradós e intradós, lo que ocasiona que en el extradós se cree una zona de baja presión y por el contrario en el intradós una de alta presión²⁵.

Figura 8. Fuerzas aerodinámicas.



Fuente. HANSEN, Martin. Aerodynamics of wind turbines.

1.3.2.1 Arrastre y sustentación. Al presentarse una zona de baja presión en el extradós del perfil y una de alta presión en el intradós se genera un diferencial de presión. La diferencia de presión provoca una fuerza de elevación en la superficie del perfil. Cuando el perfil está alineado con el flujo del aire la capa límite permanece y la fuerza de arrastre asociada es provocada por la fricción del aire con la superficie²⁶.

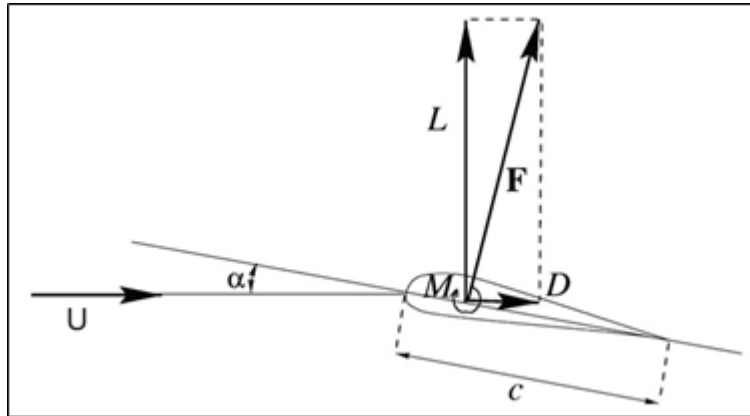
Como se observa en la figura 9, la fuerza de sustentación es normal a la dirección del fluido, mientras que la fuerza de arrastre es paralela. Además de las fuerzas de arrastre y sustentación se debe tener en cuenta el momento M sobre un punto del perfil, este punto se encuentra comúnmente localizado a $c/4$ del borde de ataque²⁷.

²⁵ HANSEN, Martin O. L. Aerodynamics of Wind Turbines. 3. ed. ed. London [u.a.]: Routledge Earthscan, 2015. 9781138775077. p.7.

²⁶ HANSEN. Op. cit., p.8

²⁷ *Ibid.*, p.9.

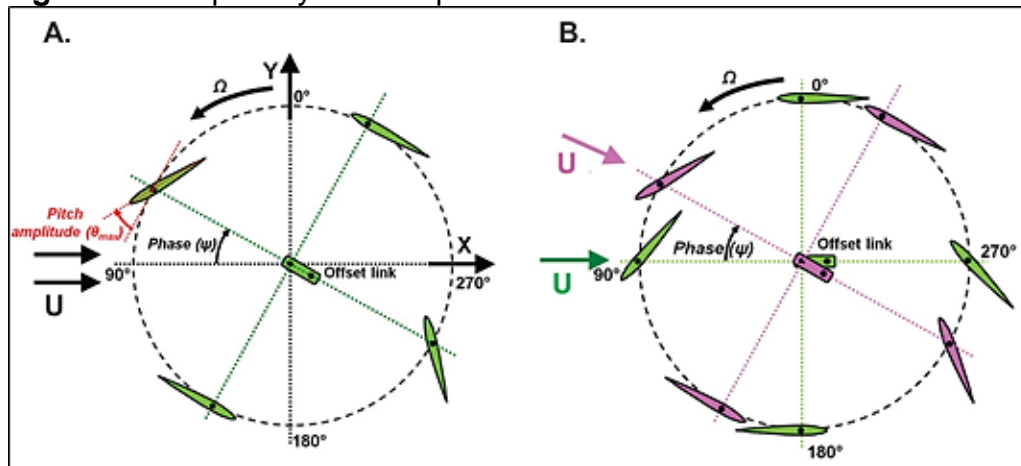
Figura 9. Arrastre y sustentación



Fuente. HANSEN, Martin. Aerodynamics of wind turbines.

1.3.3 Ángulos de Pitch Según el estudio de Benedict y Lakshminarayan²⁸, los parámetros que pueden afectar significativamente la extracción de potencia en una pequeña turbina eólica de eje vertical son la amplitud de pitch θ_{max} y fase de pitch ψ .

Figura 10. Amplitud y fase de pitch.



Fuente. BENEDICT, Moble et al. Aerodynamics of Small-Scale Vertical-Axis Wind Turbine with Dynamic Blade Pitching.

Como se observa en la figura 10A, la amplitud del pitch se da cuando la pala se encuentra alineada con el enlace desplazado (offset link). La fase de pitch es el ángulo formado entre el enlace desplazado y la dirección del viento.

Para obtener una óptima extracción de potencia del viento el offset link debe encontrarse alineado con la dirección del viento como se observa en la figura 10B,

²⁸ BENEDICT, Moble, et al. Aerodynamics of a Small-Scale Vertical-Axis Wind Turbine with Dynamic Blade Pitching. En: AIAA Journal. vol. 54, no. 3, p. 924-9353.

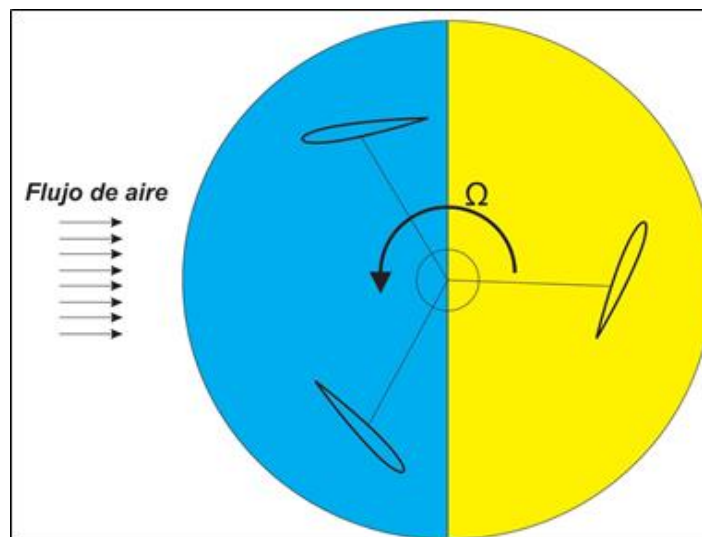
esto garantiza que la amplitud de pitch es máxima y por consiguiente la fase de pitch es de 0° .

El estudio citado también menciona que para un sistema de pitch pasivo la amplitud de ángulos de pitch que ofrecen los mejores coeficientes de potencia se encuentran entre $\pm 20^\circ$ y $\pm 25^\circ$, pues la potencia que se extrae del viento en la mitad frontal de la turbina no se pierde en la mitad trasera.

1.3.4 Zonas de obtención de potencia

Como se muestra en la figura 11 la turbina se divide en dos secciones principales de obtención de potencia, la zona sección aguas arriba es la mitad azul de la trayectoria circular que se encuentra directamente enfrentada con el flujo del aire, en esta sección es donde se produce una ganancia de potencia por parte del rotor de la turbina. La sección aguas abajo es la mitad amarilla de la circunferencia en la cual se produce una pérdida de potencia²⁹.

Figura 11. Zonas de obtención de potencia.



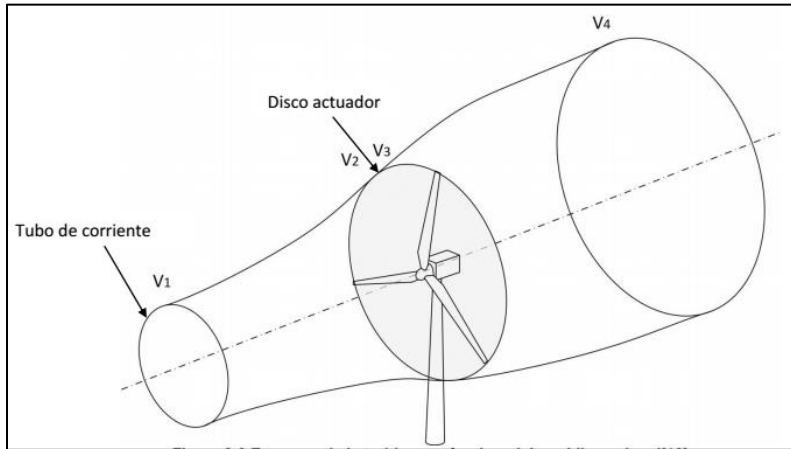
1.4 ANÁLISIS AERODINÁMICO TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL DARRIEUS TIPO H

1.4.1 Límite de Betz. Es un modelo desarrollado por Albert Betz en 1926 basado en la conservación de masa y energía utilizado para predecir los valores máximos de potencia generada y empuje en una turbina ideal³⁰.

²⁹ BENEDICT. Op. cit., p.7.

³⁰ MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G. y ROGERS, Anthony L. Wind Energy Explained. Chichester: Wiley, 2002. 9780471499725. p.210.

Figura 12. Esquema de disco actuador para turbinas eólicas.



Fuente. CACERES, Sergio. Estudio y Modelamiento de una Turbina Eólica de Eje Vertical de Pequeña Escala. Universidad de Chile. 2014.

Este análisis aerodinámico se lleva a cabo al representar una turbina eólica como un disco actuador que se encuentra dentro de un volumen de control tal y como se puede apreciar en la figura 12. Se asume que el fluido fluye a través del volumen de control en una dirección específica, la turbina representada como un disco genera una discontinuidad en la presión del volumen de control dividiendo este en dos secciones diferentes (aguas arriba 1-2 y aguas abajo 3-4)³¹. Además, este análisis asume las siguientes condiciones:

- Flujo homogéneo, incompresible y estacionario.
- Número infinito de palas.
- No hay pérdidas por fricción.
- Empuje uniforme sobre todo el disco actuador.
- Las presiones estáticas antes y después del volumen de control son iguales a la presión estática del ambiente.

Para determinar la fuerza que hay dentro del volumen de control se aplica la teoría de la conservación del momento lineal. De la cual se define que esa fuerza es igual y opuesta a la fuerza que ejerce el viento sobre la turbina eólica (empuje).

Ecuación 14. Fuerza de empuje.

$$T = V_1(\rho AV)_1 - V_4(\rho AV)_4$$

³¹HABTAMU,Beri y YINXUE,Yao. Double Multiple Stream Tube Model and Numerical Analysis of Vertical Axis Wind Turbine. En: Energy and Power Egeineering. vol. 3, no. 3, p. 262-270.

Donde:

T : Empuje.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_4 : Velocidad aguas abajo.

ρ : Densidad.

A : Área.

Como se asume que la condición del flujo es estacionario se puede afirmar que $(\rho AV)_1 = (\rho AV)_4 = \dot{m}$ para obtener la siguiente expresión:

Ecuación 15. Fuerza de empuje.

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

Donde:

T : Empuje.

\dot{m} : Flujo másico.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_4 : Velocidad aguas abajo.

Posteriormente, se aplica la ecuación de Bernoulli para cada una de las secciones del volumen de control.

Ecuación 16. Ecuación de Bernoulli aguas arriba.

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho V_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho V_2^2$$

Donde:

p_1 : Presión a la entrada del volumen de control.

p_2 : Presión antes del disco actuador.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_2 : Velocidad inducida en el rotor.

ρ : Densidad.

Ecuación 17. Ecuación de Bernoulli aguas abajo.

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho V_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho V_4^2$$

Donde:

p_3 : Presión después del disco actuador.
 p_4 : Presión a la salida del disco actuador.
 V_3 : Velocidad después del disco actuador.
 V_4 : Velocidad aguas abajo.
 ρ : Densidad.

En estas expresiones se aplica la condición establecida acerca de las presiones en los extremos del volumen de control considerándolas iguales ($p_1 = p_4$); también se asume que las velocidades antes y después del disco actuador son iguales ($V_2 = V_3$).

Otra forma de expresar el empuje que sufre la turbina eólica es mediante la sumatoria de las fuerzas presente aguas arriba y aguas abajo del volumen de control.

Ecuación 18. Fuerza de Empuje.

$$T = A_2(p_2 - p_3)$$

Donde:

T : Empuje.
 p_2 : Presión antes del disco actuador.
 p_3 : Presión después del disco actuador.
 A_2 : Área antes del disco actuador.

Al utilizar las ecuaciones 16 y 17 para solucionar la diferencia de presiones antes y después del disco actuador ($p_2 - p_3$) y al reemplazar el resultado en la ecuación 18 se obtiene la siguiente expresión.

Ecuación 19. Fuerza de Empuje.

$$T = \frac{1}{2} \rho A_2 (V_1^2 - V_4^2)$$

Donde:

T : Empuje.
 V_1 : Velocidad de entrada.
 V_4 : Velocidad aguas abajo.
 A_2 : Área antes del disco actuador.
 ρ : Densidad.

Si se utiliza el flujo másico del aire con la expresión $\rho A_2 V_2$ y además se igualan las ecuaciones 15 y 19 se obtiene.

Ecuación 20. Velocidad inducida al rotor.

$$V_2 = \frac{V_1 + V_4}{2}$$

Donde:

V_1 : Velocidad de entrada.

V_2 : Velocidad inducida en el rotor.

V_4 : Velocidad aguas abajo.

La reducción que sufre la velocidad del viento antes de llegar al disco actuador se puede expresar mediante una relación denominada “factor de inducción”.

Ecuación 21. Factor de inducción.

$$a = \frac{V_1 - V_2}{V_1}$$

Donde:

a : Factor de inducción.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_2 : Velocidad inducida en el rotor.

Ecuación 22. Velocidad inducida en el rotor.

$$V_2 = V_1(1 - a)$$

Donde:

a : Factor de inducción.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_2 : Velocidad inducida en el rotor.

Ecuación 23. Velocidad aguas abajo.

$$V_4 = V_1(1 - 2a)$$

Donde:

a : Factor de inducción.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_4 : Velocidad aguas abajo.

Para obtener la expresión de la potencia producida por la turbina, se multiplica la ecuación 19 con la velocidad inducida en el rotor.

Ecuación 24. Potencia mecánica producida por la turbina eólica.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_2 (V_1^2 - V_4^2) V_2$$

Donde:

P_m : Potencia mecánica producida por la turbina eólica.

ρ : Densidad.

A_2 : Área antes del disco actuador.

V_1 : Velocidad de entrada.

V_2 : Velocidad inducida en el rotor.

V_4 : Velocidad aguas abajo.

Al sustituir la ecuación 22 y la ecuación 23 en la anterior expresión se puede simplificar y obtener.

Ecuación 25. Potencia mecánica producida por la turbina eólica.

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V^3 4a(1-a)^2$$

Donde:

P_m : Potencia mecánica producida por la turbina eólica.

ρ : Densidad.

A : Área.

V : Velocidad de entrada.

a : Factor de inducción.

Para determinar el coeficiente de potencia se utiliza la siguiente expresión.

Ecuación 26. Coeficiente de potencia derivado de la teoría del disco actuador.

$$C_p = 4a(1-a)^2$$

Donde:

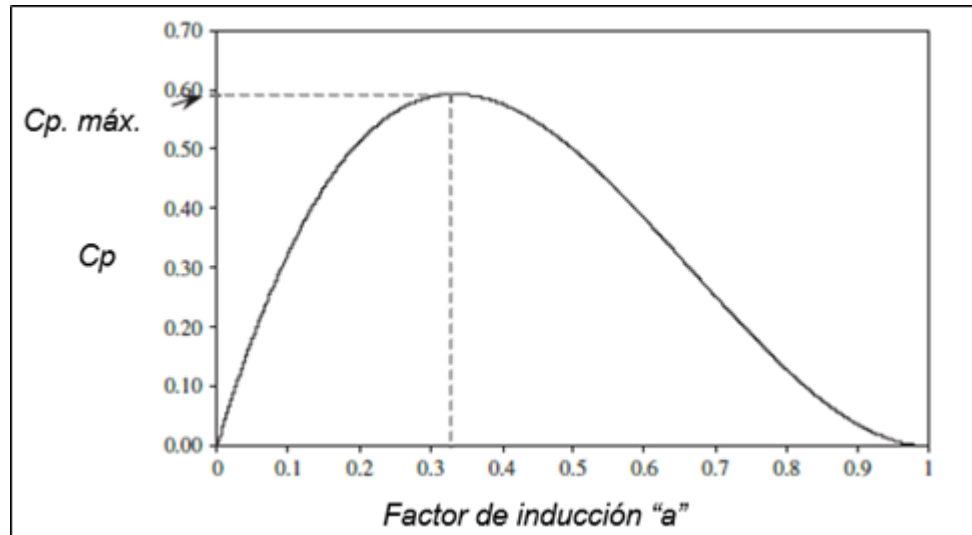
C_p : Coeficiente de potencia.

a : Factor de inducción.

Esta expresión fue la utilizada por Albert Betz para determinar la máxima cantidad

de energía cinética del viento que puede ser convertida en energía mecánica. Como se puede apreciar en la gráfica 3 este valor máximo de C_p se da cuando se obtiene un valor de $a = \frac{1}{3}$ que da como resultado un coeficiente de potencia de $\frac{16}{27}$ ³².

Gráfica 3. Coeficiente de potencia Vs. Factor de inducción



Fuente. TONG, Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design

1.4.2 Modelos analíticos. A través de los años se han desarrollado diversos modelos analíticos con los cuales se pretende obtener predicciones cercanas del desempeño de las turbinas eólicas de eje vertical. A continuación, se hace un breve análisis de los más utilizados.

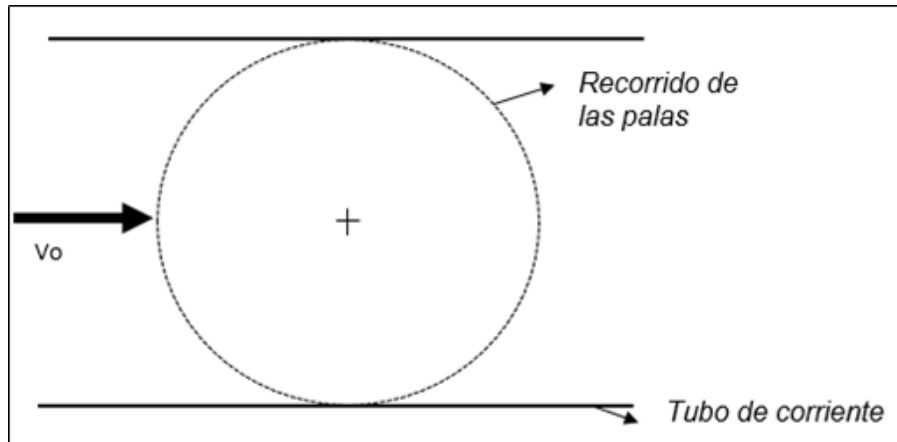
1.4.2.1 Modelos basados en la teoría del momento. Todos estos modelos se basan en la teoría de la conservación del momento y utilizan la teoría del disco actuador para su planteamiento.

- Modelo de tubo de corriente simple: Es el modelo básico del cual parten los siguientes modelos. Fue planteado por Templin en 1974³³, su principio de funcionamiento está basado en la concepción de un volumen de control (tubo de corriente) donde la velocidad del fluido a lo largo de este se mantiene constante como se puede observar en la figura 13.

³² TONG. Op. cit., p.21.

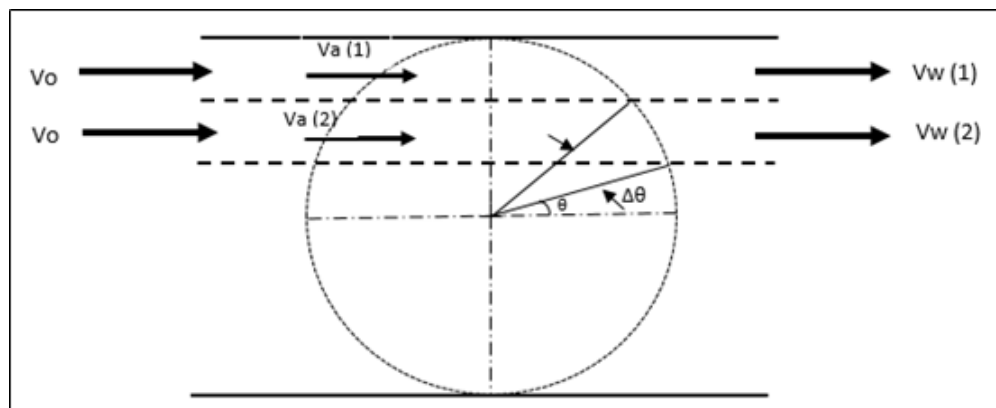
³³ TEMPLIN,R.,J. Aerodynamic Performance Theory for the NRC Vertical-Axis Wind Turbine. 1974.

Figura 13. Esquema tubo de corriente simple.



- Modelo de los múltiples tubos de corriente: Este modelo surgió como desarrollo del modelo explicado anteriormente. Fue planteado por Strickland en 1975³⁴ y allí propone la utilización de varios tubos de corriente para aplicar la teoría de la conservación del momento en cada uno de estos. Además, cada tubo de corriente es independiente, por lo cual se contemplan diferentes velocidades inducidas para cada tubo. Finalmente, su precisión va ligada a la cantidad de tubos de corriente empleados para el análisis.

Figura 14. Esquema múltiples tubos de corriente.



Para determinar la cantidad de tubos de corriente (figura 14) se utiliza la siguiente expresión.

³⁴ STRICKLAND, J. H. Darrieus Turbine: A Performance Prediction Model using Multiple Streamtubes. United States: 1975.

Ecuación 27. Número de tubos de corriente.

$$N_{\theta} = \frac{2\pi}{\Delta\theta}$$

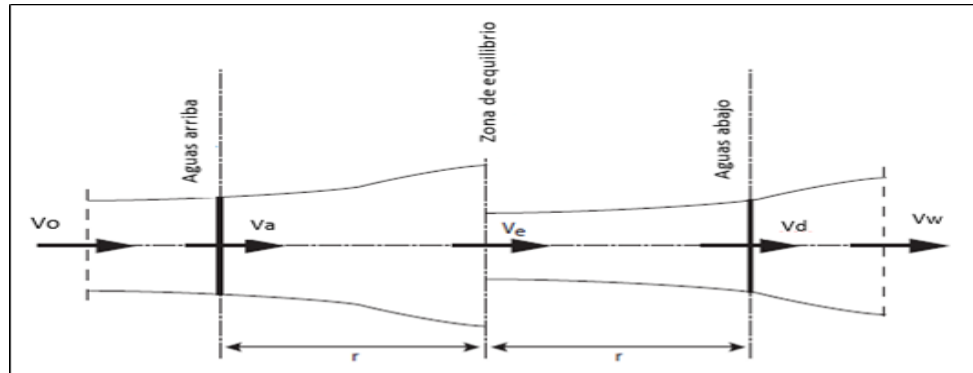
Donde:

N_{θ} : Número de tubos de corriente.

$\Delta\theta$: Ancho del tubo de corriente.

- Teoría del doble disco actuador: Consiste en ubicar dos discos actuadores (uno detrás del otro) para poder analizar de manera independiente el comportamiento en la sección aguas arriba y aguas abajo del rotor tal y como se ve en la figura 15.

Figura 15. Esquema teoría del doble disco actuador.



Fuente. CLAESSENS, M. The design and testing of airfoils for application in small vertical axis wind turbines.

A diferencia de los modelos anteriores, en este modelo las velocidades (figura 16) se calculan mediante dos factores de inducción.

Ecuación 28. Velocidad inducida aguas arriba.

$$V_a a_{up} = V_0$$

Donde:

V_a : Velocidad inducida aguas arriba.

a_{up} : Factor de interferencia aguas arriba.

V_0 : Velocidad del viento.

Ecuación 29. Velocidad de equilibrio.

$$V_e = (2a_{up} - 1)V_0$$

Donde:

V_e : Velocidad de equilibrio.

a_{up} : Factor de interferencia aguas arriba.

V_0 : Velocidad del viento.

Ecuación 30. Velocidad inducida aguas abajo.

$$V_d = a_{do}V_e = a_{do}(2a_{up} - 1)V_0$$

Donde:

a_{do} : Factor de inducción aguas abajo.

V_d : Velocidad inducida aguas abajo.

V_e : Velocidad de equilibrio.

a_{up} : Factor de interferencia aguas arriba.

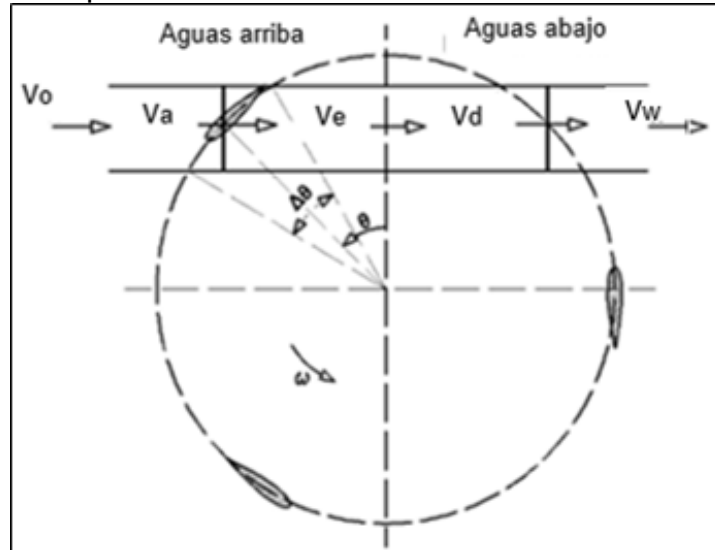
V_0 : Velocidad del viento.

- Modelo del doble disco actuador con múltiples tubos de corriente: Modelo desarrollado por Paraschivoiu y Delclaux en 1983³⁵ el cual es la combinación entre la teoría del doble disco actuador y el modelo de los múltiples tubos de corriente. Como principal ventaja sobre los otros modelos tiene en cuenta las variaciones de la velocidad tanto entre la zona de aguas arriba y aguas abajo, como también en la dirección perpendicular del flujo de viento³⁶.

³⁵ PARASCHIVOIU, I. y DELCLAUX, F. Double multiple streamtube model with recent improvements (for predicting aerodynamic loads and performance of Darrieus vertical axis wind turbines). En: Journal of Energy. May. vol. 7, no. 3, p. 250-255.

³⁶ CLAESSENS, M. The Design and Testing of Airfoils in Small Vertical Axis Wind Turbines. 2006.

Figura 16. Esquema modelo del doble disco actuador con múltiples tubos de corriente.



Fuente. Mulugeta, Asress. Et al. Numerical and analytical investigation of vertical axis wind turbine.

1.4.2.2 Modelos de vórtice. De acuerdo con Claessens³⁷ este modelo consiste en reemplazar la pala de la turbina por una línea que representa el flujo del viento a ciertas distancias de la pala. A diferencia de los modelos basados en la teoría del momento los resultados obtenidos son más acertados.

1.4.3 CFD (Computational Fluid Dynamics). De acuerdo con Versteeg y Malalasekera en su libro³⁸, CFD consiste en una herramienta computacional mediante la cual se pueden analizar diferentes fenómenos asociados a los fluidos y la transferencia de calor. Dentro de los múltiples análisis que se pueden llevar a cabo se encuentran procesos químicos, estudios aerodinámicos, meteorología, combustión interna en motores, aplicaciones biomédicas, entre otros.

La estructura de los códigos CFD se basa en tres elementos principales desarrollados por los autores y que se resumen en la tabla 1.

³⁷ CLAESSENS. Op. cit., p.22.

³⁸ VERSTEEG, Henk y MALALASEKERA, Weeratunge. An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method. Harlow: Pearson Education Limited, 2007. 9780131274983.p.1.

Tabla 1. Estructura de un código CFD.

<i>Elemento 1</i>	<i>Elemento 2</i>	<i>Elemento 3</i>
Pre-proceso	Solver	Post-proceso
Consiste en establecer las condiciones y el tipo de fenómeno que se desea analizar. Se debe: <ul style="list-style-type: none"> ● Definir el dominio. ● Generar la malla. ● Establecer condiciones de borde. ● Identificar el fenómeno a modelar. ● Definir las propiedades del fluido. 	Este elemento se encarga de: <ul style="list-style-type: none"> ● Integrar las ecuaciones que gobiernan el fenómeno a estudiar en el dominio. ● Generar un sistema algebraico de ecuaciones. ● Solucionar dichas ecuaciones iterativamente. 	Este elemento es el encargado del análisis de los resultados obtenidos. Según Versteeg y Malalasekera, es el elemento que mayor desarrollo ha obtenido en los últimos años gracias a las diferentes herramientas que se han creado para la visualización e interpretación de los datos.

1.4.3.1 Ecuaciones de gobierno. Las ecuaciones que describen el flujo de un fluido se relacionan directamente con las leyes físicas de la conservación (conservación de la masa, la segunda ley de Newton y la primera ley de la termodinámica)³⁹. A continuación, se presenta la ecuación de la conservación de la masa.

Ecuación 31. Conservación de la masa.

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

Donde:

ρ : Densidad.

\vec{u} : Vector de velocidad.

Por otra parte, las ecuaciones de Navier-Stokes representan la conservación del momento en el eje x, y, z.

³⁹ VERSTEEG, Henk y MALALASEKERA, Weeratunge. An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method. Harlow: Pearson Education Limited, 2007. 9780131274983.p.9.

Ecuación 32. Ecuaciones de Navier-Stokes.

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

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

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

Donde:

ρ : Densidad.

\vec{u} : Vector de velocidad.

S_M : Momento generado en el cuerpo.

μ : Viscosidad dinámica.

p : Presión.

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se encuentra el modo en que se determinaron las pruebas a las que se somete la turbina eólica. Posteriormente la implementación del modelo analítico y su aplicación para la optimización de las dimensiones de diseño del prototipo de turbina B. Luego de ello, se encuentran los componentes de los prototipos de turbina y la explicación del funcionamiento del mecanismo de pitch. Finalmente se explican los parámetros más importantes que se utilizaron para realizar la simulación (CFD).

2.1 NORMATIVIDAD

Como base para determinar los parámetros que se deben probar en la simulación CFD se realizó la búsqueda de las normas internacionales que regulan las turbinas eólicas. Se encontró que la norma IEC 61400-2 presenta toda la regulación que se debe tener en cuenta para determinar la seguridad, calidad e integridad ingenieril para las pequeñas turbinas eólicas⁴⁰. Sin embargo, las pruebas que se realizan valiéndose de la simulación computacional como herramienta, están orientadas a comprobar la resistencia mecánica de los materiales con los que se desea construir la turbina. Por lo tanto, se salen completamente del caso de estudio del proyecto, debido a que el enfoque de este proyecto es netamente el comportamiento aerodinámico de la turbina.

2.2 PRUEBAS

Para determinar las pruebas a las que se somete la turbina eólica se realizó la consulta de artículos en los cuales se desarrollan temas similares a los estudiados en esta tesis.

2.2.1 Coeficiente de potencia Vs. TSR. Según los estudios realizados por Benedict⁴¹, el C_p (Coeficiente de potencia) de la turbina eólica puede aumentar o disminuir dependiendo del ángulo de pitch en el que se configuren las palas, por lo tanto se desarrollan variaciones en el pitch en las cuales se pueden apreciar los cambios en el C_p . Basados en los resultados del estudio citado los ángulos de pitch a los que se realizan los análisis de CFD son:

⁴⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Iec 61400-2. Geneva: 2007.

⁴¹ BENEDICT. Op. cit., p.5

Tabla 2. Variaciones en el ángulo de pitch para C_p Vs. TSR.

Ángulos de pitch
20°
25°
30°

También se realizan variaciones del TSR (Tip Speed Ratio) de la turbina en un rango en el que se pueden observar las diferentes velocidades que experimenta el rotor⁴². Partiendo en una velocidad angular de 0 m/s hasta cuándo se encuentra en una velocidad angular máxima, manteniendo la velocidad del viento constante en 10 m/s. Por lo tanto los valores de TSR son:

Tabla 3. Variaciones en el TSR para C_p Vs. TSR.

TSR
1
2
3
4
5

Con estos parámetros se busca obtener una comparación de los resultados entre el modelo matemático y el CFD para identificar el ángulo de pitch con el cual el coeficiente de potencia es mayor.

2.2.2 Momento Vs. Azimuth (Variando Pitch). Esta prueba se realiza con el objetivo de determinar el comportamiento aerodinámico de una sola pala a medida que se desplaza por la trayectoria del Azimuth, en este recorrido se busca observar variaciones en el coeficiente de potencia debido al cambio de zona en la que la pala se encuentra (aguas arriba o aguas abajo). Además, se efectúan modificaciones en el ángulo de pitch de:

⁴² REZAEIHA,Abdolrahim; KALKMAN,Ivo y BLOCKEN,Bert. Effect of pitch angle on power performance and aerodynamics of a vertical axis wind turbine. En: Applied Energy. Jul 1., vol. 197, p. 132-150.

Tabla 4. Variaciones en el ángulo de pitch para C_p Vs. Azimuth.

Ángulos de pitch
20°
25°
30°

En los siguientes puntos de la trayectoria del Azimuth:

Tabla 5. Puntos del Azimuth para C_p Vs. Azimuth.

Azimuth
0°
90°
180°
270°

Dicho procedimiento indica las zonas en las que se extrae potencia del viento y aquellas en las que se pierde⁴³.

2.2.3 Momento Vs. Azimuth (Variando TSR). Según los resultados de la prueba anterior se selecciona el ángulo de pitch que mejor coeficiente de potencia presenta, posteriormente se ejecutan las variaciones en el TSR de:

Tabla 6. Variaciones del TSR para C_p Vs. Azimuth.

TSR
0,5
1
2

Este estudio CFD se realiza con una sola pala de la turbina debido a que se busca determinar las zonas de ganancia y de pérdida de potencia, y su alteración a causa de las variaciones en el TSR.

⁴³ BENEDICT. Op. cit., p.6

2.2.4 Cp Vs. TSR (Variando Longitud de Cuerda). Los resultados que se obtienen de estudios hechos de turbinas eólicas de escala laboratorio, presentan un problema de baja fiabilidad al momento de extrapolar los datos para una turbina de mayor tamaño⁴⁴. Es por ello que se modifican las longitudes de cuerda del perfil aerodinámico para poder determinar la fiabilidad de los resultados en turbinas de mayores dimensiones. Las longitudes de cuerda que se utilizan son de 22 cm y 28 cm.

2.3 IMPLEMENTACIÓN MODELO ANALÍTICO

Para llevar a cabo el diseño de la turbina eólica se implementó un modelo analítico que permite predecir el comportamiento aerodinámico de la turbina eólica bajo ciertas dimensiones dadas. De esta manera, se identificó cuáles dimensiones de la turbina eólica garantizan el mayor coeficiente de potencia. Además, los resultados obtenidos en el modelo analítico se comparan con los resultados del CFD.

2.3.1 Selección modelo analítico. Para la selección del modelo aerodinámico implementado, se realizó la búsqueda de información en diferentes fuentes acerca de los modelos planteados en la sección 1.4.2. De esta búsqueda se encontró que 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, pero no igual de aproximados a los obtenidos con los de la teoría de vórtices. 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 proyecto⁴⁵.

2.3.2 Implementación del modelo analítico. La implementación del modelo analítico se realizó mediante un código computacional en el lenguaje de programación Python. Además, se basó en el modelo propuesto por Paraschivoiu en su libro *Wind Turbine Design With Emphasis on Darrieus Concept*⁴⁶ y en el código computacional implementado por Javier Castillo en su tesis *Small-Scale Vertical Axis Wind Turbine Design*⁴⁷. En la figura 17 se observa el procedimiento general que utiliza este modelo analítico para predecir el coeficiente de potencia.

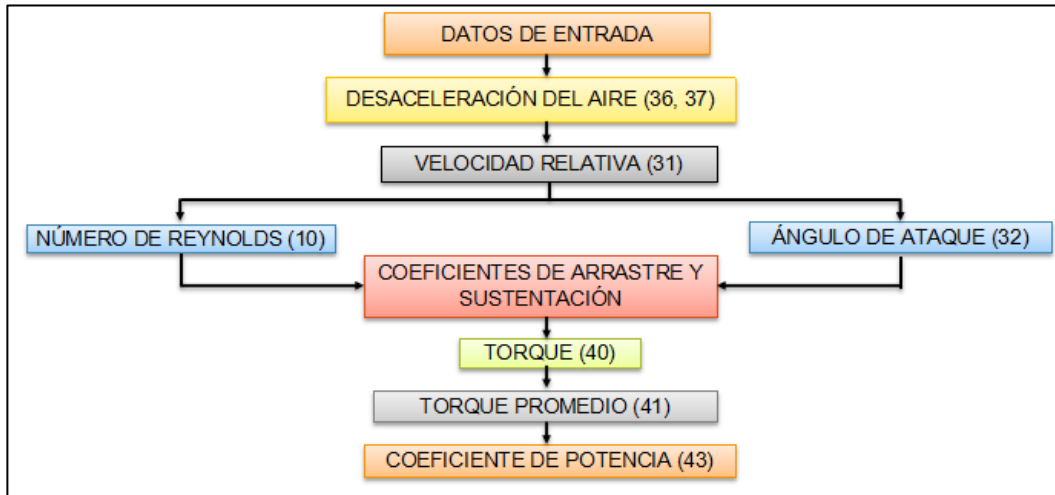
⁴⁴ Ibid., p.10.

⁴⁵ HABTAMU. Op. cit.,p.265.

⁴⁶ PARASCHIVOIU, Ion. *Wind Turbine Design : With Emphasis on Darrieus Concept*. 2011. p.147.

⁴⁷ CASTILLO, Javier. *Small-Scale Vertical Axis Wind Turbine Design*. Tampere University of Applied Sciences, 2011. p. 1-69

Figura 17. Procedimiento modelo analítico.

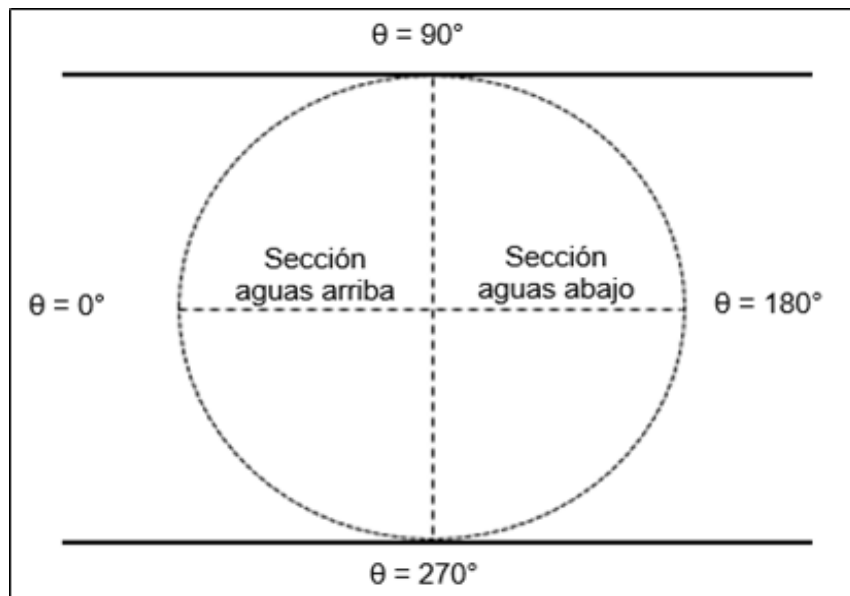


Fuente. CASTILLO, Javier. Small-Scale Vertical Axis Wind Turbine Design.

Como se mencionó en la sección 1.4.2, la teoría del doble disco actuador considera las variaciones de velocidad del viento en la sección aguas arriba y aguas abajo del rotor. Por ende, las ecuaciones 28, 29 y 30 se emplean para el cálculo de las velocidades inducidas a través del rotor.

Como se observa en la figura 18, la sección aguas arriba del rotor es la zona comprendida por $90^\circ \leq \theta \leq 270^\circ$ y la sección aguas abajo es la zona comprendida por $270^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$.

Figura 18. División de las secciones del rotor.



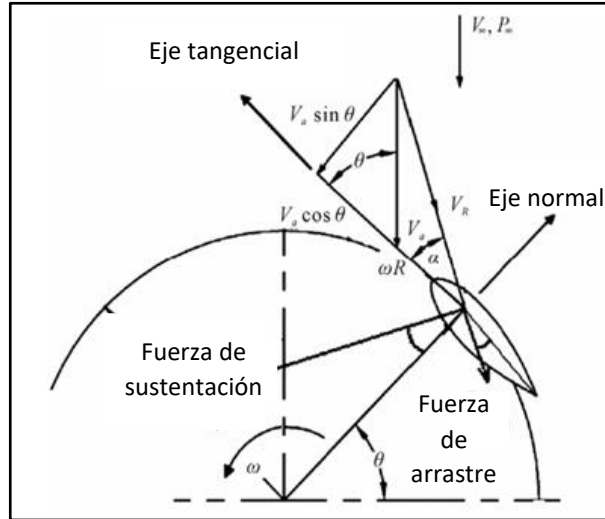
Previo al análisis de las ecuaciones que se utilizaron para el desarrollo del código, se identificaron los datos de entrada requeridos los cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 7. Datos de entrada para el código.

NOMBRE	SÍMBOLO	UNIDADES
Velocidad del viento	V_0	m/s
Velocidad angular	Ω	rad/s
Radio del rotor	R	m
Número de palas	N	--
Longitud de cuerda	C	m
Longitud de la pala	L	m
Ángulo de ataque inicial	α_0	°
Viscosidad cinemática del aire	ν	m^2/s
Densidad del aire	ρ	kg/m^3
Número de tubos de corriente	N_θ	--

También es importante identificar el diagrama de fuerzas y velocidades presentes en las palas (figura 19).

Figura 19. Diagrama de fuerzas y velocidades



Fuente. BERI, Habtamu. YAO, Yingxue. Double multiple streamtube and numerical analysis of vertical axis wind turbine.

De acuerdo con Paraschivoiu⁴⁸, para la sección aguas arriba del volumen de control se aplican las siguientes expresiones.

Ecuación 33. Velocidad relativa del viento.

$$V_R = \sqrt{V_a^2 [(\lambda - \sin^2\theta)^2 + (\cos^2\theta)]}$$

Donde:

V_R : Velocidad relativa del viento.

V_a : Velocidad inducida.

λ : Relación de velocidad tangencial.

θ : Azimuth.

Ecuación 34. Ángulo de ataque.

$$\alpha = \arcsin\left(\frac{\cos\theta \cos\alpha_0 - (\lambda - \sin\theta) \sin\alpha_0}{\sqrt{[(\lambda - \sin^2\theta)^2 + (\cos^2\theta)]}}\right)$$

Donde:

α : Ángulo de ataque.

α_0 : Ángulo de ataque inicial.

⁴⁸ PARASCHIVOIU. Op. cit., p.151.

θ : Azimuth.

Con los valores obtenidos en las ecuaciones 28 y 31 se calculan la relación de velocidad tangencial y el número de Reynolds locales (ecuaciones 33 y 10 respectivamente).

Ecuación 35. Relación de velocidad tangencial local aguas arriba.

$$\lambda_{up} = \frac{\omega R}{V_a}$$

Donde:

λ_{up} : Relación de velocidad tangencial local aguas arriba

V_a : Velocidad inducida aguas arriba.

ω : Velocidad angular.

R : Radio del rotor.

Posteriormente, con los valores obtenidos en las ecuaciones 10, 32 y 33 se calculan los coeficientes de arrastre y sustentación a través de una doble interpolación lineal; una para obtener la tabla de datos según el número de Reynolds y otra para el ángulo de ataque y los coeficientes de arrastre y sustentación. Los datos que se emplean son los proporcionados por Sheldahl y Klimas⁴⁹ para perfiles aerodinámicos simétricos.

Para el cálculo de los coeficientes de las fuerzas normales y tangenciales se emplean las siguientes expresiones.

Ecuación 36. Coeficiente de fuerza tangencial.

$$C_t = C_l \cos a + C_d \sin a$$

Donde:

C_t : Coeficiente de fuerza tangencial.

C_l : Coeficiente de sustentación.

C_d : Coeficiente de arrastre.

a : Ángulo de ataque.

Ecuación 37. Coeficiente de fuerza normal.

$$C_n = C_l \sin a - C_d \cos a$$

⁴⁹ SHELDAHL, Robert y KLIMAS, Paul. Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections through 180-Degree Angle of Attack for use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines. United States: USDOE, 1981. p.41.

Donde:

C_n : Coeficiente de fuerza normal.

C_l : Coeficiente de sustentación.

C_d : Coeficiente de arrastre.

α : Ángulo de ataque.

A partir de los coeficientes normal y tangencial se procede a aplicar la función propuesta por Paraschivoiu y Delclaux⁵⁰ que relaciona la teoría de elemento de la pala y la ecuación de momento para cada tubo de corriente en la sección aguas arriba.

Ecuación 38. Función para la sección aguas arriba.

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

Donde:

f_{up} : Función para la sección aguas arriba.

N : Número de palas.

c : Longitud de cuerda.

R : Radio del rotor.

C_n : Coeficiente de fuerza normal.

C_t : Coeficiente de fuerza tangencial.

Además, la expresión para determinar el factor de interferencia aguas arriba es:

Ecuación 39. Factor de interferencia aguas arriba.

$$a_{up} = \frac{\pi}{f_{up} + \pi}$$

Donde:

a_{up} : Factor de interferencia aguas arriba.

f_{up} : Función para la sección aguas arriba.

Finalmente, para determinar el torque y comportamiento en esta sección del rotor es necesario calcular las fuerzas normales y tangenciales utilizando las siguientes expresiones:

⁵⁰ PARASCHIVOIU. Op. cit., p. 252

Ecuación 40. Fuerza normal.

$$Fn(\theta) = \frac{1}{2} \rho c L Cn V_R^2$$

Donde:

Fn : Fuerza normal.

ρ : Densidad.

c : Longitud de cuerda.

L : Fuerza de sustentación.

Cn : Coeficiente de fuerza normal.

V_R : Velocidad relativa.

Ecuación 41. Fuerza tangencial.

$$Ft(\theta) = \frac{1}{2} \rho c L Ct V_R^2$$

Donde:

Ft : Fuerza tangencial.

ρ : Densidad.

c : Longitud de cuerda.

L : Fuerza de sustentación.

Ct : Coeficiente de fuerza tangencial.

V_R : Velocidad relativa.

El torque producido por una pala se calcula de la siguiente forma:

Ecuación 42. Torque producido por una pala.

$$Q(\theta) = \frac{1}{2} \rho c R L Ct V_R^2$$

Donde:

Q : Torque producido por una pala.

ρ : Densidad.

c : Longitud de cuerda.

L : Fuerza de sustentación.

R : Radio del rotor.

Ct : Coeficiente de fuerza tangencial.

V_R : Velocidad relativa.

Después de hallar el torque producido por una pala es necesario calcular mediante la siguiente expresión el torque promedio producido por la turbina eólica en la sección aguas arriba.

$$Q_{prom} = \frac{N}{2\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} Q(\theta) d\theta$$

Donde:

Q_{prom} : Torque promedio.

Q : Torque producido por una pala.

N : Número de palas

El coeficiente de potencia aguas arriba se calcula al multiplicar la relación de velocidad tangencial de la sección aguas arriba con el coeficiente de torque obtenido para esta sección⁵¹.

Ecuación 43. Coeficiente de torque promedio.

$$C_{Qprom} = \frac{Q_{prom}}{\frac{1}{2} \rho V_o^2 Ab R}$$

Donde:

C_{Qprom} : Coeficiente de torque promedio.

Q_{prom} : Torque promedio.

Ab : Área de barrido.

C_{Qprom} : Coeficiente de torque promedio.

λ : Relación de velocidad tangencial (TSR).

Ecuación 44. Coeficiente de potencia aguas arriba.

$$C_{pu} = C_{Qprom} * \lambda$$

Donde:

C_{pu} : Coeficiente de potencia aguas arriba.

C_{Qprom} : Coeficiente de torque promedio.

λ : Relación de velocidad tangencial (TSR).

El procedimiento para llevar a cabo el cálculo de la sección aguas abajo del rotor se realiza de la misma forma en que se realiza el de aguas arriba. La diferencia radica en que para el cálculo de la velocidad relativa y la relación de velocidad tangencial local se emplea la velocidad inducida aguas abajo (ecuación 30) y que como ya se mencionó, la sección aguas abajo está dada por $\pi/2 \leq \theta \leq 3\pi/2$.

Cuando ya se ha realizado el respectivo cálculo en ambas secciones hasta obtener

⁵¹ PARASCHIVOIU et al. Op. cit., p.124.

los coeficientes de potencia aguas arriba y aguas abajo se calcula el coeficiente de potencia total.

Ecuación 45. Coeficiente de potencia total.

$$C_{pt} = C_{pd} + C_{pu}$$

Donde:

C_{pt} : Coeficiente de potencia total.

C_{pd} : Coeficiente de potencia aguas abajo.

C_{pu} : Coeficiente de potencia aguas arriba.

2.3.3 Validación código computacional

La validación del código computacional se realizó mediante la construcción de la gráfica realizada por Castillo⁵² en donde se comparan los resultados obtenidos por Paraschivoiu, Trifu y Saeed⁵³ en su modelo de predicción “CARDAAV” con los resultados obtenidos por Castillo en su propia versión del código computacional. A continuación, se presentan los parámetros de la turbina en estudio.

Tabla 8. Parámetros de la turbina estudiada por Paraschivoiu, Trifu y Saeed.

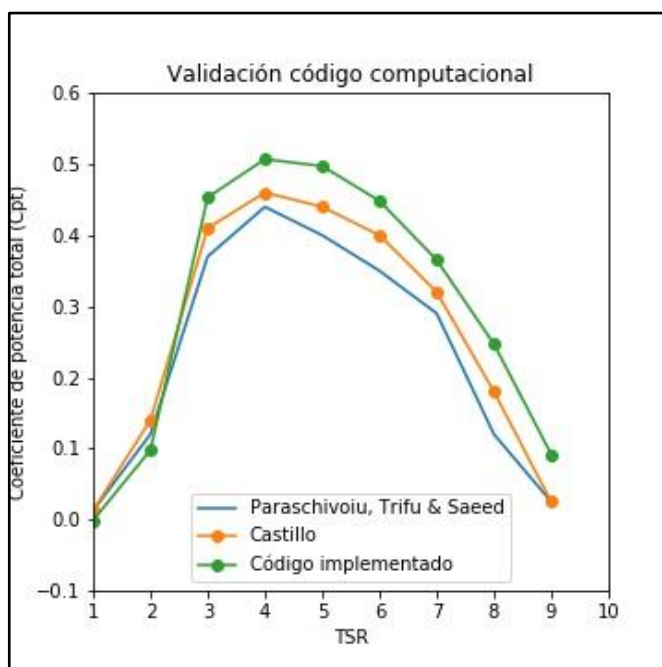
PARÁMETRO	VALOR
Diámetro del rotor	6 m
Altura del rotor	6 m
Longitud de la pala	6 m
Longitud de cuerda	0.2 m
Perfil aerodinámico	NACA0015
Número de palas	2

Una vez ejecutado el código computacional con los parámetros de la tabla 8, se procede a realizar la comparación de los resultados obtenidos tal y como se observa en la gráfica 4.

⁵² CASTILLO. Op. cit., p.31.

⁵³ PARASCHIVOIU, Ion; TRIFU, O. y SAEED, F. H-Darrieus Wind Turbine with Blade Pitch Control. En: International Journal of Rotating Machinery. vol. 2009, p. 1-7

Gráfica 4. Comparación de resultados códigos computacionales



Tal y como menciona Castillo⁵⁴ en su tesis, una de las posibles causas para la diferencia entre los resultados obtenidos por el código planteado por Paraschivoiu, Trifu y Saeed⁵⁵ y el código implementado por este autor es que este último no tiene en cuenta efectos secundarios como la expansión de los tubos de corriente, el estancamiento dinámico o la variación vertical de la corriente del viento. Por otra parte, la diferencia entre los resultados obtenidos por Castillo y el código implementado en este proyecto se puede justificar por la forma en que se realizan las interpolaciones lineales. Es decir, mientras en el código implementado por Castillo las interpolaciones lineales se realizaron por medio de una función del programa Matlab en el código implementado en este proyecto las interpolaciones lineales se programaron paso a paso.

2.4 DISEÑO DE PROTOTIPOS

A continuación se describe el diseño de los prototipos, cabe resaltar que este es un diseño conceptual en el cual se asegura que el sistema de pitch de la turbina va a funcionar adecuadamente. Los cálculos de resistencia de materiales no están incluidos puesto que el enfoque de este proyecto es exclusivamente el análisis aerodinámico de la turbina.

⁵⁴ CASTILLO. Op. cit., p.31.

⁵⁵ PARASCHIVOIU et al. Op cit., p.124.

En primera instancia, el diseño de la turbina eólica (Prototipo A) se hizo con base al tamaño de la cámara de pruebas del túnel de viento donde se realizarán las pruebas para proyectos futuros (50 cm x 50 cm x 50 cm). En la tabla 9 se especifican dichas dimensiones.

Tabla 9. Dimensiones del prototipo A.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Radio del rotor	0.202	m
Longitud de cuerda	0.09	m
Longitud de la pala	0.272	m
Número de palas	3	N.A

Después de haber definido las dimensiones de la turbina eólica se procedió a realizar la optimización de las mismas mediante el código computacional desarrollado (modelo de la teoría del doble disco actuador con múltiples tubos de corriente). Sin embargo, los resultados obtenidos para este tamaño de turbina fueron errados debido a que como explica Claessens⁵⁶, los modelos analíticos basados en la teoría del momento son poco acertados para las pequeñas turbinas eólicas y solo funcionan para aquellas turbinas con una solidez de rotor inferior a 0.2 (ecuación 13).

Para poder comparar los resultados del CFD con los del modelo analítico implementado, se decidió diseñar otra turbina eólica (Prototipo B) con unas dimensiones mayores para garantizar una solidez de rotor inferior a 0.2 y así poder aplicar el modelo analítico. Inicialmente se definieron las siguientes dimensiones.

Tabla 10. Dimensiones iniciales para el prototipo B.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Radio del rotor	1.5	m
Longitud de cuerda	0.2	m
Longitud de la pala	2	m
Número de palas	3	N.A

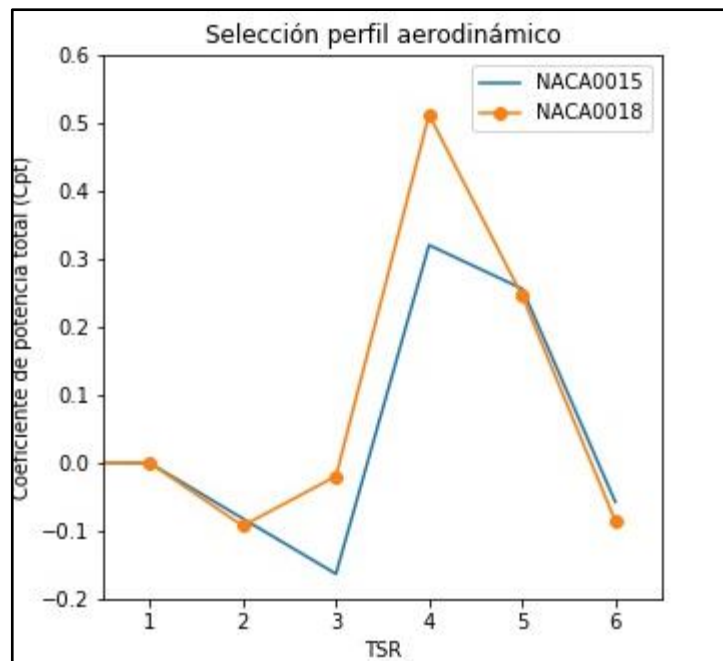
2.4.1 Selección del perfil aerodinámico. Este prototipo ha sido diseñado con el fin

⁵⁶ CLAESSENS. Op. cit., p.31.

de que sus palas sean intercambiables, por lo que es apto para funcionar con diferentes tipos de perfiles aerodinámicos. En el caso de la turbina eólica a escala laboratorio cuyas dimensiones se muestran en la tabla 9, se utiliza un perfil NACA 4415 que puede brindar un mayor coeficiente de potencia a menores velocidades debido a su geometría asimétrica⁵⁷.

Por otra parte, para el prototipo B cuyas dimensiones iniciales se muestran en la tabla 10, se analiza en el modelo matemático los perfiles simétricos NACA 0015 y NACA 0018, debido a que estos perfiles son los más utilizados para este tipo de turbinas⁵⁸.

Gráfica 5. Comparación del desempeño de la turbina eólica con dos perfiles aerodinámicos diferentes.



Como se observa en la gráfica 5, los perfiles aerodinámicos simétricos se caracterizan por su buen desempeño a TSR relativamente altas y mal desempeño a TSR bajas⁵⁹. En esta misma figura se puede apreciar que el perfil NACA0018 tiene un mejor Cpt que el perfil NACA0015 para una turbina eólica de las mismas dimensiones, motivo por el cual se seleccionó el perfil NACA0018.

2.4.2 Longitud de cuerda. Para determinar la longitud de cuerda con la cual la

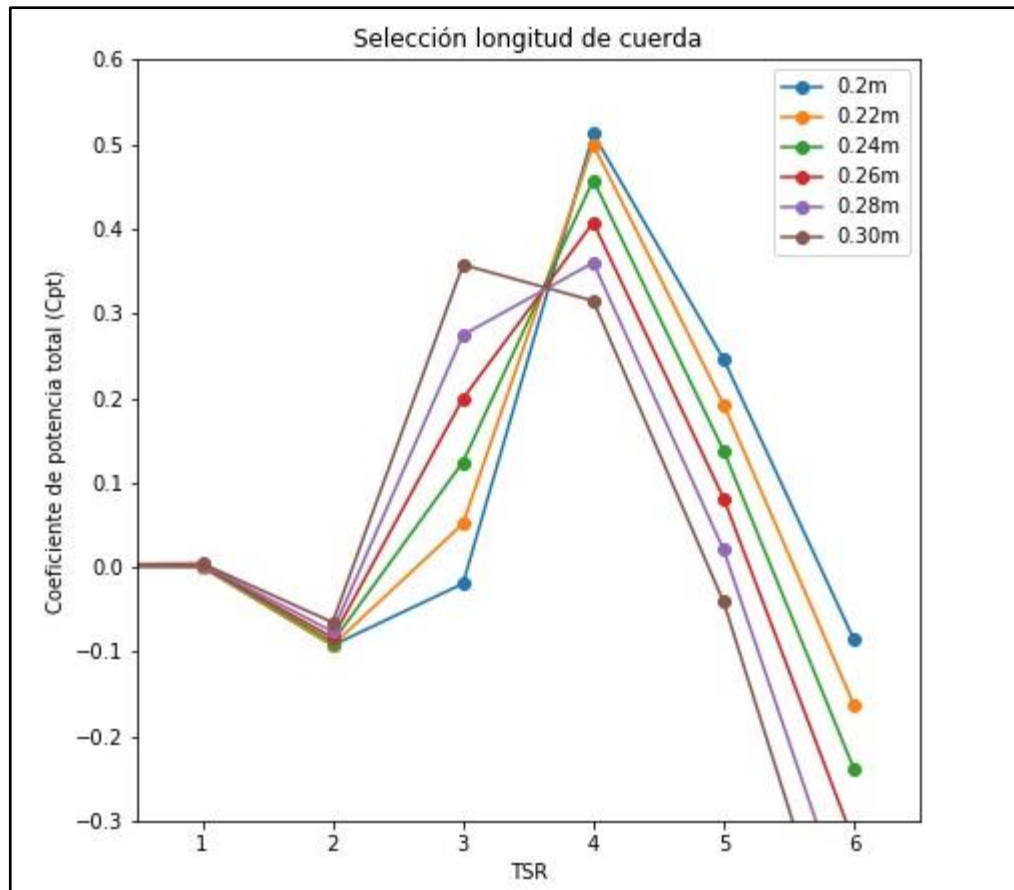
⁵⁷ KIRKE, B. y LAZAUSKAS, L. Enhancing the Performance of Vertical Axis Wind Turbine Using a Simple Variable Pitch System. En: Wind Engineering. Jan 1., vol. 15, no. 4, p. 187-195

⁵⁸ HABTAMU. Op cit., p.268.

⁵⁹ KIRKE. Op. cit., p.189

turbina eólica presenta el mejor Cpt se utilizó el código computacional. Se escogieron longitudes de cuerda de 0.2 m, 0.22 m, 0.24 m, 0.26 m, 0.28 m y 0.3 m para realizar las predicciones.

Gráfica 6. Comparación del desempeño de la turbina eólica con diferentes longitudes de cuerda.

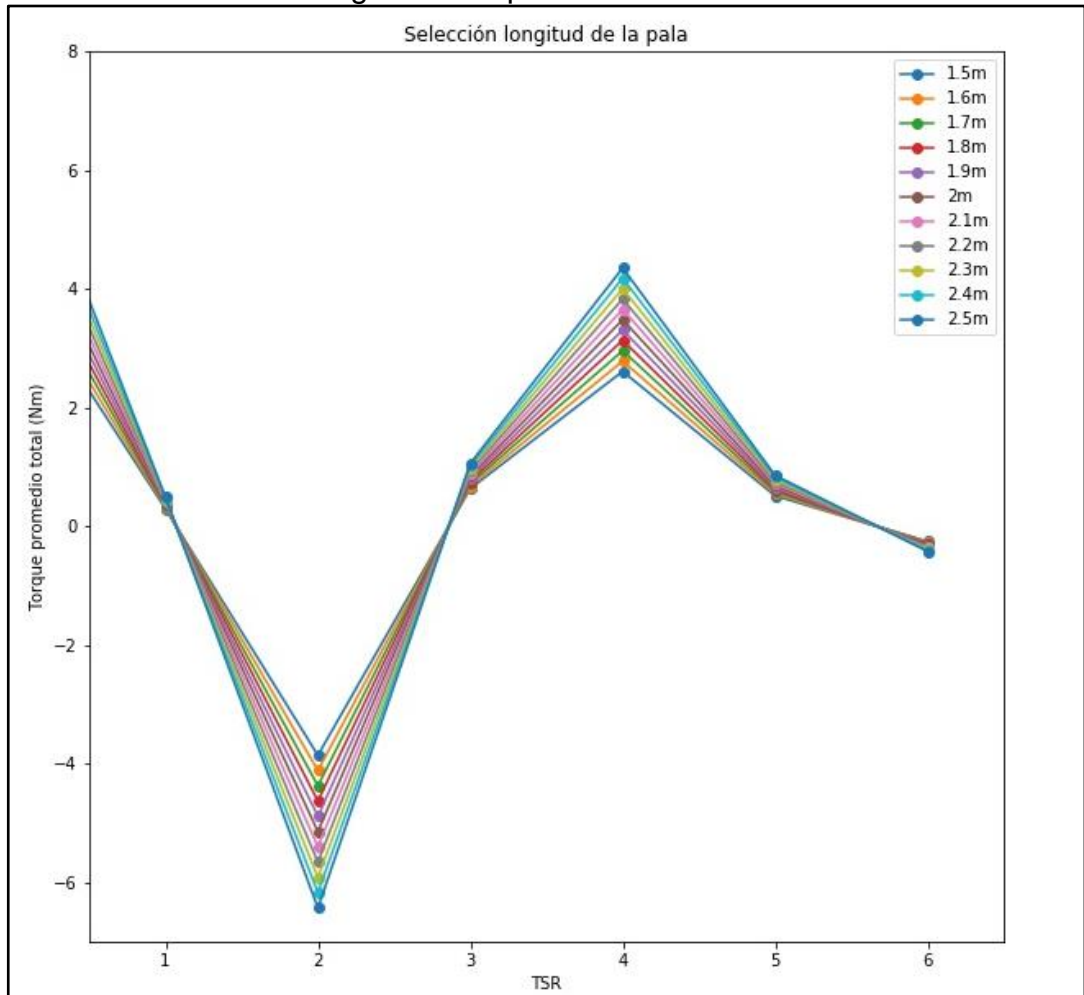


En la gráfica 6 se observan los resultados obtenidos. Es importante mencionar que el criterio de selección de la longitud de cuerda apropiada fue el coeficiente de potencia total. Sin embargo, se tuvo en cuenta la capacidad de autoarranque de la turbina eólica para realizar una elección más acertada. La longitud de cuerda elegida fue de 0.22 m, pues a pesar de que el Cpt producido por la pala con una longitud de cuerda de 0.2 m es el máximo que la turbina puede alcanzar, se observa que en un TSR de 3 el Cpt de esta es negativo lo cual se relaciona con la dificultad en el autoarranque de la turbina. Mientras que con una longitud de cuerda de 0.22 m el Cpt que se obtiene es cercano al máximo en un TSR de 4 y en un TSR de 3 el coeficiente de potencia es positivo; esto facilita el autoarranque de la turbina eólica.

2.4.3 Longitud de la pala. Corresponde a la altura de la pala y para su selección se realizaron variaciones con valores desde 1.5 m hasta 2.5 m con un paso de 0.1 m.

En este caso, el criterio de selección sino el torque promedio total que produce la turbina eólica.

Gráfica 7. Comparación del torque promedio total producido por la turbina eólica con diferentes longitudes de pala.



De acuerdo a los resultados arrojados por el código computacional se seleccionó una de longitud de pala de 2 m. Esto debido a que como se puede apreciar en la gráfica 7, cuando la turbina eólica trabaja a pequeñas TSR se produce un torque negativo (relacionado con la dificultad de autoarranque de las turbinas eólicas) mientras que a TSR más altas el torque producido aumenta notoriamente.

Al analizar las longitudes máxima y mínima que se establecieron para las palas (2,5 m y 1,5 m respectivamente), se puede observar que la producción de torque es similar en las diferentes TSR excepto cuando la TSR es igual a 2 y a 4. En TSR igual a 2, la longitud mínima de la pala genera la menor cantidad de torque respecto a las demás longitudes, y en TSR igual a 4 produce la mayor cantidad de torque. Contrario al comportamiento observado con la longitud máxima.

Al analizar la longitud de 2 m se observa un equilibrio en estos dos puntos. Es decir, cuando la TSR es igual a 2, la producción de torque es aproximadamente el promedio entre el torque producido por las longitudes máxima y mínima; lo mismo sucede para una TSR igual a 4. Este comportamiento garantiza una regularidad en la producción de torque para las diferentes velocidades a las cuales se someta la turbina.

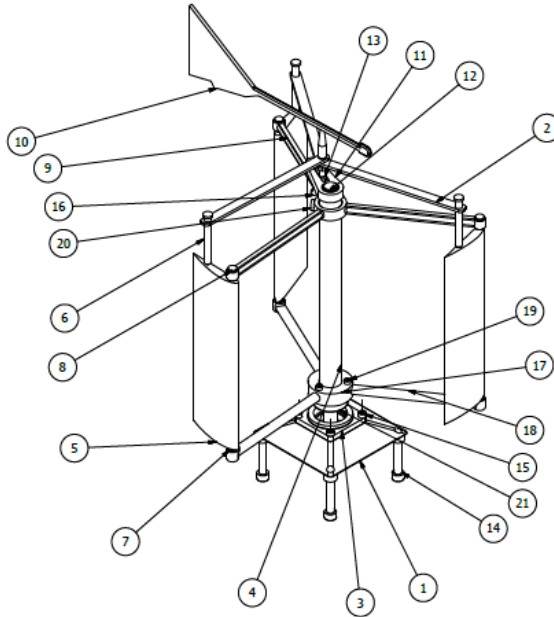
2.4.4 Dimensiones finales. Luego de realizar la optimización de las dimensiones del prototipo B con el modelo de doble disco actuador con múltiples tubos de corriente, se determinó que las dimensiones finales son.

Tabla 11. Dimensiones finales para el prototipo B.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDADES
Radio del rotor	1.5	M
Longitud de cuerda	0.22	M
Longitud de la pala	2	M
Número de palas	3	M
Perfil aerodinámico	NACA0018	N.A

2.4.5 Componentes.

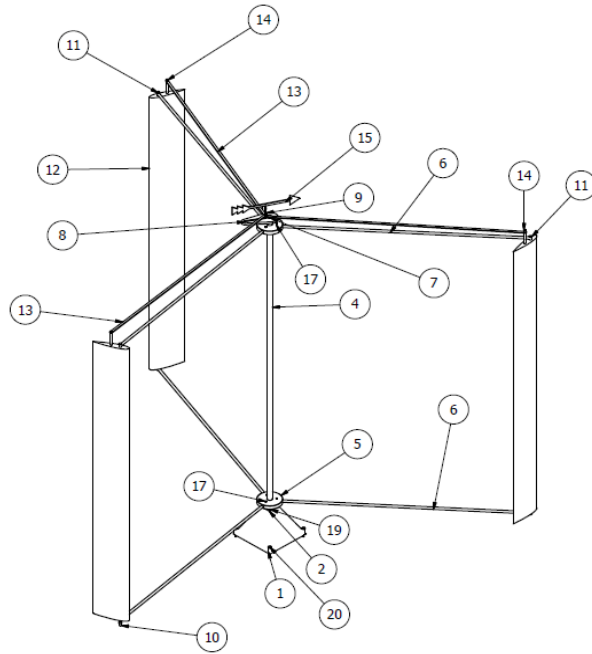
Figura 20. Componentes prototipo A



LISTA DE PIEZAS			
ELEMENTO	CTDAD	Nº DE PIEZA	DESCRIPCIÓN
21	1	4T-LM12749r/LM12711t	Rodamiento de rodillos cónicos - NTN
20	1	pasador soportes	Plástico PC/ABS
19	3	AS 1420 - 1973 - M5 x 20	Tornillos métricos ISO con cabeza cilíndrica con hueco hexagonal
18	3	brazo soporte inferior	Plástico PC/ABS
17	1	centro soporte inferior pala	Plástico PC/ABS
16	1	CNS 4373 - M 6	Tuerca de palomilla
15	4	AS 1420 - 1973 - M6 x 20	Tornillos métricos ISO con cabeza cilíndrica con hueco hexagonal
14	4	AS 1420 - 1973 - M10 x 60	Tornillos métricos ISO con cabeza cilíndrica con hueco hexagonal
13	1	eje pitch	Plástico PC/ABS
12	1	K 19x23x13	Corona de agujas - INA
11	1	offset link	Plástico PC/ABS
10	1	VeletaA	Plástico PC/ABS
9	1	Soporte Pala	Plástico PC/ABS
8	3	Pasador superior pala	Plástico PC/ABS
7	3	Pasador inferior pala	Plástico PC/ABS
6	3	Pasador Pitch	Plástico PC/ABS
5	3	Pala NACA 4415	Plástico PC/ABS
4	1	Eje principal	Aluminio 6063
3	1	Chumacera	Plástico PC/ABS
2	3	Brazo pitch sin rodamiento	Plástico PC/ABS
1	1	Base con venas	Plástico PC/ABS
Dibujó		Nombre	Fecha
		Danny Moyano	01/12/17
		Carlos Pinzón	01/12/17

En la figura 20 se aprecia el prototipo A diseñado (Anexo B), que corresponde a una turbina eólica de eje vertical Darrieus tipo H, la cual cuenta con 3 palas NACA 4415 y un sistema de pitch pasivo, que se encarga de controlar el ángulo de pitch de las palas a medida que desarrollan su desplazamiento por la trayectoria del Azimuth.

Figura 21. Componentes prototipo B



LISTA DE PIEZAS			
ELEMENTO	CTDAD	Nº DE PIEZA	DESCRIPCIÓN
1	1	Base	
2	1	Chumacera	
3	1	4T-LM12749t/LM12711tt	Rodamiento de rodillos cónicos NTN
4	1	Eje central	
5	2	Centro soporte inferior pala	
6	6	Brazo soporte inferior	
7	1	K 19x23x13	Corona de agujas INA
8	1	Offset linkA	
9	1	Eje pitch	
10	3	Pasador inferior pala	
11	3	Pasador superior pala	
12	3	Pala NACA0018	
13	3	Brazo pitch sin rodamiento	
14	3	Pasador Pitch	
15	1	Veleta	
16	2	Pasador soportes	
17	6	AS 1420 - 1973 - M5 x 25	Tornillos métricos ISO con cabeza cilíndrica con hueco hexagonal
18	1	CNS 4373 - M 6	Tuerca de palomilla
19	4	AS 1420 - 1973 - M6 x 20	Tornillos métricos ISO con cabeza cilíndrica con hueco hexagonal
20	4	AS 1110 - M8 x 60	Pernos y tornillos métricos ISO de precisión de cabeza hexagonal

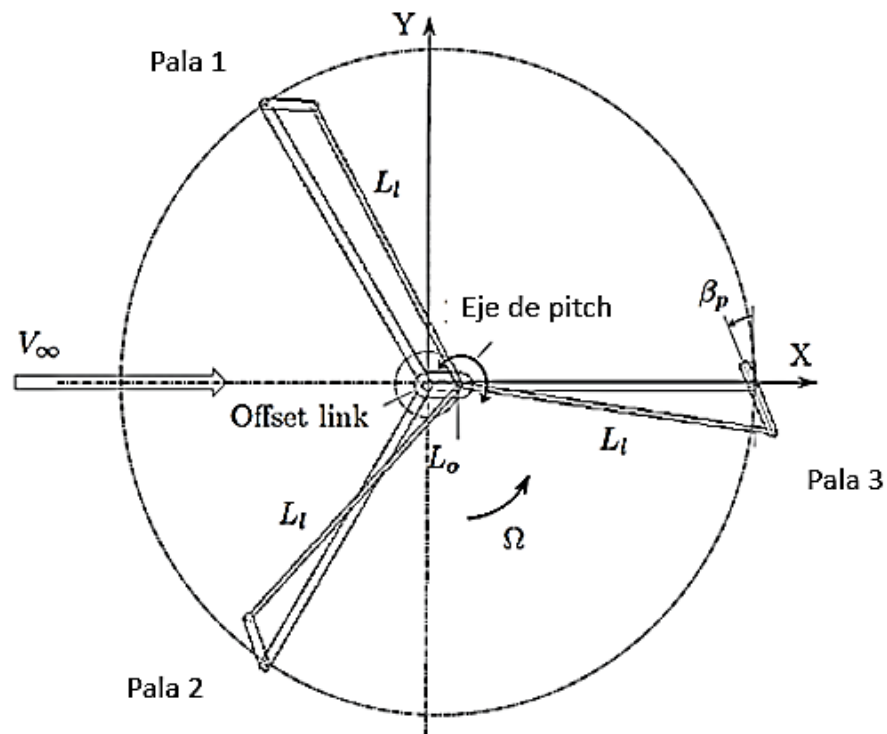
El prototipo B (figura 21) corresponde al mismo modelo de la turbina A, con la diferencia de que en el B (Anexo A) se cuenta con dimensiones mayores y el perfil utilizado para sus palas es un NACA 0018.

2.4.6 Mecanismo de pitch. Entre los sistemas de pitch se pueden encontrar los fijos, activos y pasivos⁶⁰. Este último es el utilizado en el diseño de los prototipos, puesto que se caracteriza por realizar las variaciones de pitch mediante un sistema netamente mecánico, el cual ofrece la ventaja de no depender de algún tipo de dispositivo electrónico y además ganar mayor potencia que los sistemas fijos de pitch⁶¹.

⁶⁰ SPERA, David. Wind Turbine Technology. United States: Fairfield, NJ (United States); American Society of Mechanical Engineers, 1994.

⁶¹ Ibid., p.742.

Figura 22. Esquema del mecanismo de pitch

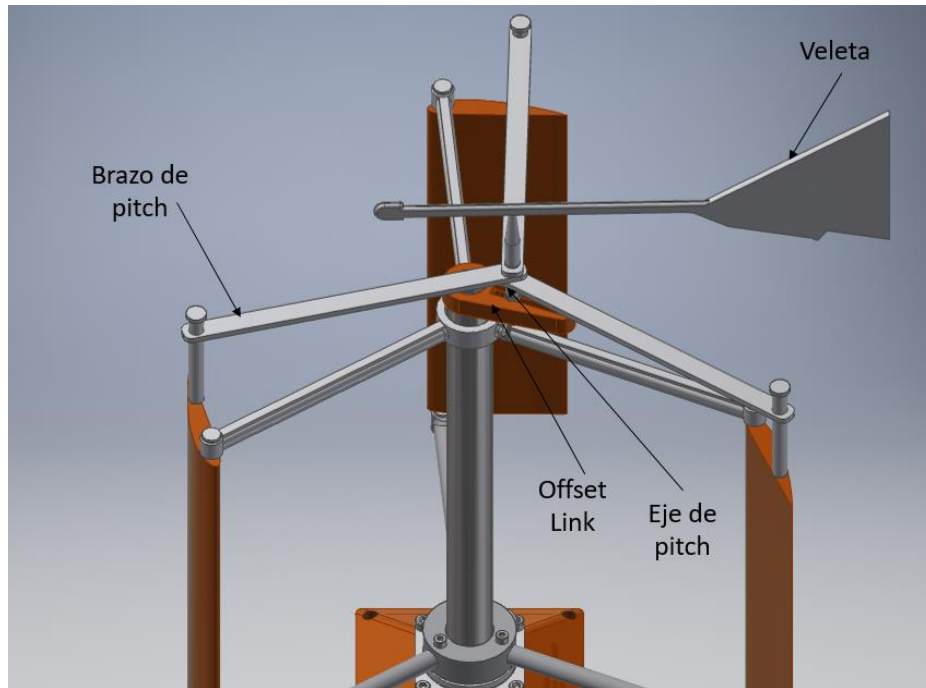


Fuente. Chougule, P. Nielsen, S. "Overview and design of self-acting pitch control mechanism for vertical axis wind turbine using multi body simulation approach"

El sistema utilizado es un mecanismo de cuatro barras el cual permite variar el ángulo de pitch de forma cíclica⁶². Como se observa en la figura 22 las tres longitudes de los brazos de pitch (L_t) son iguales por lo tanto el ángulo de pitch de las tres palas para un mismo punto del Azimuth es igual.

⁶² CHOUGULE, Prasad y NIELSEN, Sren. Overview and Design of self-acting pitch control mechanism for vertical axis wind turbine using multi body simulation approach. En: Journal of Physics. vol. 524, no. 1, p. 12-55

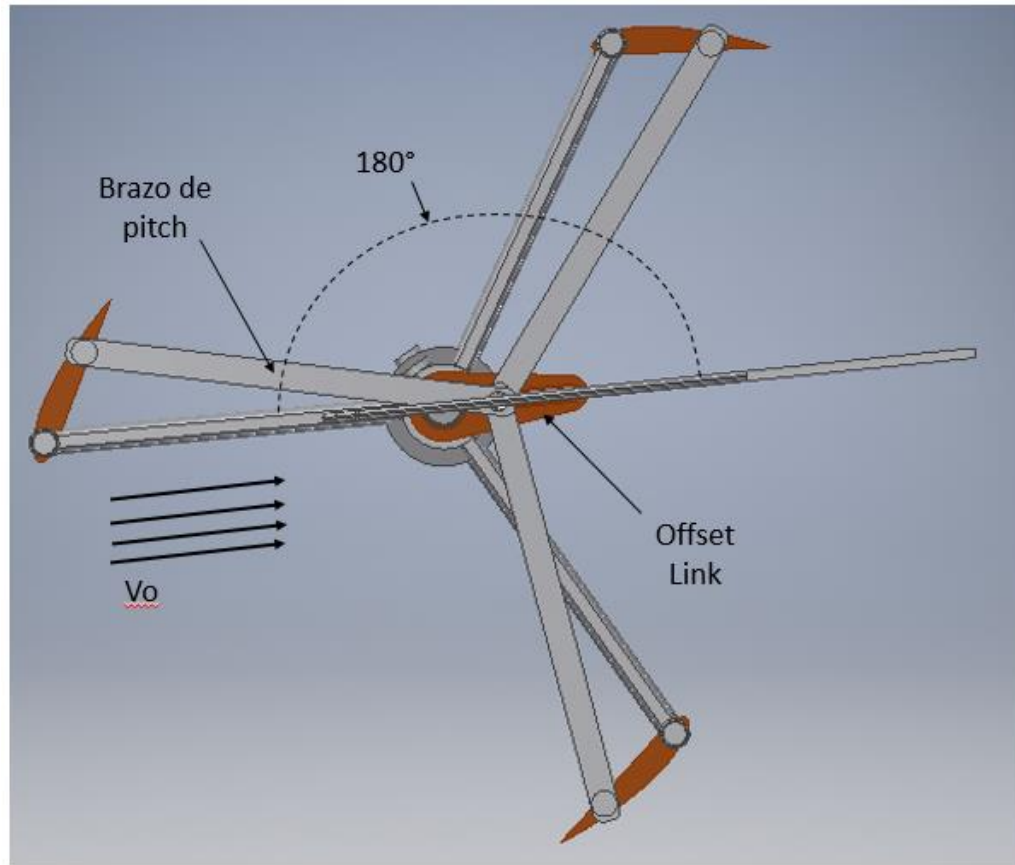
Figura 23. Mecanismo de pitch



Como se aprecia en la figura 23, el mecanismo está compuesto por un offset link el cual se encarga de permitir un desfase en el eje principal de rotación de la turbina, los brazos de pitch que se aseguran por medio de pasadores en la parte trasera de las palas, un eje de pitch con el que se configura el ángulo de pitch de las palas y la veleta que se encarga de orientar el offset link con respecto al viento. Cuando el offset link se encuentra paralelo a la dirección del viento se logra obtener el mayor coeficiente de potencia de la turbina⁶³, por lo tanto el objetivo de este mecanismo es que ese alineamiento se produzca siempre.

⁶³ BENEDICT. Op. cit., p.3.

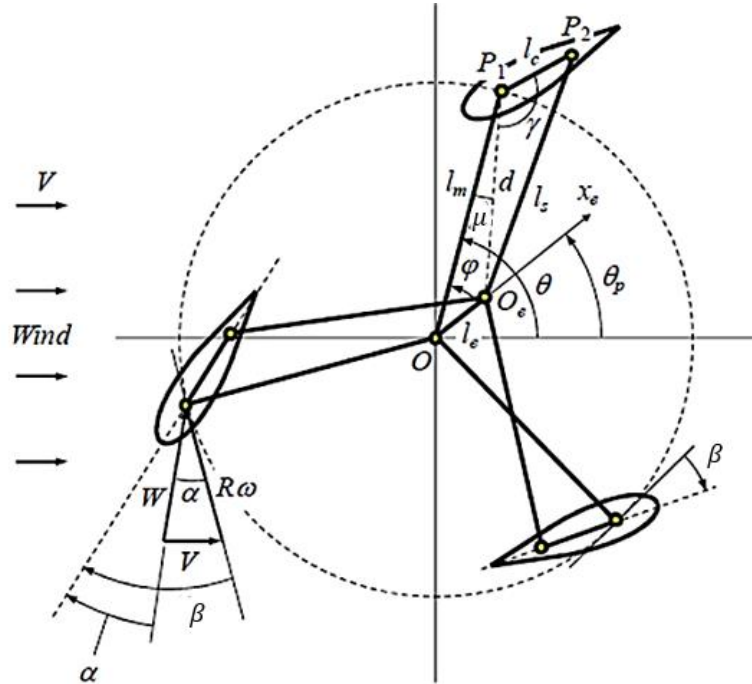
Figura 24. Variación de pitch



Para realizar la variación del ángulo de pitch de las palas se debe hacer un desplazamiento del eje de pitch en la canal del offset link, puesto que la distancia del eje de pitch con respecto al eje principal es la que determina el ángulo de pitch de las palas. El ángulo de pitch varía en toda la trayectoria del Azimuth, por lo tanto solo se puede asegurar el valor del ángulo de pitch en una posición de la misma. Para este estudio el ángulo de pitch con el que se realizan las simulaciones es el que se produce cuando el ángulo formado entre la velocidad del viento (V_o) y el offset link es igual a 180° como se aprecia en la figura 24.

2.4.6.1 Cálculo del ángulo de pitch

Figura 25. Geometría del mecanismo de pitch.



Fuente. KIWATA, Takahiro. Et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing Linkage Mechanism.

Debido a que el ángulo de pitch cambia constantemente a medida que la pala se desplaza por la trayectoria del Azimuth, es importante conocer el ángulo de pitch para las posiciones del Azimuth a las cuales se realizan las pruebas. Como se aprecia en la figura 25, Kiwata⁶⁴ realiza un análisis geométrico del mecanismo de cuatro barras que produce la variación del pitch. El mecanismo es dividido en dos triángulos que comparten una distancia d (Ecuación 46). Posteriormente valiéndose de la ley de cosenos (Ecuación 44 y 45) se determinan los ángulos μ y γ , y por complemento de ángulos se calcula el ángulo de pitch (β).

Ecuación 46. Cálculo de μ

$$\mu = \text{Cos}^{-1} \left(\frac{d^2 + l_m^2 - l_e^2}{2dl_m} \right)$$

⁶⁴ KIWATA, Takahiro, et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing a Linkage Mechanism. En: Journal of Environment and Engineering. vol. 5, no. 1, p. 213-225.

Donde:

l_m : Longitud brazo de soporte.

l_e : Desplazamiento del eje de pitch.

Ecuación 47. Cálculo de γ .

$$\gamma = \cos^{-1} \left(\frac{l_c^2 + d^2 - l_s^2}{2dl_c} \right)$$

Donde:

l_s : Longitud brazo de pitch.

l_c : Longitud entre pasadores del perfil.

Ecuación 48. Cálculo de d .

$$d = \sqrt{l_m^2 + l_e^2 - 2l_m l_e \cos \varphi}$$

Donde:

φ : Fase de pitch.

Según Kiwata⁶⁵ Cuando la fase de pitch (φ) está entre $0 < \varphi < \pi$, el ángulo de pitch es:

Ecuación 49. Ángulo de pitch para $0 < \varphi < \pi$

$$\beta = \frac{\pi}{2} - (\mu + \gamma)$$

Cuando la fase de pitch (φ) está entre $\pi < \varphi < 2\pi$, el ángulo de pitch es:

Ecuación 50. Ángulo de pitch para $\pi < \varphi < 2\pi$

$$\beta = \frac{\pi}{2} - (-\mu + \gamma)$$

Del mismo modo se determinaron las distancias l_e a las que se debe separar el eje de pitch del eje principal, para conseguir los ángulos de pitch requeridos en las pruebas para ambos prototipos de turbina. Las distancias l_e se pueden apreciar en

⁶⁵ KIWATA. Op. cit., p.216.

las tablas 11 y 12.

Tabla 12. Geometría de pitch prototipo A.

	Pitch 20°	Pitch 25°	Pitch 30°
l_m (mm)	202	202	202
l_s (mm)	210	210	210
l_c (mm)	70	70	70
l_e (mm)	21	28	34
φ (°)	180	180	180
d (mm)	223.00	230.00	236.00
μ (°)	0.00	0.00	0.00
γ (°)	70.29	64.82	60.05
β (°)	19.71	25.18	29.95

Tabla 13. Geometría de pitch prototipo B.

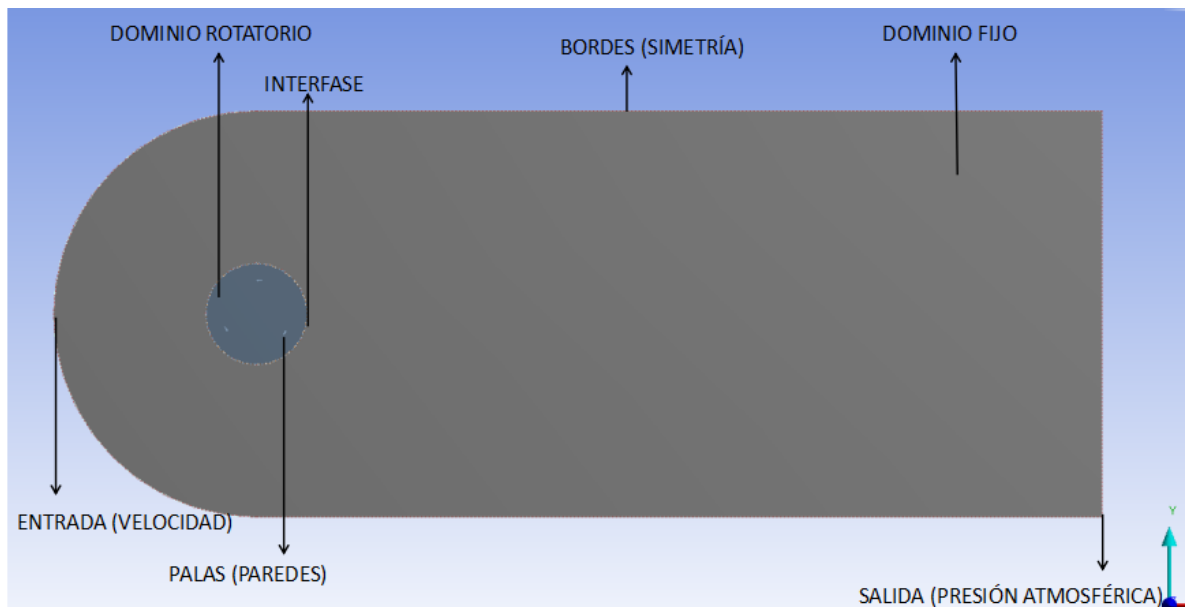
	Pitch 20°	Pitch 25°	Pitch 30°
l_m (mm)	1500	1500	1500
l_s (mm)	1510	1510	1510
l_c (mm)	55	55	55
l_e (mm)	28	33	37
φ (°)	180	180	180
d (mm)	1528.00	1533.00	1537.00
μ (°)	0.00	0.00	0.00
γ (°)	69.92	64.34	59.70
β (°)	20.08	25.66	30.30

2.5 SIMULACIÓN CFD

El modelamiento y simulación computacional de la turbina eólica se llevó a cabo mediante el método de los volúmenes finitos con la versión académica del software comercial ANSYS 18.2. En la tabla 11 se pueden apreciar las dimensiones de la turbina eólica a la cual se le realizó este estudio.

2.5.1 Dominio computacional. Tal y como afirman Zhang et al.⁶⁶ El dominio computacional es un parámetro que influye tanto en la precisión de los resultados como en el costo computacional necesario para llevar a cabo la simulación. Es decir, un dominio computacional demasiado pequeño puede afectar la forma en que la corriente de aire entra al rotor, lo cual se deriva en cambios de velocidad y presión que afectan la precisión de los resultados. Por otra parte, si el dominio computacional definido es demasiado grande se aumenta el costo computacional necesario para llegar a la solución⁶⁷. Por este motivo, se utilizaron las dimensiones sugeridas por estos autores en su artículo con el fin de garantizar un dominio que brinde resultados precisos con el menor costo computacional posible.

Figura 26. Dominio computacional.



En la figura 26, se puede apreciar el dominio establecido para este proyecto el cual está dividido en un dominio rotatorio que representa el movimiento del rotor y por un dominio fijo que representa el flujo del fluido (aire). En esta misma figura, se pueden apreciar las condiciones de borde que se establecieron en todo el dominio. La entrada se especificó como velocity-inlet (entrada de velocidad de aire), la salida se especificó como pressure-outlet (salida a presión atmosférica), los bordes superior e inferior como simetría y finalmente los perfiles aerodinámicos como paredes.

2.5.2 Enmallado. Otro parámetro que también influye directamente sobre la precisión de los resultados y el costo computacional necesario para llevar a cabo la

⁶⁶ ZHANG, L., et al. Aerodynamic Performance Prediction of Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine Based on CFD. En: Advances in Mechanical Engineering. Jan 30, vol. 5, p. 90-137.

⁶⁷ *Ibid.*, p. 92.

simulación es la malla; entre más elementos se tengan en una malla⁶⁸, la solución será más confiable. Sin embargo, el costo computacional también aumenta.

De acuerdo con Almohammadi et al.⁶⁹ Para obtener una solución confiable que se pueda llegar a comparar con otros resultados es importante llevar a cabo un proceso denominado independencia de malla. La independencia de malla se puede definir como la condición en que la solución numérica no depende de la cantidad de elementos en la malla utilizada⁷⁰. Con el objetivo de obtener una solución confiable se realizó un proceso de independencia de malla en donde se contemplaron tres mallas con diferente número de elementos cada una (tabla 14).

Tabla 14. Mallas empleadas para la independencia de malla

Tipo de malla	N° Elementos	N° Nodos
Gruesa (Malla 1)	159129	164329
Media (Malla 2)	203282	209924
Fina (Malla 3)	305926	320821

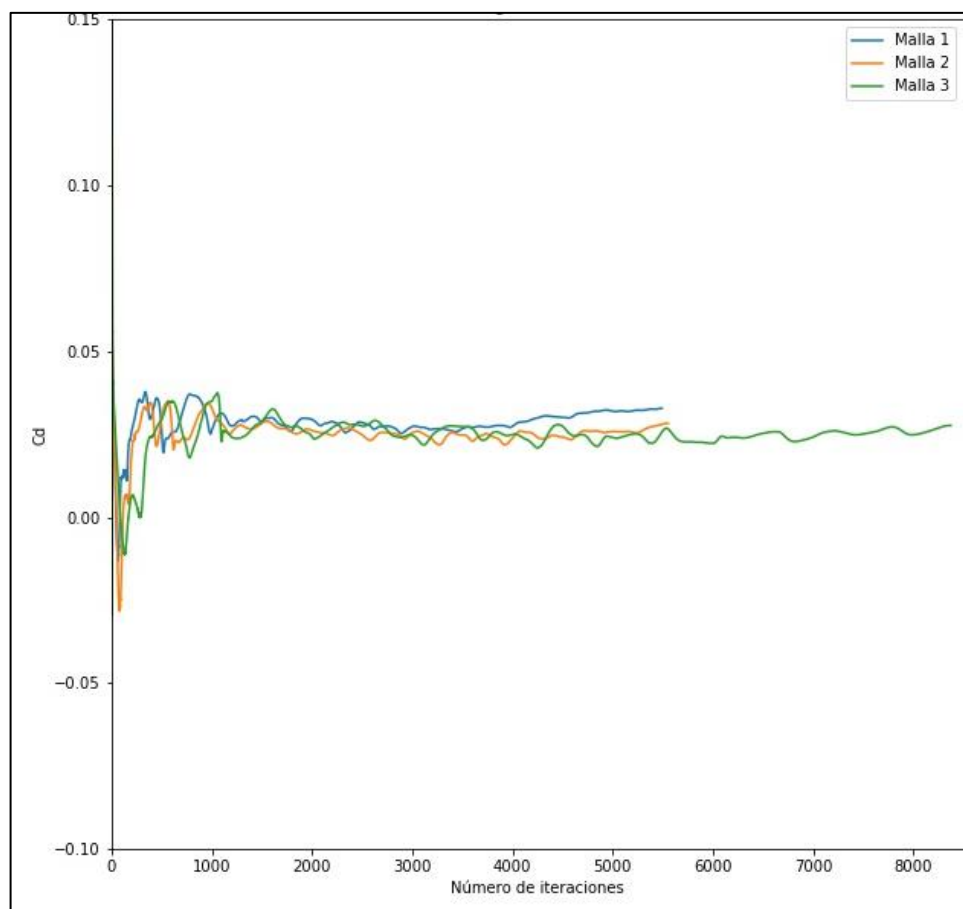
Para llevar a cabo la independencia de malla se realizó la simulación para cada tipo de malla. En los tres casos se definió una velocidad de entrada de aire de 10 m/s y una velocidad angular de 20 rad/s para obtener una relación de velocidad tangencial (λ) de 3. Los resultados obtenidos se presentan en la gráfica 8.

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 93.

⁶⁹ ALMOHAMMADI, K. M., et al. Computational Fluid Dynamics (CFD) Mesh Independency Techniques for a Straight Blade Vertical Axis Wind Turbine. 2013. p. 483-493

⁷⁰ *Ibíd.*, p. 484.

Gráfica 8. Independencia de malla.



Como se puede observar en la gráfica 8, la independencia de malla se logró cuando la cantidad de elementos superó los 200.000. Cuando se tienen mallas con menor cantidad de elementos los resultados varían y son dependientes de la malla⁷¹. Con base a estos resultados y con la intención de reducir el costo computacional para llevar a cabo las simulaciones se seleccionó la malla 2. Esta malla está compuesta por triángulos equiláteros de diferentes tamaños; en el dominio fijo (figura 27) se definió un tamaño de elemento 0.12 m, en el dominio rotatorio se definió un tamaño de elemento de 0.025 m (figura 28) y finalmente para la interface y los bordes de los perfiles aerodinámicos (figura 29 y 30) se definió un tamaño de elemento de 0.008 m y 0.007 m respectivamente. Cabe resaltar que los diferentes tamaños de elemento utilizados se relacionan directamente con aquellas zonas críticas donde se requiere minimizar los errores numéricos⁷².

⁷¹ ALMOHAMMADI. Op. cit., p.484.

⁷² REZAEIHA,Abdolrahim; KALKMAN,Ivo y BLOCKEN,Bert. CFD Simulation of a Vertical Axis Wind Turbine Operating at a Moderate Tip Speed Ratio: Guidelines for Minimum Domain Size and Azimuthal Increment. 2017a. p. 373-3850960-1481

Figura 27. Malla dominio fijo.

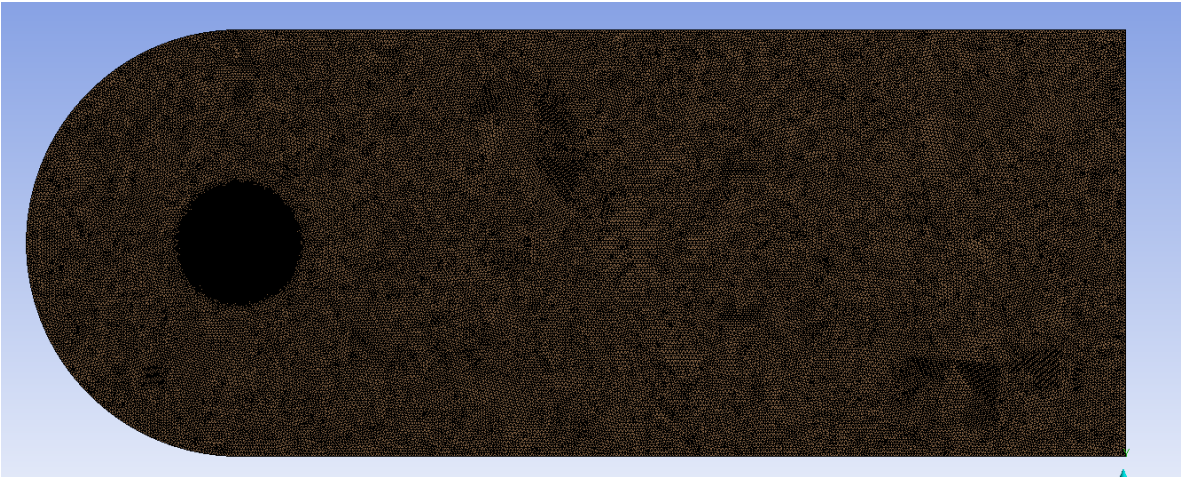


Figura 28. Malla dominio rotatorio.

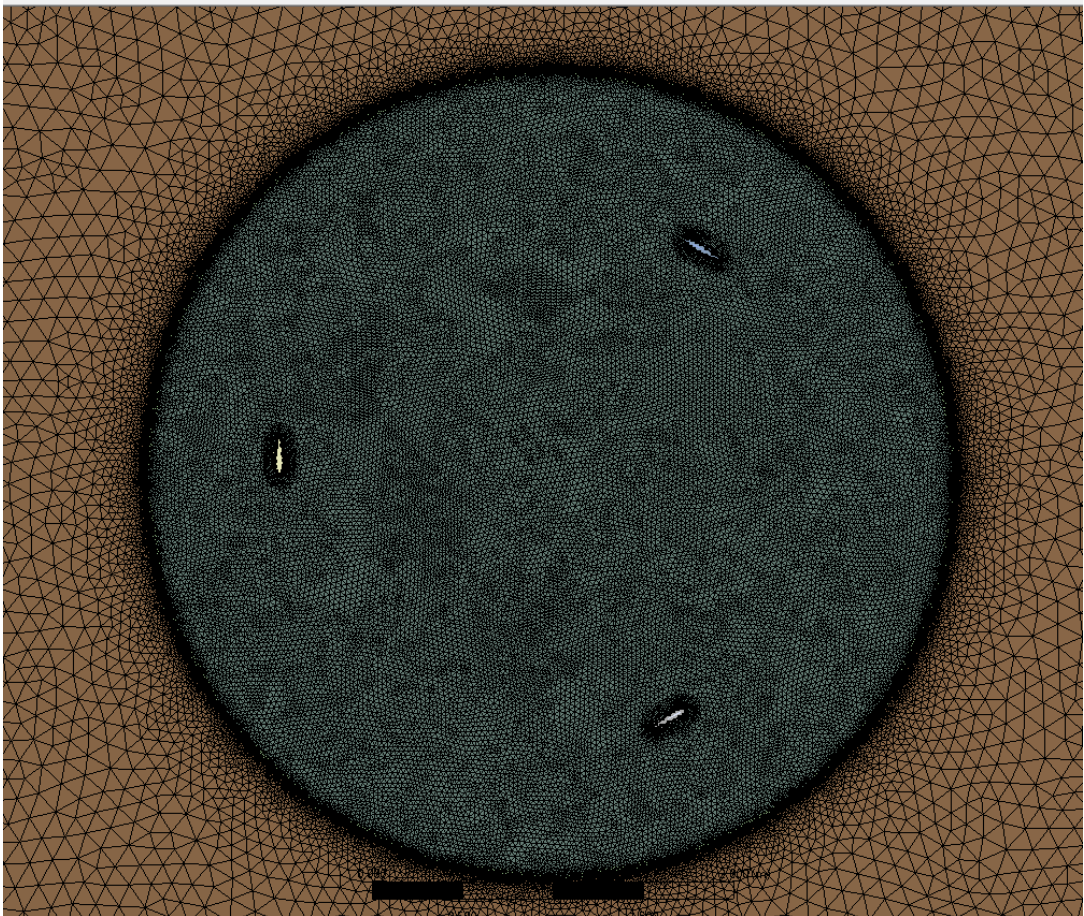


Figura 29. Malla interface.

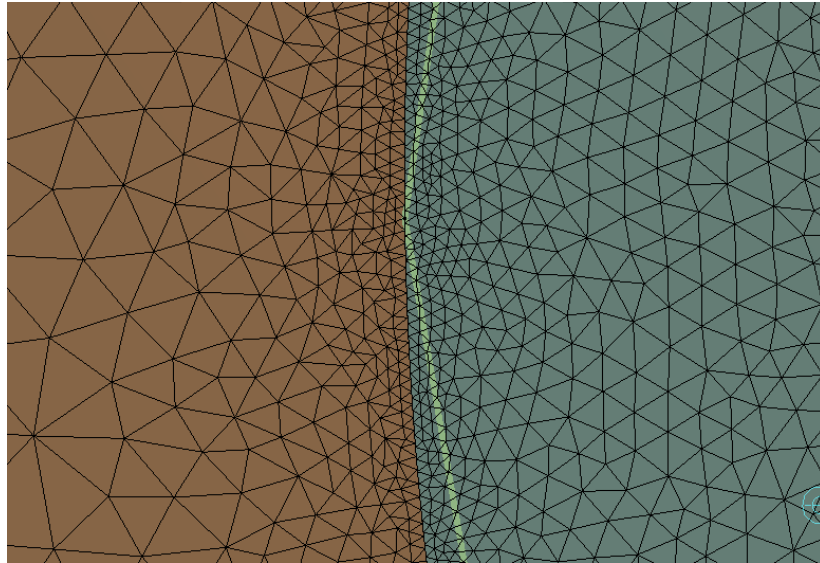
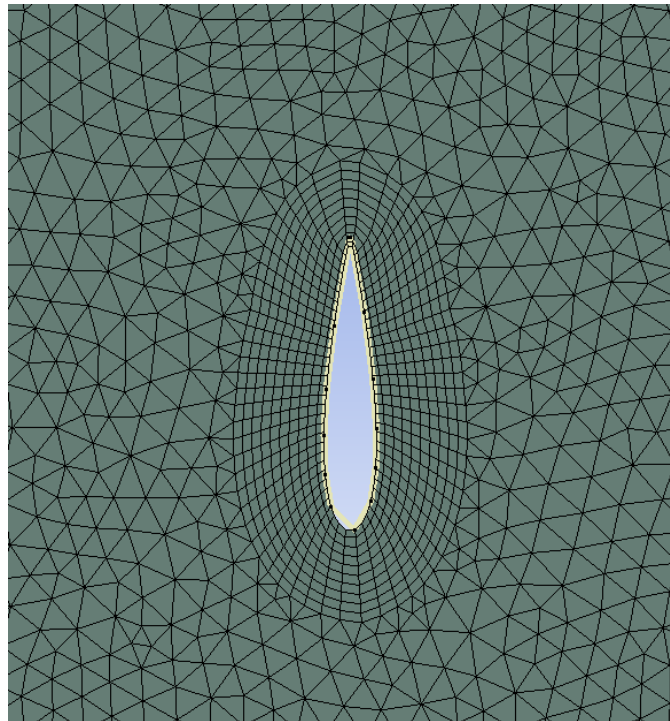


Figura 30. Malla borde perfil aerodinámico.



Para realizar la simulación del dominio rotatorio se utilizó el MRF (Multiple Reference Frame Model). Este método se desarrolla en estado estable y consiste en analizar una zona específica, en este caso una zona dinámica basándose en su

posición y el campo de flujo del viento para llegar a la solución aproximada⁷³.

2.5.3 Modelo de turbulencia. El modelo de turbulencia utilizado para las simulaciones fue el k-epsilon realizable, ya que este modelo permite llegar a la convergencia de resultados más rápidamente y su implementación es más sencilla respecto a otros modelos de turbulencia⁷⁴. Otro motivo por el cual se seleccionó este modelo es porque estima de buena manera el comportamiento de la turbulencia en los bordes del perfil aerodinámico⁷⁵.

2.6 CONSTRUCCIÓN

Como parte de los objetivos de este proyecto no se encuentra la construcción del prototipo de turbina eólica. Sin embargo, se fabricó el prototipo A utilizando una máquina de prototipado 3D (Protolab – Gigabox), durante un tiempo estimado de impresión de 62 horas. El material de impresión utilizado fue PLA y la cantidad total de este fue de aproximadamente 1100 gramos.

En las figuras 31 y 32 se puede observar el proceso de fabricación de algunos de los componentes del prototipo A de turbina eólica.

⁷³ BUJALSKI,W.; JAWORSKI,Z. y NIENOW,A. W. CFD Study of Homogenization with Dual Rushton Turbines—Comparison with Experimental Results: Part II: The Multiple Reference Frame. 2002. p. 97.

⁷⁴ GAO,Feng; WANG,Haidong y WANG,Hui. Comparison of Different Turbulence Models in Simulating Unsteady Flow. 2017. p. 39.

⁷⁵ SHIH,T. -H, et al. A New K-(Eddy Viscosity Model for High Reynolds Number Turbulent Flows - Model Development and Validation. 1994.

Figura 31. Fabricación de base

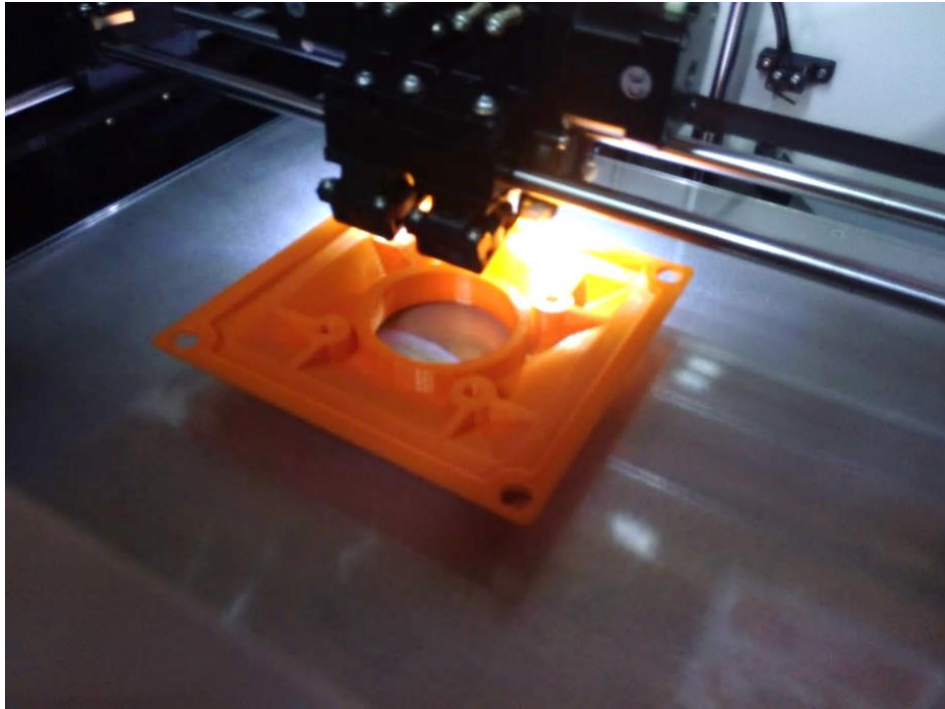
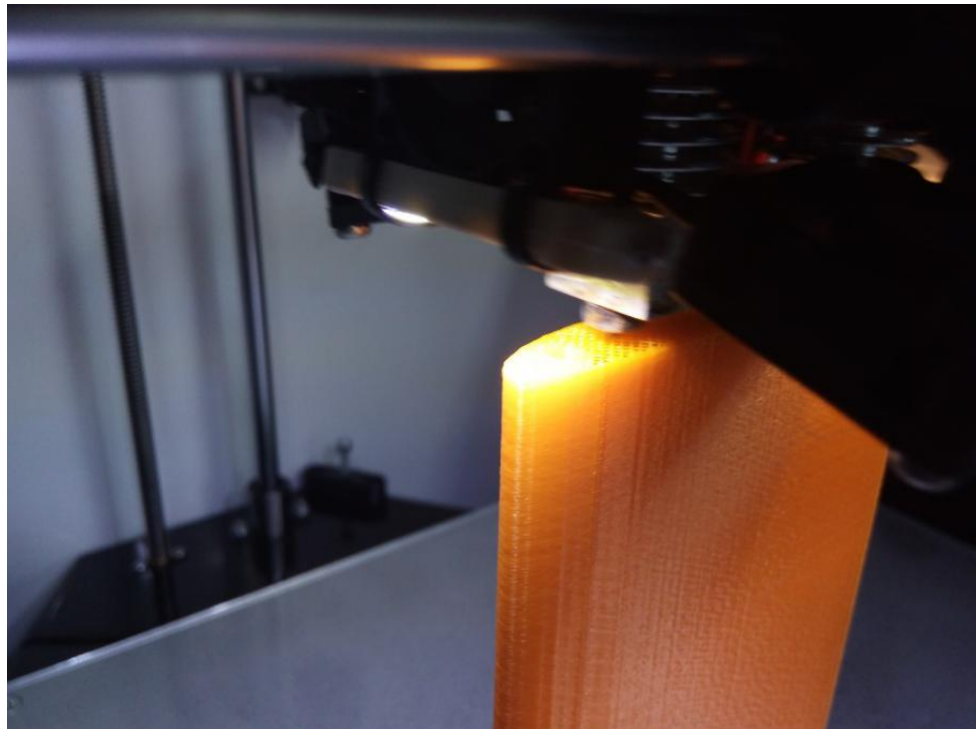


Figura 32. Fabricación perfil NACA 4415



Piezas como los pasadores de ajuste de la turbina se imprimieron varias veces,

debido a que presentaban falla temprana por fractura. En ese caso se variaron los rellenos de la pieza entre 60% y 70% hasta conseguir una resistencia mecánica aceptable.

La única parte que no se fabricó en PLA fue el eje principal de la turbina, puesto que este tiene que soportar todos los esfuerzos provocados por el movimiento de las palas. En cambio se mecanizó en aluminio 6063 el cual brinda mayor resistencia mecánica y no es tan pesado como el acero.

3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos mediante el CFD respecto a las pruebas planteadas en el capítulo 2. Dichos resultados no fueron los esperados debido a que el coeficiente de potencia y el torque obtenidos de las simulaciones tienen una tendencia negativa a medida que aumenta la relación de velocidad tangencial. No obstante, se buscaron las causas y por ende las posibles soluciones para llegar a obtener resultados coherentes y similares a los obtenidos por otros autores que utilizaron el CFD como herramienta para predecir el comportamiento aerodinámico de una turbina eólica^{76 77}.

A continuación, se describen las posibles causas y los cambios en los parámetros del solver; además de las configuraciones del rotor que se implementaron. Posteriormente, se realizó el análisis de los resultados que se obtuvieron.

La primera causa evaluada fueron los valores de referencia que utiliza el software para calcular los coeficientes de momento, arrastre y sustentación. Dichos valores se ajustan manualmente de acuerdo al tipo de simulación (2D o 3D) que se va a realizar. Dentro de estos valores los más influyentes son el área, la longitud y la profundidad; al ser una simulación en 2D se establecieron así: el área igual al diámetro del rotor (3 m), la longitud igual al radio del rotor y la profundidad igual a 1 m. Estos valores se establecieron con base en las publicaciones realizadas por Kortleven⁷⁸ y por Hernández⁷⁹.

Posteriormente, se evaluó la posibilidad que el sentido de giro de la turbina estuviera invertido. Sin embargo, después de revisar en la guía del usuario del software se encontró que si la turbina gira en contra de las manecillas del reloj y el eje de giro es el eje Z (como en este proyecto) la velocidad angular es positiva; en caso contrario, se plantea el eje de giro negativo en Z o simplemente se asigna el signo negativo en el valor de velocidad angular. Con el fin de observar el cambio que pudiera presentarse en los resultados se le asignó un signo negativo al valor de la velocidad angular y así se invirtió el sentido de rotación. Los resultados que se obtuvieron tomaron valores positivos que aumentaban a medida que se incrementaba la relación de velocidad tangencial. Es decir, la tendencia de los resultados también se invirtió.

⁷⁶ ZHANG, L. X., et al. Aerodynamic Performance Prediction of Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine Based on CFD. En: *Advances in Mechanical Engineering*. vol. 5, p. 53-79.

⁷⁷ MOHAMED, M. H. Performance Investigation of H-Rotor Darrieus Turbine with New Airfoil Shapes. 2012. p. 522-5300360-5442

⁷⁸ KORTLEVEN, M. Simulation Verification and Optimization of a Vertical Axis Wind Turbine using CFD. Delft University, 2016.

⁷⁹ HERNANDEZ, Antonio. Computational Fluid Dynamics Study of 2D Vertical Axis Turbines for Application to Wind and Tidal Energy Production. Universitat Politècnica de Catalunya, 2014.

Se descartó esta posibilidad debido a que la disposición de los perfiles aerodinámicos están propuestos para un sentido de giro en contra de las manecillas del reloj (velocidad angular positiva).

Otra posibilidad evaluada fue el cambio de la posición del rotor con el objetivo de que las palas quedaran ubicadas en una zona de ganancia de potencia (debido a la interacción del fluido con las palas). Con base a esto se ubicó una de las palas a un Azimuth 90° . En la figura 33, se puede apreciar la posición del rotor evaluada inicialmente donde una de las palas se encuentra en un Azimuth de 0° . En la figura 34, la posición del rotor con una pala en un Azimuth de 90° .

Figura 33. Posición de rotor evaluada inicialmente.

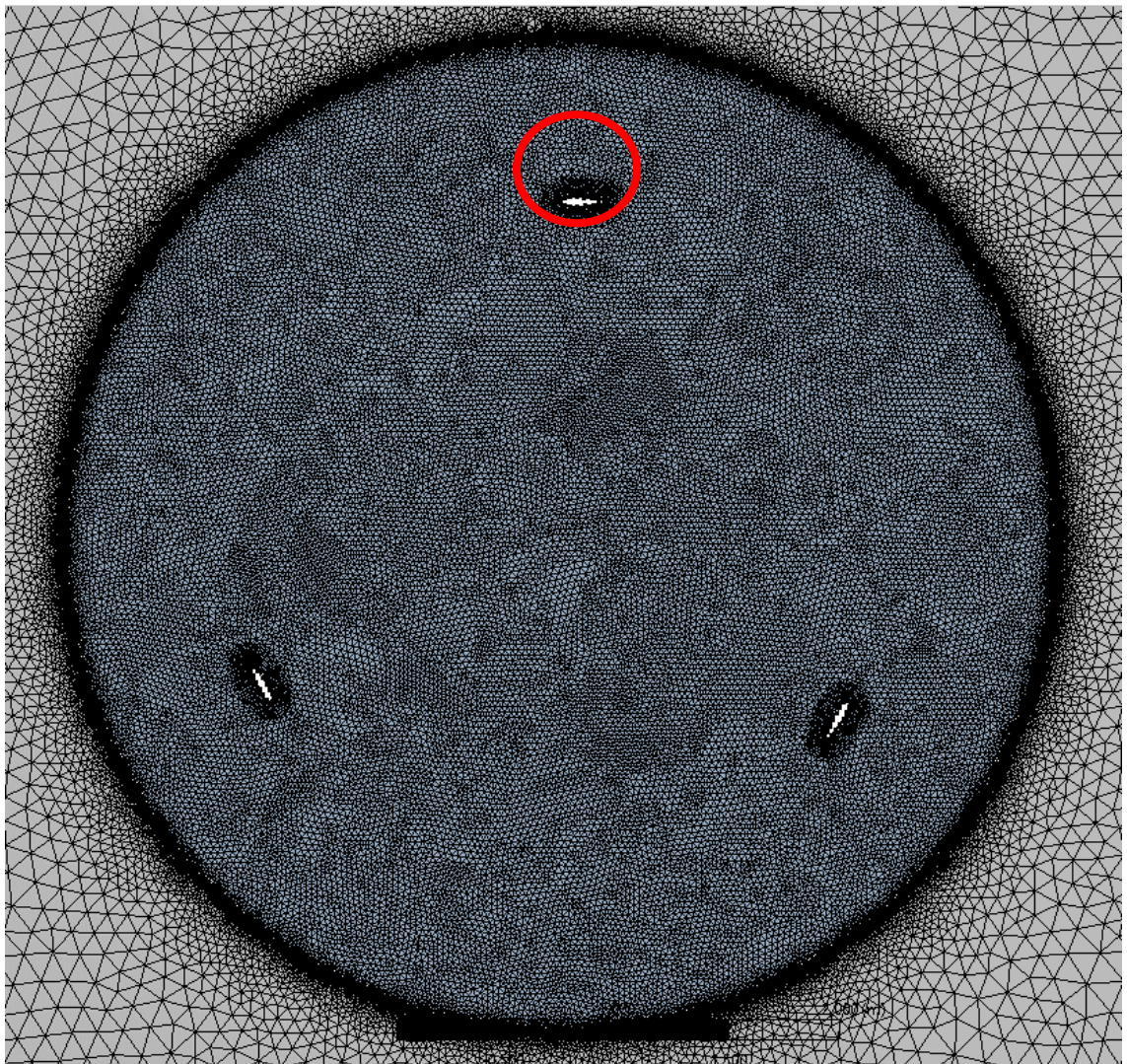
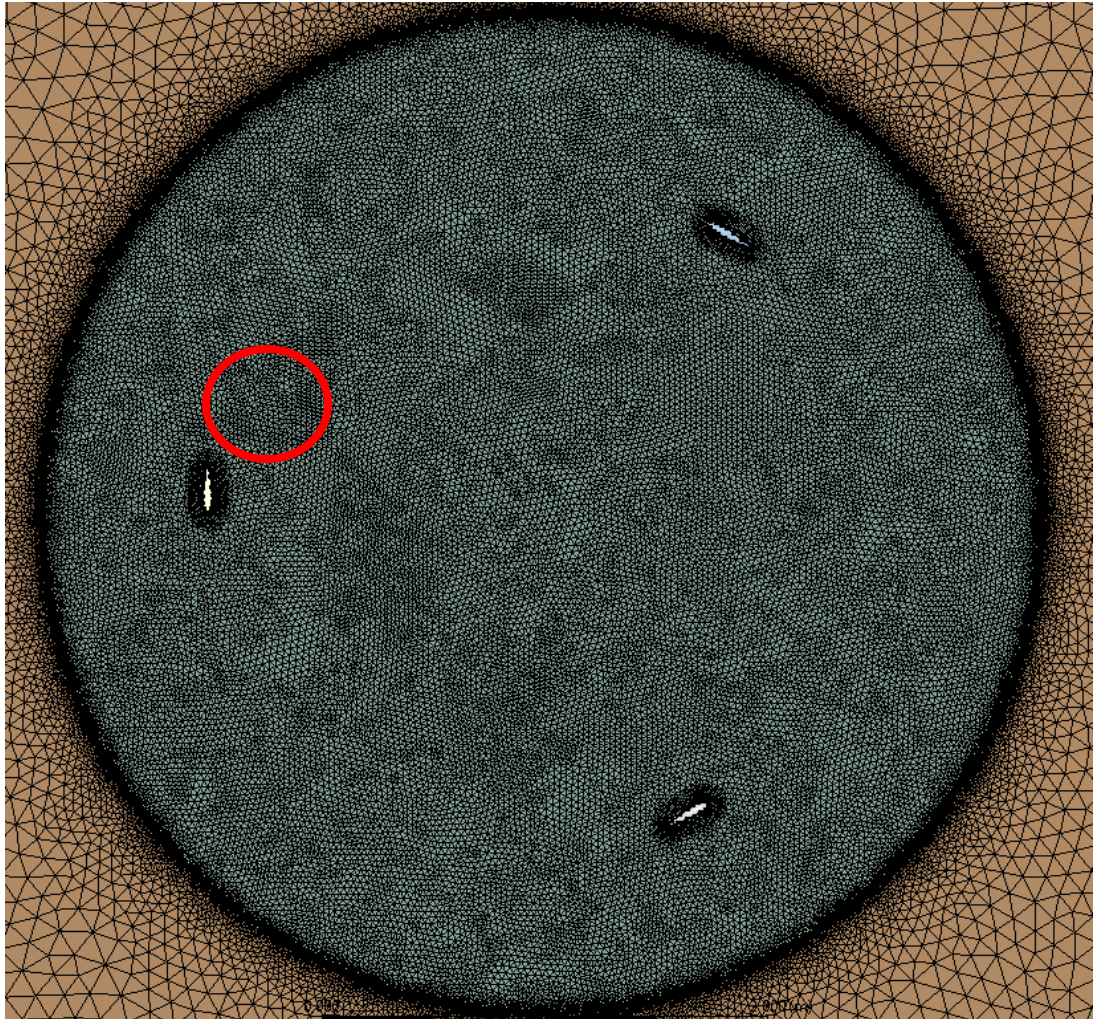


Figura 34. Posición del rotor con una pala en Azimuth = 90°.



Al analizar la animación de la interacción del fluido en la pala que se tomó como referencia para la posición del rotor en un Azimuth de 0° (figura 35) respecto a la animación de la misma pala en un Azimuth de 90° (figura 36), se observa que en esta última posición el fluido favorece la rotación del rotor y a su vez la generación de potencia, mientras que en el Azimuth de 0° la dirección del fluido es opuesta al sentido de giro de la pala, lo cual ocasiona pérdidas de potencia.

Los resultados obtenidos con la nueva posición del rotor incrementaron levemente y conservaron la misma tendencia negativa a medida que se aumentaba la relación de velocidad tangencial.

Figura 35. Azimuth de 0°.

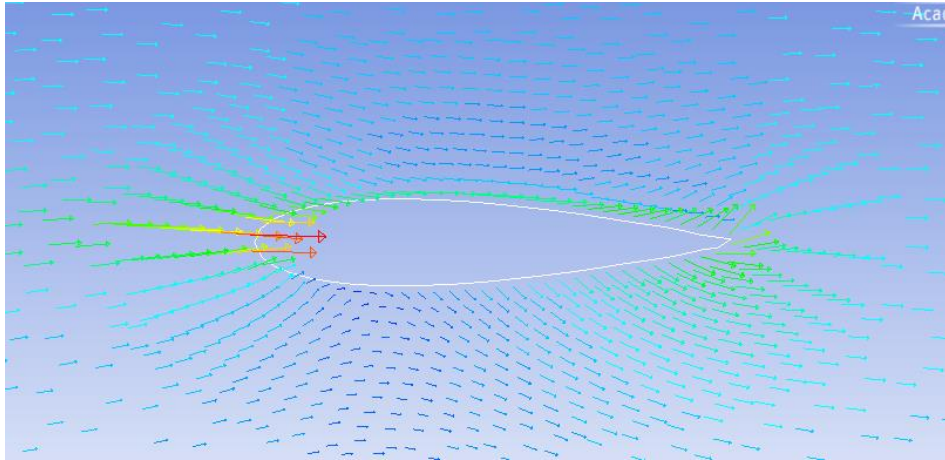
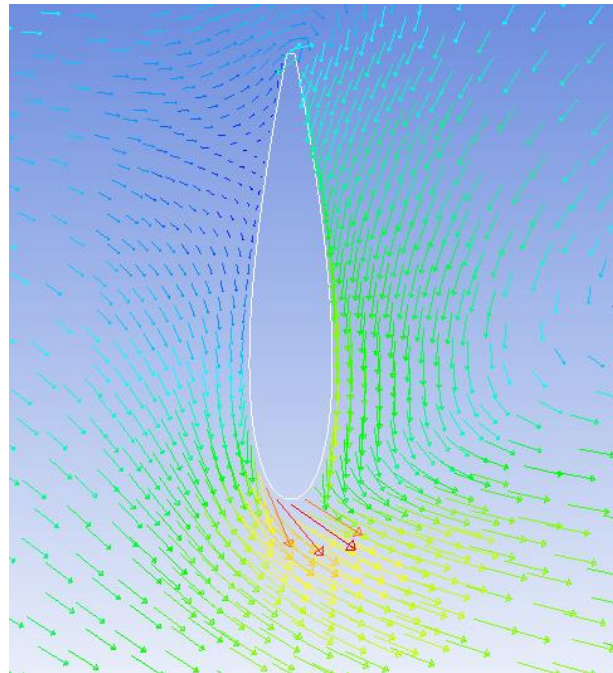


Figura 36. Azimuth de 90°.



También se planteó la posibilidad de algún error en la malla o en la geometría. Por lo cual se creó la geometría de diversas formas; mediante un programa CAD externo y directamente en el módulo de diseño del ANSYS Workbench. Así mismo, se realizó la malla nuevamente y se realizaron dos variaciones en el dominio rotatorio. La primera variación (figura 37) consistió en definir el dominio rotatorio como una sección anular en cuyo interior hay un dominio fijo. Para la segunda variación (figura 38), se implementaron tres subdominios dentro del dominio rotatorio; un subdominio para cada una de las palas. Esto se hizo con el fin de obtener una mejor aproximación en la predicción del comportamiento del fluido

alrededor de las palas.

Figura 37. Dominio rotatorio de forma anular.

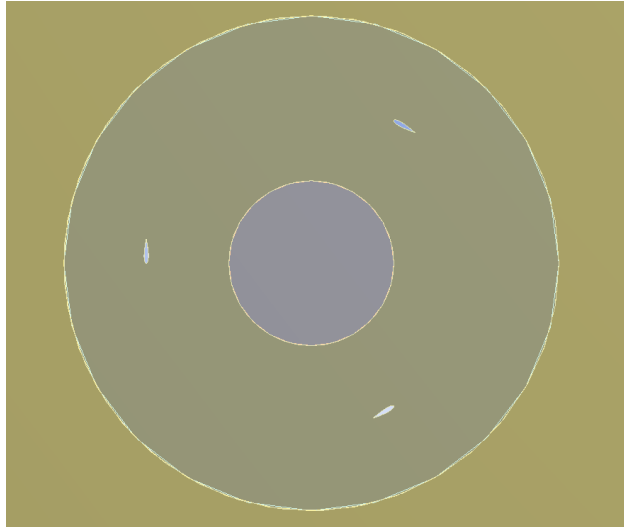
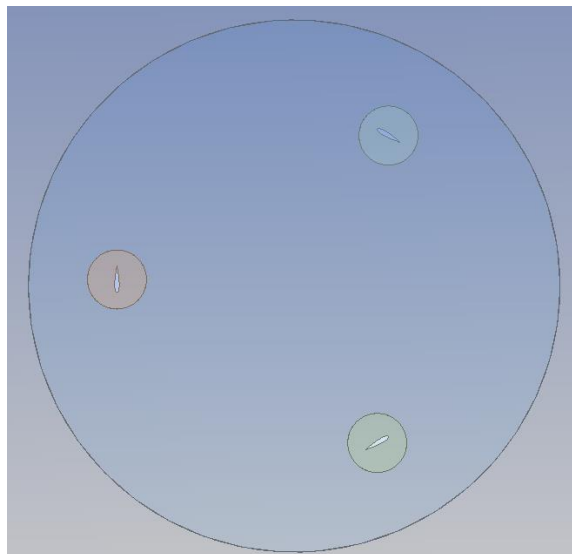


Figura 38. Dominio rotatorio con sub-dominios dinámicos para cada una de las palas



Los resultados obtenidos con estas dos variaciones cambiaron. Sin embargo, se mantuvo la tendencia negativa a medida que se incrementaba la relación de velocidad tangencial.

Posteriormente, se empezaron a variar parámetros tales como el tipo de interfase que relaciona el dominio fijo con el rotatorio, se utilizaron diferentes modelos de turbulencia, se redujo la velocidad de entrada del viento con el fin de disminuir el

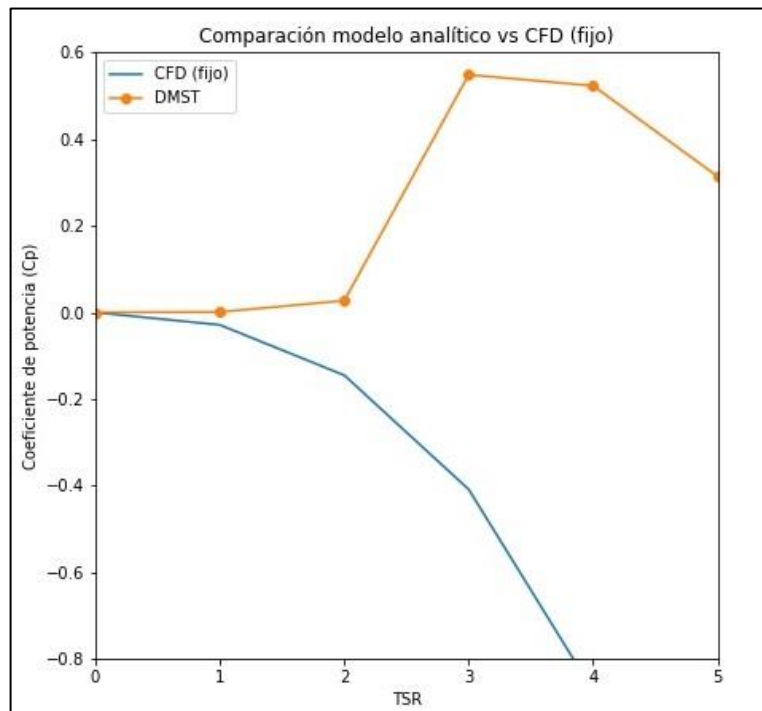
número de Reynolds, entre otros parámetros. Sin embargo, al igual que en el caso anterior los resultados no presentaron variaciones significativas. Las variaciones se evidenciaron en la cantidad de iteraciones que realizaba el software para llegar a la convergencia. Al no encontrar una solución a este problema, se optó por analizar los resultados obtenidos.

3.1 COEFICIENTE DE POTENCIA VS TSR (Λ)

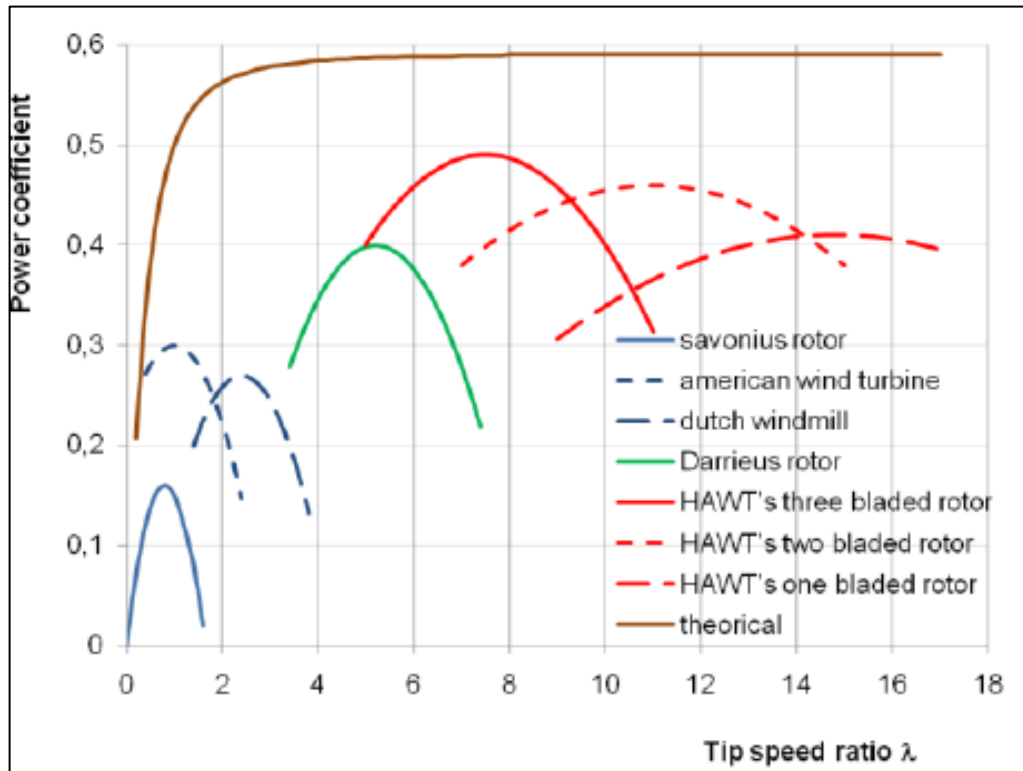
Esta prueba se planteó para comparar los resultados obtenidos del modelo analítico con los del CFD para los diferentes ángulos de pitch (20° , 25° , 30°), pero debido a la incongruencia de los resultados del CFD, se optó por comparar los resultados del modelo analítico con el del CFD sin ángulo de Pitch y posteriormente la comparación entre los datos obtenidos del CFD para cada ángulo de pitch planteado.

En la gráfica 9 se puede apreciar la comparación entre el modelo analítico implementado y el resultado del CFD para la turbina sin variación de su ángulo de pitch (fijo). El modelo analítico refleja el comportamiento de las turbinas eólicas en términos de generación de potencia dado que estas suelen tener una relación de velocidad óptima en la cual alcanzan su coeficiente de potencia máximo, que en el caso de las turbinas eólicas tipo Darrieus como la que se trabajó en este proyecto se da a una relación de velocidad tangencial entre 3 y 7 (gráfica 10). Por otro lado, en la gráfica 9 se puede observar la tendencia negativa que se presenta en los resultados del CFD.

Gráfica 9. Comparación modelo analítico (DMST) vs CFD (fijo)



Gráfica 10. Coeficiente de potencia de algunos tipos de turbina eólica.



Fuente. BAYEUL, ANNIE; BOIS GERARD. Unsteady simulation of flow in micro vertical axis wind turbines.

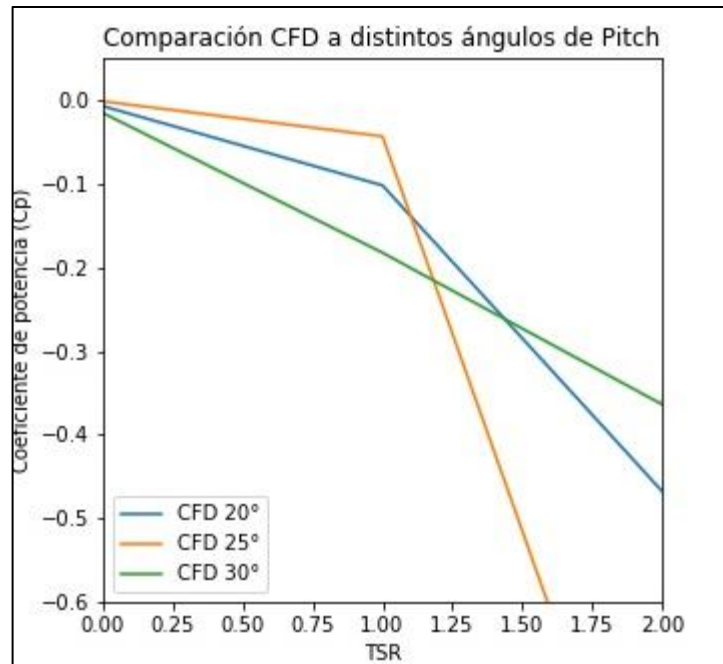
Respecto a los resultados del CFD para cada ángulo de pitch (20° , 25° y 30°) se esperaba que tuvieran un comportamiento similar a los obtenidos por Benedict⁸⁰ en su publicación. Allí, el autor comparó el rendimiento de una turbina eólica con ángulos de pitch de 20° , 25° , 30° y 35° ; donde encontró que el ángulo de pitch de 25° era el que mejor comportamiento presentaba. Es decir, el coeficiente de potencia era el mayor para cada una de las relaciones de velocidad evaluadas.

En la gráfica 11, se pueden apreciar los resultados y la comparación del coeficiente de potencia vs relación de velocidad tangencial de la turbina eólica con ángulos de pitch de 20° , 25° y 30° obtenidos en este proyecto. A pesar de la tendencia negativa de los resultados es posible comparar los efectos que tiene el ángulo de pitch sobre el coeficiente de potencia en la turbina. Cuando se tiene un ángulo de pitch de 30° , el coeficiente de potencia tiende a disminuir el rendimiento de la turbina eólica, con un pitch de 20° se obtiene un rendimiento mayor al obtenido con los 30° y una mayor estabilidad a medida que la TSR aumenta. También se aprecia que con un pitch de 25° se obtiene el coeficiente de potencia más alto, pero después de superar un TSR

⁸⁰ BENEDICT et al., Op. cit., p. 4.

igual a 1 el rendimiento disminuye abruptamente. Finalmente, se observa que un ángulo de pitch igual a 30° es el que ofrece el peor rendimiento de la turbina eólica.

Gráfica 11. Comparación de resultados para distintos ángulos de pitch.



3.2 MOMENTO VS AZIMUTH

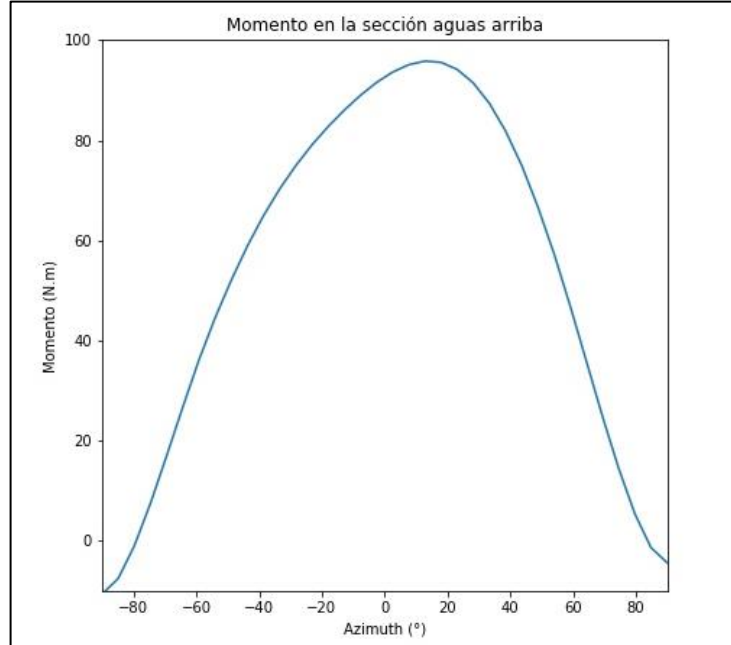
El objetivo principal de esta prueba era identificar las zonas de ganancia y pérdida de potencia en una turbina eólica. De acuerdo al estudio realizado por Rezaeiha, Kalkman y Blocken⁸¹, la zona de ganancia de potencia de este tipo de turbinas se encuentra en la sección aguas arriba del rotor y las pérdidas de potencia en la sección aguas abajo.

En los resultados obtenidos del modelo analítico implementado (gráficas 12 y 13) se puede apreciar como en la sección aguas arriba se presenta un incremento en la producción de momento que llega hasta aproximadamente 95 N.m; mientras que en la sección aguas abajo se ve como se reduce la producción de momento donde el valor máximo de momento generado no sobrepasa los 5 N.m. Estos resultados

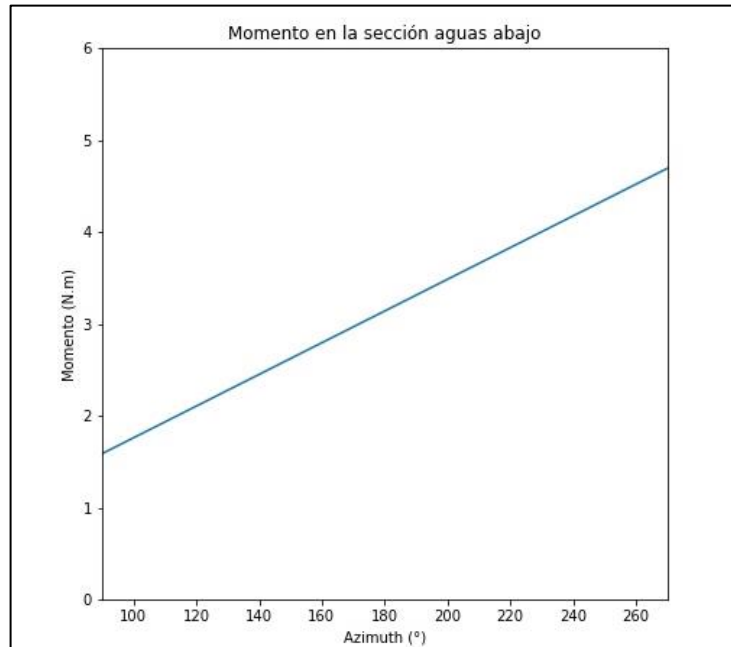
⁸¹ REZAEIHA, Abdolrahim; KALKMAN, Ivo and BLOCKEN, Bert. CFD simulation of a vertical axis wind turbine operating at a moderate tip speed ratio: Guidelines for minimum domain size and azimuthal increment. 2017a. 373-385

representan adecuadamente la generación de momento a lo largo del Azimuth.

Gráfica 12. Momento producido por la turbina eólica en la sección aguas arriba. (Modelo analítico)



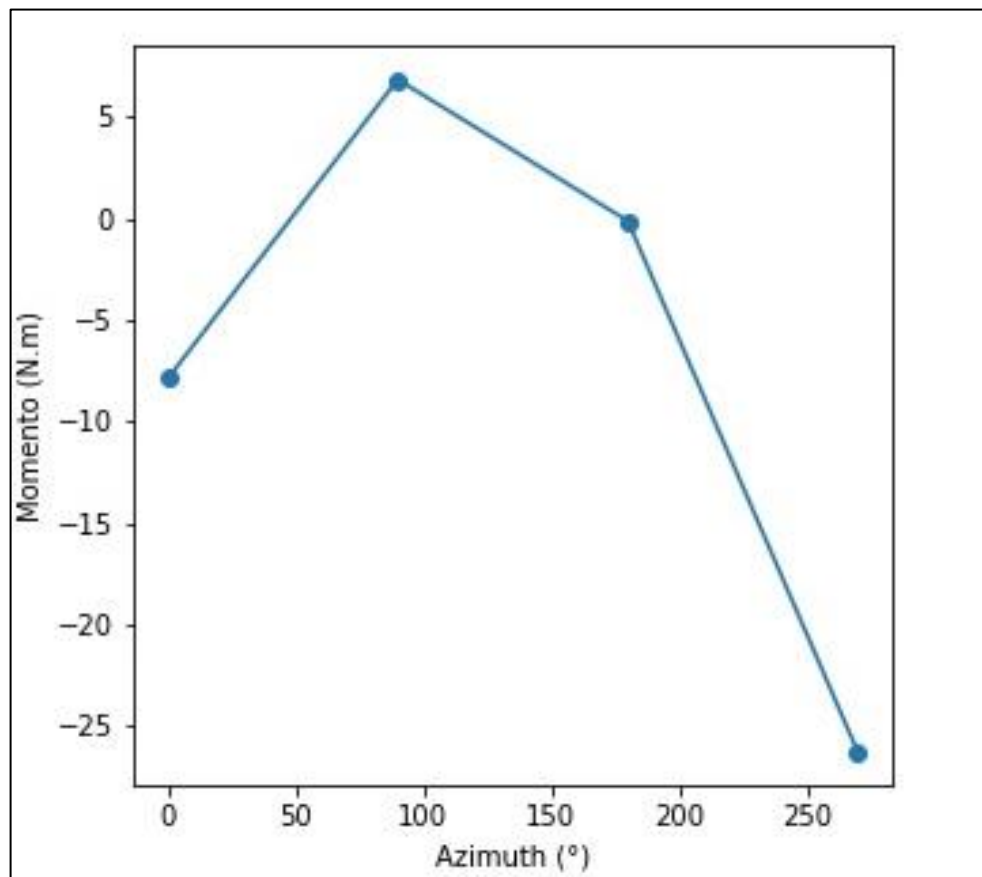
Gráfica 13. Momento producido por la turbina eólica en la sección aguas abajo (modelo analítico).



También se utilizaron los resultados obtenidos mediante el CFD para visualizar este

comportamiento en cuatro puntos críticos del Azimuth (0° , 90° , 180° y 270°). En la gráfica 14 se observan los resultados obtenidos en el CFD, que representan las zonas de ganancia y pérdida de potencia en la turbina. Es importante aclarar que en la gráfica 12 y 13 el punto donde se alcanza el momento máximo es en 0° mientras que en los resultados del CFD es en 90° . Estos resultados son acorde a lo esperado debido a que el modelo analítico posee un sistema de referencia en el cual la sección aguas arriba se define entre -90° y 90° , mientras que en el CFD esta misma sección se define entre 0° y 180° .

Gráfica 14. Momento producido por la turbina eólica a lo largo del Azimuth (CFD)

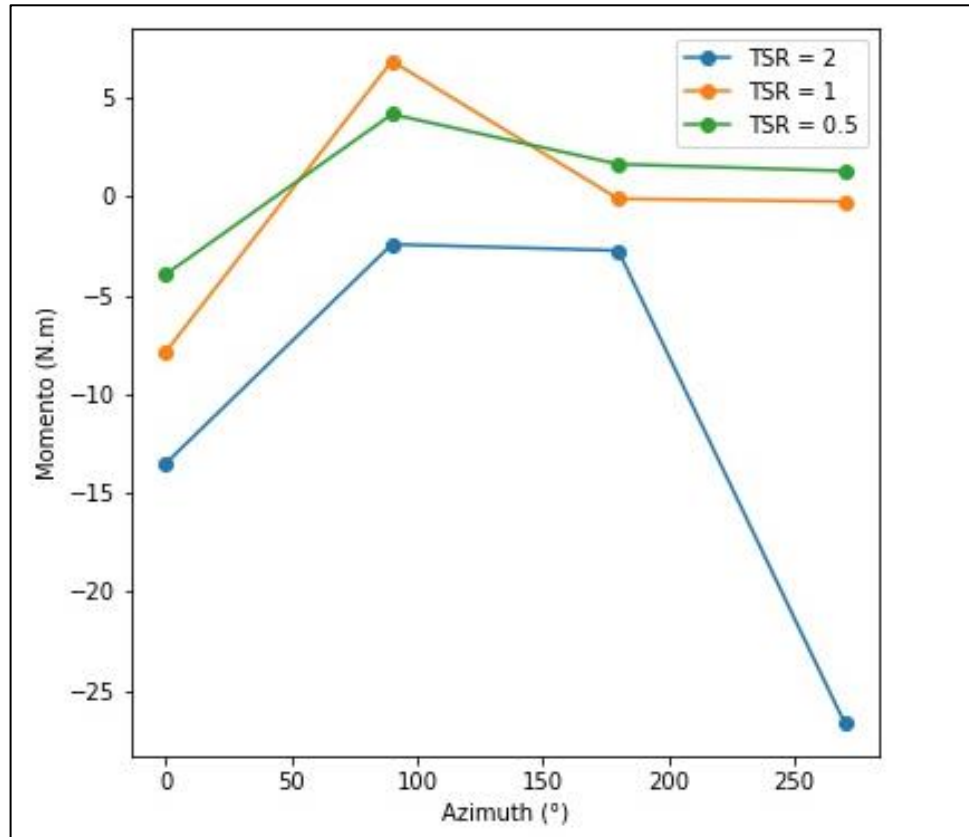


3.3 MOMENTO VS AZIMUTH (TSR variable)

En la gráfica 15 se presentan los resultados obtenidos por el CFD. Allí, se puede observar el efecto que tiene la relación de velocidad tangencial sobre la producción de momento a lo largo del Azimuth. A medida que aumenta la relación de velocidad tangencial, el momento producido presenta disminuciones notables; especialmente en la sección aguas abajo del rotor. Sin embargo, al analizar la zona donde se produce la máxima ganancia de potencia (90°) se puede observar que

efectivamente para las diferentes TSR la turbina alcanza el pico en términos de producción de momento y también que con una relación de velocidad equivalente a uno se obtiene el valor máximo de momento.

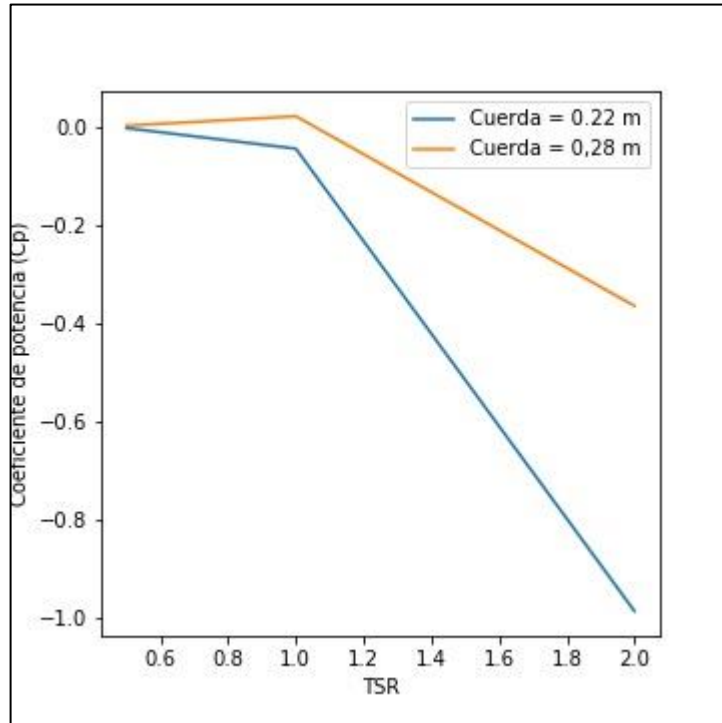
Gráfica 15. Momento producido a diferentes TSR.



3.4 COEFICIENTE DE POTENCIA VS TSR (Longitud de cuerda variable).

La longitud de cuerda es uno de los parámetros más importantes en una turbina eólica debido a que influye en aspectos importantes como la solidez del rotor y el número de Reynolds. Al afectar el número de Reynolds se altera directamente el comportamiento del viento ya que puede aumentar o disminuir su turbulencia lo cual se refleja en el coeficiente de potencia. Esta simulación se llevó a cabo en la turbina cuyo ángulo de pitch era 25° ya que es con el ángulo con la cual la turbina aprovecha más eficientemente la energía proporcionada por el viento.

Gráfica 16. Coeficiente de potencia vs TSR (longitud de cuerda variable).



De acuerdo a los resultados obtenidos (gráfica 16), se puede apreciar que al aumentar la longitud de cuerda se mejora el rendimiento de la turbina eólica especialmente a bajas relaciones de velocidad, esto se debe a que existe una mayor área de contacto entre el fluido y los perfiles aerodinámicos. Sin embargo, este efecto es contraproducente cuando la turbina opera a altas relaciones de velocidades.

4. CONCLUSIONES

- El modelo analítico implementado para la predicción del comportamiento aerodinámico de las turbinas eólicas, es una herramienta fundamental para la comprensión y un excelente punto de partida en la investigación sobre este tipo de energía. Sin embargo, las restricciones de solidez que presenta, hace imposible su aplicación en turbinas eólicas cuyas dimensiones son muy pequeñas (radios inferiores a 1 metro).
- El mecanismo de cuatro barras desarrollado para controlar el ángulo de pitch es una alternativa viable. Se pudo evidenciar que el aumento de la eficiencia de la turbina eólica es posible sin la necesidad de invertir en equipos de control electrónico.
- Las pruebas experimentales descritas en la norma internacional encargada de la regulación de las turbinas eólicas (IEC 61400) contempla aquellas pruebas relacionadas con el aspecto estructural, puesta a punto y calidad de estos equipos. Sin embargo, no incluye pruebas experimentales enfocadas hacia el análisis aerodinámico de las turbinas eólicas. Estas pruebas aerodinámicas se encuentran en artículos de investigación en esta temática.
- De acuerdo a la teoría, el uso de perfiles aerodinámicos asimétricos puede contribuir a solucionar el problema del autoarranque en las turbinas eólicas. Sin embargo, existen muy pocos estudios y datos experimentales de dichos perfiles. Esto dificulta el análisis de turbinas eólicas con este tipo de perfil mediante los diferentes modelos analíticos existentes.
- La aplicación del sistema de pitch mejoró la capacidad de autoarranque de la turbina, debido a que se evidenció una mejora en el coeficiente de potencia a TSR bajas.
- El MRF (Multiple Reference Frame Model) es un método desarrollado en estado estable. Esto implica que a pesar de representar de buena manera la interacción del fluido sobre las palas (dirección del fluido), no presenta buenas aproximaciones de las fuerzas aerodinámicas y los distintos coeficientes presentes en las palas.

5. RECOMENDACIONES

- Debido a la restricción de solidez que se tiene en el modelo analítico elaborado, se recomienda realizar una corrección de este con la cual se puedan analizar turbinas eólicas con valores de solidez mayores a 0.2.
- Se recomienda realizar simulaciones CFD de la interacción del viento en un perfil aerodinámico asimétrico (NACA 4415) para obtener los valores de los coeficientes de arrastre y sustentación a diferentes ángulos de ataque. De esta manera se hace posible la evaluación de la turbina eólica con perfiles asimétricos en el modelo analítico.
- Se recomienda realizar las simulaciones de CFD mediante el método Sliding Mesh con el fin de obtener unos resultados más acertados en la predicción del comportamiento aerodinámico de la turbina eólica.
- Se recomienda realizar las pruebas de operación real con el prototipo A de turbina eólica construido. Para comparar los resultados experimentales con los obtenidos de la dinámica de fluidos computacional aplicada a este prototipo.

BIBLIOGRAFÍA

- ALMOHAMMADI,K. M., *et al.* Computational fluid dynamics (CFD) mesh independency techniques for a straight blade vertical axis wind turbine. 2013. 483-493
- BENEDICT,Moble, *et al.* Aerodynamics of a Small-Scale Vertical-Axis Wind Turbine with Dynamic Blade Pitching. En: AIAA JOURNAL. vol. 54, no. 3, p. 924-935
- BUJALSKI,W.; JAWORSKI,Z. andNIENOW,A. W. CFD Study of Homogenization with Dual Rushton Turbines—Comparison with Experimental Results: Part II: The Multiple Reference Frame. 2002. 97-104
- C CLAESSENS,M. The Design and Testing of Airfoils in Small Vertical Axis Wind Turbines. 2006.
- CASTILLA,Juan Carlos. Tragedia De Los Recursos De Uso Común Y Ética Ambiental Individual Responsable Frente Al Calentamiento Global. En: ACTA BIOÉTHICA. vol. 21, no. 1, p. 65-71
- CASTILLO,Javier. Small-Scale Vertical Axis Wind Turbine Design. Tampere University of Applied Sciences, 2011. p. 1-69.
- CHOUGULE,Prasad andNIELSEN,Sren. Overview and Design of self-acting pitch control mechanism for vertical axis wind turbine using multi body simulation approach. En: JOURNAL OF PHYSICS. vol. 524, no. 1, p. 12-55
- CREUS SOLÉ,Antonio. Aerogeneradores. Barcelona: Cano Pina, 2012.
- DOMÍNGUEZ,Arístides B. Aerogeneradores eólicos de baja potencia. Segunda Parte.
- ESCUADERO LÓPEZ,José María. Manual de energía eólica. Madrid: Mundi-Prensa, 2003.
- GAO,Feng; WANG,Haidong andWANG,Hui. Comparison of different turbulence models in simulating unsteady flow. 2017. 3970-3977
- GWEC. Global wind report 2015. Veille énergie climat, 2015.
- HABTAMU,Beri andYINXUE,Yao. Double Multiple Stream Tube Model and Numerical Analysis of Vertical Axis Wind Turbine. En: ENERGY AND POWER ENGINEERING. vol. 3, no. 3, p. 262-270

HANSEN, Martin O. L. Aerodynamics of wind turbines. 3. ed. ed. London [u.a.]: Routledge Earthscan, 2015. ISBN 9781138775077

HERNANDEZ, Antonio. Computational Fluid Dynamics study of 2D vertical axis turbines for application to wind and tidal energy production. Universitat Politècnica de Catalunya, 2014.

HULSHORST, Walter. Small Scale Wind Energy Systems. 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61400-2. Geneva: 2007.

KIRKE, B. and LAZAUSKAS, L. Enhancing the Performance of Vertical Axis Wind Turbine Using a Simple Variable Pitch System. En: WIND ENGINEERING. Jan 1, vol. 15, no. 4, p. 187-195

KIWATA, Takahiro, et al. Performance of a Vertical Axis Wind Turbine with Variable-Pitch Straight Blades utilizing a Linkage Mechanism. En: JOURNAL OF ENVIRONMENT AND ENGINEERING. vol. 5, no. 1, p. 213-225

KORTLEVEN, M. Simulation Verification and Optimization of a Vertical Axis Wind Turbine using CFD. Delft University, 2016.

KUNDU, Pijush K.; COHEN, Ira M. and DOWLING, David R. Chapter 14 - Aerodynamics. En: KUNDU, Pijush K.; COHEN, Ira M. and DOWLING, David R. eds. Fluid Mechanics (Sixth Edition). Boston: Academic Press, 2016. 773-817 p.

MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G. and ROGERS, Anthony L. Wind energy explained. Chichester: Wiley, 2002.

MIRELES ORNELAS, Erik. La Energía Eólica.

MOHAMED,M. H. Performance investigation of H-rotor Darrieus turbine with new airfoil shapes. 2012. 522-530

MORAGUES,Jaime andRAPALLINI,Alfredo. Energía Eólica. Argentina: 2003.

MOTT,Robert. Mecánica de Fluidos Aplicada. 4th ed. Pearson, 1996.

PARASCHIVOIU,I. andDELCLAUX,F. Double multiple streamtube model with recent improvements (for predicting aerodynamic loads and performance of Darrieus vertical axis wind turbines). En: JOURNAL OF ENERGY. May.vol. 7, no. 3, p. 250-255

PARASCHIVOIU,Ion. Wind Turbine Design : With Emphasis on Darrieus Concept. 2011.

PARASCHIVOIU,Ion; TRIFU,O. andSAEED,F. H-Darrieus Wind Turbine with Blade Pitch Control. En: INTERNATIONAL JOURNAL OF ROTATING MACHINERY. vol. 2009, p. 1-7

REZAEIHA,Abdolrahim; KALKMAN,Ivo andBLOCKEN,Bert. CFD simulation of a vertical axis wind turbine operating at a moderate tip speed ratio: Guidelines for minimum domain size and azimuthal increment. 2017a. 373-385

REZAEIHA,Abdolrahim; KALKMAN,Ivo andBLOCKEN,Bert. Effect of pitch angle on power performance and aerodynamics of a vertical axis wind turbine. En: APPLIED ENERGY. Jul 1,.vol. 197, p. 132-150

SAWIN,Janet andSEYBOTH,Kristin. ENERGÍAS RENOVABLES 2016 REPORTE DE LA SITUACIÓN MUNDIAL. En: REN21.

SHELDAHL,Robert andKLIMAS,Paul. Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines. United States: USDOE, 1981.

SHIH,T. -H, *et al.* A New k-(Eddy Viscosity Model for High Reynolds Number Turbulent Flows - Model Development and Validation. 1994.

SPERA,David. Wind Turbine Technology. United States: Fairfield, NJ (United States); American Society of Mechanical Engineers, 1994.

STRICKLAND,J. H. Darrieus turbine: a performance prediction model using multiple streamtubes. United States: 1975.

TEMPLIN,R.,J. Aerodynamic performance theory for the NRC vertical-axis wind turbine. 1974.

TONG,Wei. Wind Power Generation and Wind Turbine Design. GB: Wit Press, 2010. ISBN 9781845642051

UPME. Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Bogotá, Colombia: 2015a.

UPME. Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2015 - 2029. Bogotá D.C.: 2015b.

VERSTEEG,Henk andMALALASEKERA,Weeratunge. An Introduction to Computational Fluid Dynamics: The Finite Volume Method. Harlow: Pearson Education Limited, 2007. ISBN 9780131274983


WOOD,David. Small Wind Turbines. London: Springer, 2011. ISBN 1849961751

WWEA. WWEA Quarterly Bulletin. 2016.

ZHANG,L. X., et al. Aerodynamic Performance Prediction of Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine Based on CFD. En: ADVANCES IN MECHANICAL ENGINEERING. vol. 5, p. 53-79

ZHANG,L., et al. Aerodynamic Performance Prediction of Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine Based on CFD. En: ADVANCES IN MECHANICAL ENGINEERING. Jan 30, vol. 5, p. 90-137

ANEXOS

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Danny Enrique Moyano Camargo** y **Carlos Eduardo Pinzón Casallas** en calidad de titulares de la obra **Diseño de un Prototipo de Turbina Eólica de Eje Vertical para Pruebas de Laboratorio**, elaborada en el año **2017**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el **Repositorio Digital Institucional – Lumieres**, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

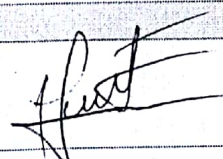
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

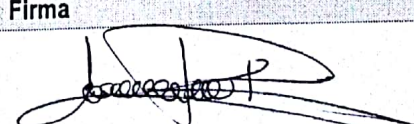
Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los seis días del mes de Febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Danny Enrique	Moyano Camargo
Documento de identificación No	Firma
1022398739	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Carlos Eduardo	Pinzón Casallas
Documento de identificación No	Firma
1014270701	

Nota: Incluya un apartado (copie y pegue el cuadro anterior), para los datos y la firma de cada uno de los autores de la obra.