UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Diseño Mecánico y Ciencias de los Materiales en Ingeniería

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA MECÁNICA

Diseño, simulación y pruebas de laboratorio de discos inductores de un aerogenerador de eje vertical

PRESENTA

Ing. Raúl Andrés Guerrero Alcalá

ASESOR

Dr. Víctor López Garza

COASESOR

Dr. Gildardo Solorio Díaz

Morelia, Michoacán, noviembre de 2024

Agradecimientos

A CONAHCYT y a la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por los apoyos ecónomicos y prestamo de instalaciones otorgados para la realización de mis estudios de Maestría.

A mis asesores Dr. Victor López Garza y Dr. Gildardo Solorio Díaz, por los conocimientos y consejos durante el desarrollo del presente trabajo.

A los miembros de mi mesa sinodal y a los profesores que de manera directa o indirecta me apoyaron para la culminación de esta tesis.

A mis amigos y compañeros de posgrado por su apoyo durante el transcurso de mi maestría.

A mi familia, por su apoyo y motivación incondicional para lograr la culminación de mis estudios de posgrado.

A Lorena Martinez, por sus constantes muestras de cariño, apoyo academico y emocional, y por toda la motivación para seguir adelante.

Resumen

La generación de energía eléctrica por medios renovables ha estado en un constante crecimiento a lo largo de las últimas décadas en un intento de detener los efectos negativos causados al medio ambiente debido al uso de combustibles fósiles.

La energía eólica es una de las formas de generación de energía que más ha crecido a lo largo de la historia, debido a su excelente capacidad de generación y el poco efecto negativo que genera en el ambiente.

La Tierra enfrenta un punto crítico debido al cambio climático, manifestado a través de temperaturas extremas, lluvias, huracanes, sequías, y descongelamiento de glaciares. Es fundamental emprender acciones individuales para corregir el rumbo del planeta, utilizando conocimiento y ciencia para mitigar el impacto negativo en el medio ambiente.

El presente trabajo tiene como objetivo el diseño, simulación y realización de pruebas de laboratorio de discos inductores para aumentar la potencia de una turbina de eje vertical de baja potencia mediante el uso de software de diseño y simulación como *QBLADE.*

Para este trabajo de investigación se realizó la manufactura de los componentes de la turbina, el ensamble y el montaje de esta para la realización de las pruebas de laboratorio. Las pruebas de laboratorio realizadas fueron de torque de arranque y de velocidad de rotación. Se realizaron estas pruebas para la turbina con y sin los discos de inducción instalados, para las velocidades de viento iniciales de 3,4,5,6,7 m/s y para los ángulos azimutales iniciales de 0°,45°,90° y -45°.

Se pudo observar una mejora significativa en la velocidad de rotación de la turbina con los discos inductores en los ángulos azimutales de 0°, 45° y 90°. Por otro lado, para el ángulo azimutal de -45°, el uso de los discos inductores presentó un empeoramiento de la velocidad de rotación. Respectivo al torque de arranque, la mejoría presentada por los discos de inducción fue mínima, incluso, en algunos casos, hubo una disminución en el comportamiento de la turbina.

Se concluye entonces que fue posible diseñar, simular y experimentar discos inductores en una turbina de eje vertical de 20W. Así mismo, fue posible diseñar una turbina de eje vertical de 20W, realizar la simulación de la turbina en operación, fue posible realizar la manufactura de esta y sus discos inductores y fue posible realizar las pruebas de laboratorio de torque de arranque y velocidad de rotación de la turbina con y sin discos de inducción.

Palabras clave: VAWT, simulación, discos inductores, experimentación, energía eólica, diseño.

Abstract

Renewable electricity generation has been growing steadily over the past decades in an attempt to halt the negative environmental effects caused by fossil fuel use.

Wind power is one of the most rapidly growing forms of energy generation in history, due to its excellent generating capacity and the little negative effect it generates on the environment.

The Earth is facing a critical point due to climate change, manifested through extreme temperatures, rains, hurricanes, droughts, and thawing of glaciers. Individual action to change the course of the planet is essential, using knowledge and science to mitigate negative impact on the environment

The present work aims at the design, simulation and laboratory testing of induction discs to increase the power of a low-power vertical axis wind turbine by using design and simulation software such as *QBLADE*.

For this research work, the manufacture of the turbine components, assembly and assembly of the turbine were carried out for laboratory tests. The laboratory tests carried out were on starting torque and rotational speed. These tests were performed for the turbine with and without induction discs installed, for initial wind speeds of 3,4,5,6,7 m/s and initial azimuthal angles of 0°,45°,90° and -45°.

Significant improvement in turbine rotation speed was observed with the induction discs at azimuth angles of 0°, 45° and 90°. On the other hand, for the azimuth angle of -45°, the use of induction discs showed a worsening of the rotation speed. Relative to the starting torque, the improvement presented by the induction discs was minimal, even in some cases there was a decrease in the turbine's performance.

It was concluded that it was possible to design, simulate and experiment induction discs in a 20W vertical axis wind turbine. It was also possible to design a 20W vertical axis wind turbine, to simulate the turbine in operation, it was possible to manufacture this and its induction discs and it was possible to carry out the laboratory tests of starting torque and rotation speed of the turbine with and without induction discs.

Keywords: VAWT, simulation, induction discs, experimentation, wind energy, design.

Nomenclatura

P_{aire}	Potencia cinética del viento.	[W]
A	Área de barrido del rotor.	$[m^2]$
v_∞	Velocidad libre del viento.	[m/s]
ρ	Densidad del viento	$[kg/m^3]$
R	Radio del rotor	[m]
L	Longitud del aspa	[m]
Q	Torque	[Nm]
ω	Velocidad angular	[rad/seg]
TSR	Velocidad específica de punta	
σ	Solidez	
N	Numero de aspas	
c	Cuerda del perfil aerodinámico	[m]
α	Ángulo de ataque	[Grados]
v_u	Velocidad de viento inducida en upstream	[m/s]
a_u	Factor de inducción de upstream	
v_e	Velocidad de equilibrio	[m/s]
v_d	Velocidad de viento inducida en downstream	[m/s]
a_d	Factor de inducción en downstream	
W_u	Velocidad resultante del viento en upstream	[m/s]
θ	Ángulo azimutal	[Grados]
k_v	Viscosidad cinemática	$[m^2/s]$
R_{eb}	Numero de Reynolds local	
δ	Ángulo entre la normal de la pala y plano ecuatorial	[Grados]
C_n	Coeficiente normal	
C_t	Coeficiente tangencial	
C_l	Coeficiente de sustentación	

C_d	Coeficiente de arrastre	
Fn	Fuerza normal	[N]
Ft	Fuerza tangencial	[N]
Q_{av}	Torque promedio	[Nm]
$d\theta$	Incremento azimutal	
Cp	Coeficiente de potencia	

Índice

Agradecimientos I
Resumen II
Abstract III
Nomenclatura IV
Índice de figuras VIII
Índice de tablas X
Capítulo 1. Introducción 1
1.1 Planteamiento del problema 3
1.2 Antecedentes y estado del arte 6
1.3 Justificación 9
1.4 Hipótesis 10
1.5 Objetivos 10
1.5.1 Objetivo general 10
1.5.2 Objetivos específicos 10
1.6 Metodología del proyecto de investigación 11
Capítulo 2. Conceptos básicos de energía eólica 16
2.1 Clasificación de los aerogeneradores 17
2.1.1 Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT) 17
2.1.2 Turbinas de eje vertical (VAWT) 19
2.1.3 Turbinas de sustentación o arrastre 20
2.2 VAWT tipo Darrieus 20
2.2.1 Rotor Darrieus-H 21
2.3 Concentradores de energía eólica 22
Capítulo 3. Análisis aerodinámico 26
3.1 Parámetros de diseño de turbinas eólicas 26
3.1.1 Área de barrido 26
3.1.2 Potencia 27
3.1.3 Coeficiente de potencia 27
3.1.4 Velocidad de punta (TSR) 28
3.1.5 Cuerda del aspa 29
3.1.6 Numero de palas 30
3.1.7 Solidez 30
3.1.8 Ángulo de ataque inicial 30
Capítulo 4. Modelo aerodinámico 31
4.1 Double-Multiple Streamtube Model 32
4.1.1 Torque y desempeño del rotor 36
Capítulo 5. Desarrollo de trabajo de experimentación 38

5.1 Parámetros iniciales 38
5.2 Diseño de flecha 39
5.2.1 Determinación del diámetro previo 40
5.2.2 Cálculo de las cargas sobre el árbol 40
5.2.3 Análisis estático 43
5.2.4 Compresión axial: Columnas 44
5.2.5 Análisis de fatiga 46
5.2.6 Resistencia del árbol a deflexión máxima 53
5.3 Álabes 54
5.4 Tornillería y chumaceras 56
5.5 Discos de inducción 57
5.6 Simulación 59
5.7 Experimentación 68
Capítulo 6. Resultados 74
6.1 Resultados simulación 74
6.2 Resultados experimentación 77
6.3 Análisis de resultados 95
Capítulo 7. Conclusiones 97
Acciones de difusión 98
Referencias y bibliografía 103
Anexo A: Metodo DMST tablas Excel 108
Anexo B: Propiedades mecánicas acero 1045 cold rolled 111
Anexo C: Dibujos 112
Anexo D: Reporte herramienta anti plagio 114
Anexo E: Acuerdo de licencia 115
Anexo F: Formato de declaración de originalidad y uso de Inteligencia Artificial 117

Índice de figuras

Figura 1.1Capacidad de generación eléctrica a partir de energías renovables en México[2]. 1
Figura 1.2 Distribución de la generación de energía eólica en México[4]. 2
Figura 1.3 Evolución de la potencia instalada en el mundo 2017-2021 [7]. 4
Figura 1.4 Ranking de países por potencia terrestre acumulada [7]. 5
Figura 1.5 Diagrama de la metodología general. 12
Figura 1.6 Diagrama del plan experimental. 13
Figura 1.7 Diagrama de flujo del diseño experimental. 15
Figura 2.1 Clasificación de las turbinas eólicas [15]. 17
Figura 2.2 Turbina de eje horizontal Bonus/Siemens protoype [8]. 18
Figura 2.3 Conceptos de rotor para ejes de rotación vertical [8]. 19
Figura 2.4 VAWT Darreus aspa curva (izquierda) y VAWT Darreus aspa recta (derecha) [17] 21
Figura 2.5 VAWT con rotor H [17]. 22
Figura 2.6 Turbina ubicada detrás de concentrador de flujo [18]. 23
Figura 2.7 Concentrador de ciento “Berwian” [8]. 24
Figura 2.8 Concepto de corriente de viento térmica [8]. 25
Figura 2.9 Conceptos de turbinas con estructuras estáticas como concentradores de viento [8] 25
Figura 3.1 Aproximación de la curva de potencia real del rotor mediante varios enfoques teóricos [8]. 28
Figura 3.2 Coeficiente de potencia para diferentes tipos de rotores [8]. 29
Figura 3.3 Partes de un perfil aerodinámico [18]. 29
Figura 4.1 Par de discos actuadores en tándem [20]. 31
Figura 4.2 Modelos de tubos de corriente utilizados para análisis aerodinámicos de VAWT [16] 32
Figura 4.3 Definición de la geometría del rotor para una turbina Darreieus [20]. 34
Figura 4.4 Ángulos, vectores de fuerza y velocidad en el ecuador del rotor [20]. 35
Figura 5.1 Diagrama de cuerpo libre [24]. 41
Figura 5.2 Diagrama de cargas, diagrama de fuerza cortante y diagrama de momento flector en el eje. 43
Figura 5.3 Eje turbina eólica. 46
Figura 5.4 Factores teóricos eje redondo con filete en el hombro en torsión [23] 47
Figura 5.5 Factores teóricos de concentración de esfuerzo en eje redondo con filete en el hombro en flexión[23] 47
Figura 5.6 Sensibilidad a la muesca en el caso de aceros y aleaciones de aluminio sometidos a flexión [23]. 48
Figura 5.7 Sensibilidad a la muesca en el caso de aceros y aleaciones de aluminio sometidos a torsión [23]. 48
Figura 5.8 Factor de superficie para acero [24]. 49
Figura 5.9 Factor de tamaño de pieza sometida a flexión o torsión [24]. 50
Figura 5.10 Álabes SG6043 rectos. 55
Figura 5.11 Estrellas del rotor de acrílico. 55
Figura 5.12 Corte láser de estrella de rotor. 56
Figura 5.13 Tornillería utilizada para el montaje de la turbina. 57
Figura 5.14 Sección lateral de medio disco de inducción. 57

Figura 5.15 Cortadora de hilo caliente de unicel. 58
Figura 5.16 Moldes de MDF de 5mm. 58
Figura 5.17 Modelado final de discos de inducción. 59
Figura 5.18 Discos de inducción. 59
Figura 5.19 Menú inicial de software Qblade. 60
Figura 5.20 Opción Airfol Qblade. 61
Figura 5.21 Perfil aerodinámico en página airfoil tools. 61
Figura 5.22 Perfil aerodinámico cargado en Qblade. 62
Figura 5.23 Airfoil análisis module, graficas coeficiente de arrastre y sustentación. 62
Figura 5.24 Modelado de aspas de turbina en apartado Blade design. 63
Figura 5.25 Simulación de campo de viento. 64
Figura 5.26 Configuración de campo de viento. 64
Figura 5.27 Turbine definition. 65
Figura 5.28 Creación de la definición de la turbina. 65
Figura 5.29 Simulación de la turbina. 66
Figura 5.30 Ventana de configuración de simulación de turbina. 67
Figura 5.31 Modulo DMS Analysis. 67
Figura 5.32 Ventana de creación de graficas de resultados. 68
Figura 5.33 Soporte metálico de turbina. 69
Figura 5.34 Regulador de velocidad túnel de viento. 69
Figura 5.35 Turbina montada para prueba de torque de arranque. 70
Figura 5.36 Anemómetro digital AMSTECH. 71
Figura 5.37 Torquímetro digital LUTRON. 71
Figura 5.38 Tacómetro digital UNI-T UT-370. 72
Figura 5.39 Prueba de velocidad de rotación en turbina con discos inductores. 72
Figura 5.40 Medición de rpm durante prueba de velocidad de rotación. 73

Índice de tablas

Tabla 5.1 Parámetros de diseño inicial VAWT. 39
Tabla 5.2. Factores de confiabilidad [24] [26]. 50
Tabla 6.1. Resultados de las pruebas a la posición de 0°. 93
Tabla 6.2. Resultados de las pruebas a la posición de 45°. 93
Tabla 6.3. Resultados de las pruebas a la posición de 90°. 94
Tabla 6.4. Resultados de las pruebas a la posición de -45°. 94
Tabla 0.1 Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Upstream 108
Tabla 0.2. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Upstream parte 2. 108
Tabla 0.3. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Upstream parte 3. 109
Tabla 0.4. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Downstream. 109
Tabla 0.5. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Downstream parte 2. 110
Tabla 0.6. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Downstream. 110

Capítulo 1. Introducción

La energía eólica es aquella que se obtiene a partir de la fuerza del viento, a través de un aerogenerador que transforma la energía cinética de las corrientes del viento en energía eléctrica [1]

Como se puede observar en la figura 1.1, en el año 2012, México contaba con una capacidad de generación de electricidad de 3,700 GWh, la cual representaba el 8.7% de la energía eléctrica total proveniente de los recursos renovables. Hasta el año 2020, la energía eólica creció en poco más de 20%, dando un total de 29.5% y representando un total de 19,700 GWh de la producción total de por medio de medios renovables.

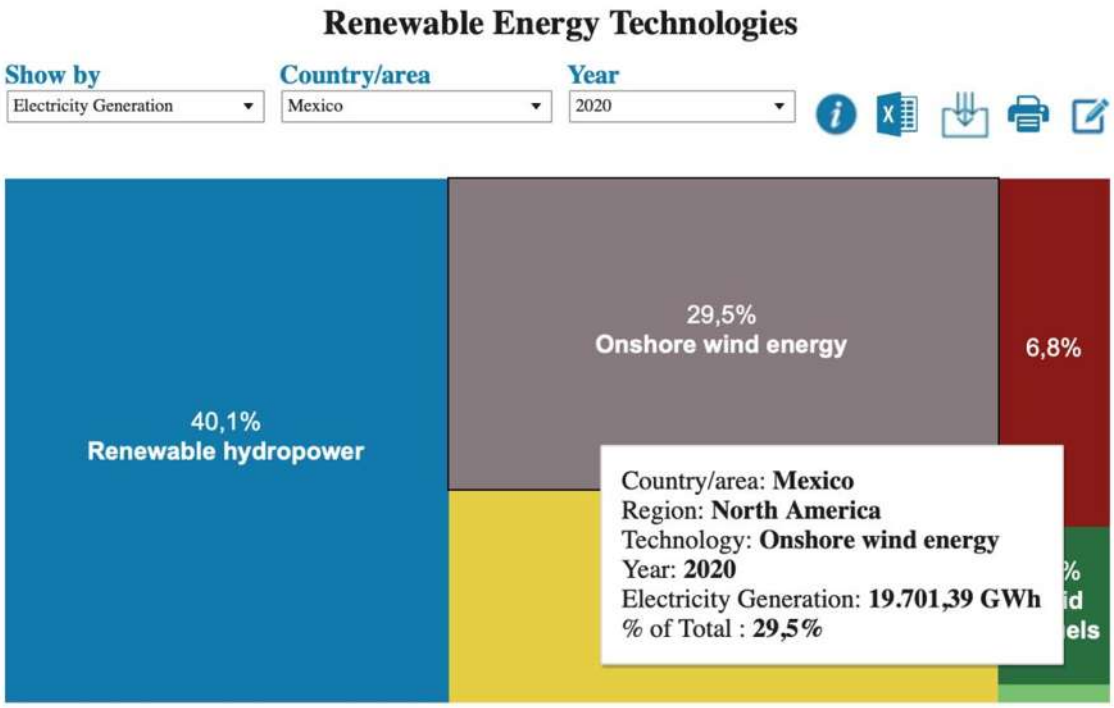


Figura 1.1Capacidad de generación eléctrica a partir de energías renovables en México[2].

Por otra parte, dentro de las prospectivas de energías renovables 2016-2030, realizada por la Secretaría de Energía, se estima que para el año 2024 la generación de electricidad por medio de energías limpias alcance un 35% del total en el país. Para el año 2035, se espera que esta cifra aumente a 40%. Y, para el año 2050, se alcance el 50% de la generación total del país [2].

La **AMDEE (Asociación Mexicana de Energía Eólica)**, en su informe anual de 2021, reporta que en México están en operación 7154 Mega watts (MW), equivalente al 8.6% de la capacidad total instalada en México. Los parques eólicos están conformados por más de 3 mil turbinas, en 68 parques, distribuidos en 14 estados del país. De estos, destacan Oaxaca, Tamaulipas y Nuevo León, donde se encuentran tres cuartas partes del total de los proyectos como se puede observar en la figura 1.2 [3].

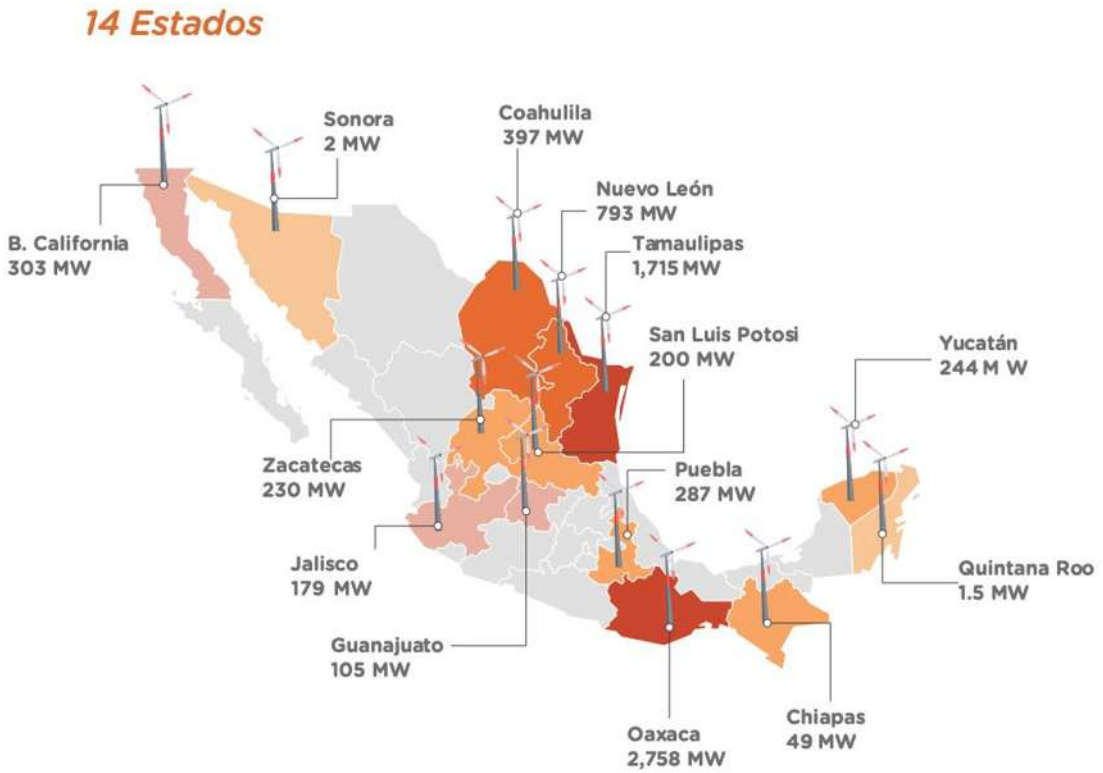


Figura 1.2 Distribución de la generación de energía eólica en México [4].

1.1 Planteamiento del problema

El planeta tierra se encuentra en un punto crítico para afrontar con éxito el mayor desafío de nuestro tiempo: el cambio climático. El planeta tierra cada día nos envía diferentes señales de las diferentes transformaciones que está sufriendo: temperaturas críticas, ya sean elevadas o bajas. Lluvias, huracanes, sequias extremas, radiaciones solares intensas, descongelamiento de glaciares, etc. Es por esto y mucho más que es necesario emprender acciones que ayuden a corregir el rumbo que está tomando el planeta tierra, cada quien aplicando actividades que estén a su alcance. Y, además, utilizar el conocimiento y la ciencia para crear y generar ideas que nos permitan frenar el impacto negativo sobre el planeta.

Otro problema que va ligado bastante con los problemas ambientales, es el crecimiento poblacional mundial. **La Organización de las Naciones Unidas (ONU)** reportó que en el año 2011 la población mundial era de aproximadamente 7000 millones de personas. Esperando que la población aumente en 2000 millones de personas en los próximos 30 años, pasando de los 7000 millones a los 9000 millones en el año 2050 y llegando a un pico de 11000 millones en el año 2100. Actualmente, se reporta que la población mundial es de 8000 millones de personas y las predicciones de la población mundial se mantienen vigentes y además se reporta un crecimiento menor del 1%, el más bajo desde el año 1950 [4]. Este crecimiento poblacional exige también un mayor uso de recursos básicos para el hombre: alimento, vivienda, agua, luz, electricidad, etc. Es por eso que la ciencia y la tecnología van creciendo a grandes pasos para encontrar nuevas y diversas formas de satisfacer estas necesidades, pero a diferencia del pasado, cuidando lo más posible al planeta tierra.

Una de las actividades que más se ha tratado de cambiar y sustituir es la generación de energía eléctrica. La cual, por décadas, ha sido producida a través de combustibles fósiles, como carbón, petróleo y gas, y esto ha provocado graves problemas de contaminación al ambiente además de problemas de salud para la población cercana a los lugares donde se genera.

Es por esto que, a partir de ya varias décadas atrás, se ha trabajado intensamente en buscar alternativas para la generación de energía eléctrica, buscando que estas sean bondadosas con el planeta y, por consiguiente, que no existan problemas para la población. Todo este trabajo trajo como resultados, distintas formas de generación de energía eléctrica. Estas formas son las que llamamos Energías Renovables.

El crecimiento de la capacidad mundial de generación de electricidad a partir de paneles solares, turbinas eólicas y otras formas de energías renovables va en camino a acelerarse en los próximos años según la **Agencia Internacional de Energía (AIE).**

El informe prevé, que para 2026, la generación de energía renovable global aumente en más de 60% con respecto del 2020, hasta superar los 4800GW. Se espera que la cantidad de energía renovable durante el 2021 a 2026 sea un 50% superior a la de 2015 a 2020 [5].

La situación actual de la energía eólica en el mundo es muy favorable. El **GWEC (Global Wind Energy Council)**, en su reporte anual 2022, presenta que la energía eólica vivió su segundo mejor año en 2021, con un crecimiento de 1.8%, añadiendo 94GW de su

capacidad de generación. Estos 94GW generan un acumulado global de 837GW, mostrando un crecimiento "año con año" del 12%.

Estos 94GW están divididos en 2: 72.5GW pertenecen a la generación de energía *onshore* (Aerogeneradores ubicados en tierra) y 21.1GW de la generación de energía eólica "Offshore" (Aerogeneradores ubicados en el mar). La generación onshore fue un 18% menor al año 2020 y la generación onshore fue tres veces mayor a la generada en 2020 como se observa en la figura 1.3.

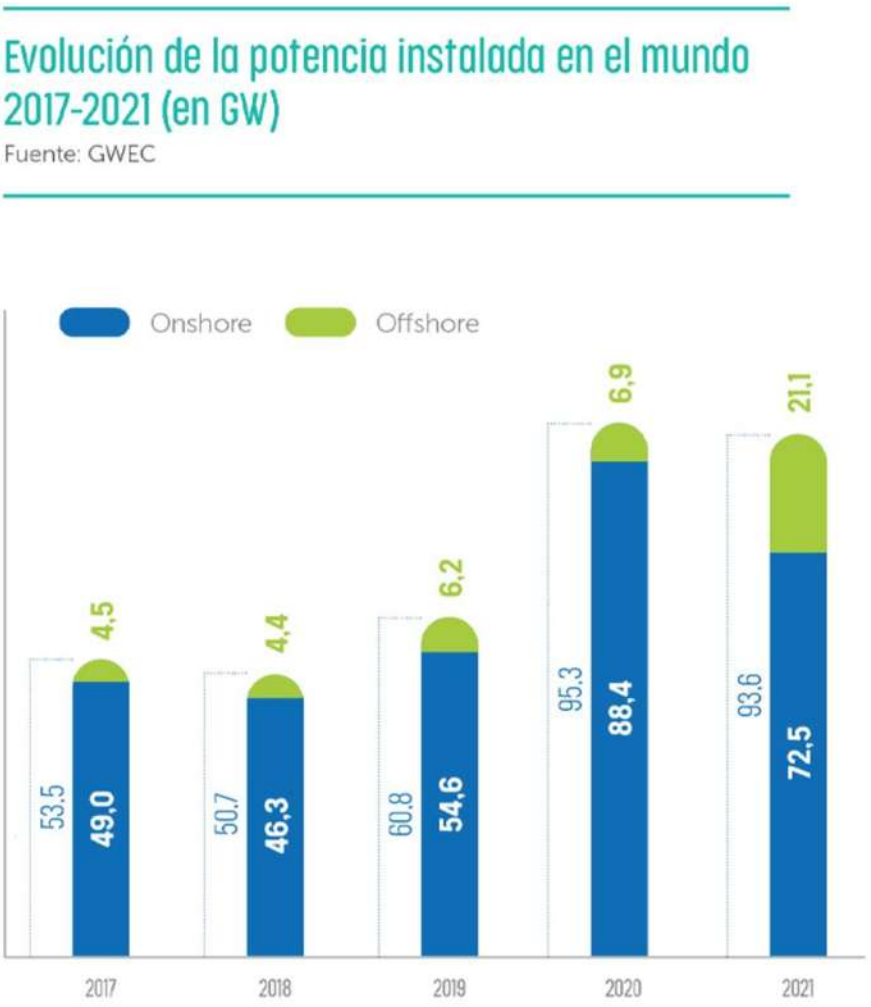


Figura 1.3 Evolución de la potencia instalada en el mundo 2017-2021 [7].

Como se puede observar en la figura 1.4, en el año 2021 hubo un crecimiento en las instalaciones onshore de energía eólica, dando una potencia instalada de 72.5 GW. Donde el 42.34% de la potencia instalada nueva se encuentra en China, 17.62% en Estados Unidos y 5.3% en Brasil.

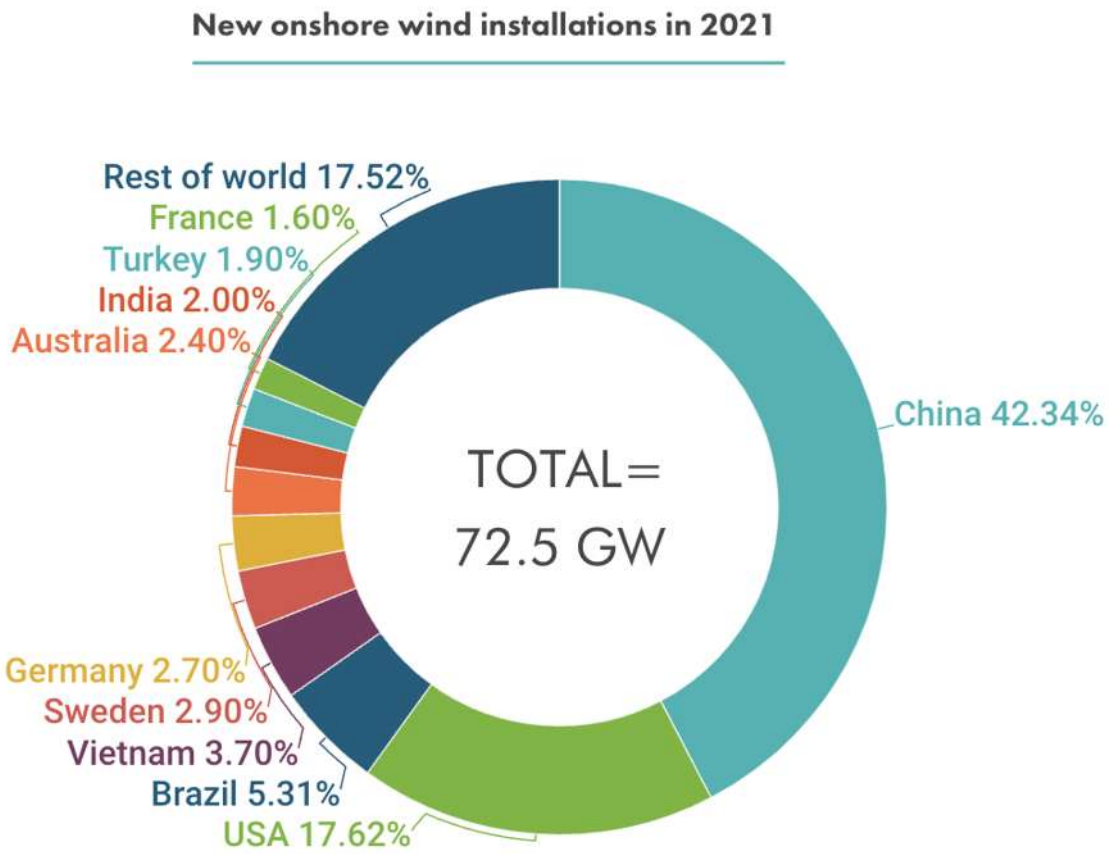


Figura 1.4 Ranking de países por potencia eléctrica terrestre acumulada [7].

1.2 Antecedentes y estado del arte

Países como Dinamarca, Países Bajos, Alemania, Estados Unidos, Francia, China e Inglaterra han sido los principales pioneros e impulsores de la energía eólica. A lo largo de la historia han aportado diversos diseños de aspas, rotores, entre otros componentes de las turbinas eólicas para aprovechar lo máximo posible del recurso eólico disponible.

La primera información verídica tiene su origen en el año 1180 en el Ducado de Normandía. Según esta fuente, se supone que un llamado *poste o molino de caballete* estaba allí.

Los llamados molinos de viento de torre hacen su aparición uno o dos siglos después. En este tipo de construcción, la rueda de viento descansa sobre una torre redonda hecha de piedra. Este tipo de molino se extendió principalmente desde el suroeste de Francia hasta la región mediterránea.

En Holanda, se hicieron varias mejoras decisivas en los molinos de viento en el siglo XVI, lo que llevó a un nuevo tipo de molino, el llamado molino de viento holandés.

La estructura de la casa de molino del molino holandés, donde solo la tapa de la torre giraba con el volante, permitió aumentar tanto las dimensiones como la gama de aplicaciones. Así, el molino de viento histórico alcanzó su perfección hacia mediados del siglo XIX.

Molino de postes huecos: A principios del siglo XV, se hicieron ejercicios para usar molinos de viento de poste para impulsar ruedas de cuchara para bombear agua. Sin embargo, el molino giratorio no era adecuado para este propósito. En Holanda, esta situación inspiró el desarrollo del molino de viento posterior en el llamado *molino de poste hueco* o *Wipmolen*. En este tipo de molino, se introdujo una base fina, generalmente en forma de pirámide, que albergaba la tracción de la rueda de cuchara. La pequeña casa de molino giratoria ahora contenía solo el cojinete de la rueda de viento, con rueda dentada y nogal [6].

Molino de viento holandés: La idea básica que condujo al diseño del molino de viento holandés fue la que ya había desencadenado la evolución del molino de viento posterior al molino de poste hueco. La intención era dotar al molino de una base de financiación con el fin de tener mejores condiciones para la conducción de las distintas máquinas. A mediados del siglo XV, los molinos de viento holandeses comenzaron a convertirse en poderosos motores principales con una notable gama de aplicaciones [6]

Después de que el aerodinámico **Albert Betz** formulara los principios físicos modernos de la conversión de energía eólica en 1920 y, además, se hubieran desarrollado diseños modernos de perfiles aerodinámicos en ingeniería aeronáutica, el **Mayor Kurt Bilau** aplicó este conocimiento al diseño de molinos de viento [6].

La vela **Ventikanten** desarrollada por él en cooperación con Betz estaba formada de láminas de aluminio, como el perfil aerodinámico de un avión, y tenía una aleta auxiliar ajustable que permitía la regulación de potencia y velocidad del molino de viento.

Golding (1955) y **Shepherd** y **Divone** en Spera (1994) proporcionan una historia fascinante del desarrollo temprano de turbinas eólicas. Registran la turbina eólica Balaclava de 100 kW y 30 m de diámetro en la entonces URSS en 1931 y el diseño neumático Andrea Enfield de 100 kW y 24 m de diámetro construido en el Reino Unido a principios de la década de 1950. En esta turbina se utilizaban palas huecas, abiertas en la punta, para extraer aire a través de la torre donde otra turbina impulsaba el generador [7]

En Dinamarca, la máquina **Gedser** de 200 kW y 24 m de diámetro se construyó en 1956, mientras que Electricite´ de France probó una turbina de 1,1 MW y 35 m de diámetro en 1963. En Alemania, el profesor Hutter construyó una serie de turbinas innovadoras y ligeras en las décadas de 1950 y 1960 [7].

En los Estados Unidos, esto llevó a la construcción de una serie de prototipos de turbinas que comenzaron con la Mod-0 de 38 m de diámetro y 100 kW en 1975 y culminaron en la Mod-5B de 97.5 m de diámetro y 2.5 MW en 1987 [7].

En 1981 se construyó y probó en los Estados Unidos una innovadora turbina eólica de eje horizontal de 3 MW. Esto utilizó transmisión hidráulica y, como alternativa a una transmisión de guiñada, toda la estructura se orientó hacia el viento. La mejor opción para el número de palas permaneció poco clara durante algún tiempo y las grandes turbinas se construyeron con una, dos o tres palas [7].

La patente española **ES 2 641 202 T3,** se refiere a un aerogenerador para la obtención de energía con un concentrador de viento que forma vórtices, rotatorio, montado de manera que puede girar sobre un árbol, de flujo axial, que presenta un revestimiento externo anular en cuyo lado externo están dispuestos dispositivos de guía distribuidos en 360° y que entre el árbol y el revestimiento externo anular está equipado con palas de concentrador distribuidas en forma circular (WO 02/057625 A1).

La patente española **ES2595481,** está referida al aprovechamiento de las brisas eólicas circulantes sobre la superficie terrestre para la generación de electricidad de uso doméstico e industrial. Es objeto de la presente invención es formalizar el método para la caracterización de un concentrador de flujo eólico incorporada sobre un aerogenerador de eje vertical. Su propósito es suplir la baja densidad energética de las brisas circulantes sobre la superficie terrestre mediante su captación y concentración, consiguiendo un incremento significativo de la velocidad antes de ser inyectada de manera eficiente sobre la superficie de barrido de la turbina. El concentrador de flujo eólico está configurado para optimizar el aprovechamiento de las corrientes con independencia de la dirección de estas [8].

La Patente estadounidense **US2009/0191057A1,** el actual dispositivo de conversión de energía eólica a energía eléctrica puede configurarse como una turbina eólica de eje vertical (VAWT) o una turbina eólica de eje horizontal (HAWT). Una vela de recolección

de viento asociada se reposiciona automáticamente para maximizar la entrada de viento y para recolectar y concentrar el viento antes de convertir el viento en energía a través del mecanismo de turbina múltiple alineado axialmente en energía eléctrica. El viento restante se libera a través de un escape orientado hacia sotavento. El actual mecanismo multi-turbina alineado axialmente evita la interferencia de aves y otros objetos externos debido a su visibilidad estructural inherente [9].

Patente **US4045144,** los concentradores de energía eólica horizontales y verticales aquí descritos son estructuralmente simples y ligeros y son capaces de concentrar la energía eólica al menos seis veces con una eficiencia muy alta. Esto permite una reducción correspondiente en el área frontal de la turbina eólica y aumenta su velocidad sin sacrificar la energía eólica aprovechada. El concentrador de energía eólica es un ala de alta elevación y relación de aspecto corta, que está diseñada para maximizar el arrastre inducido. Este arrastre inducido elimina la velocidad del viento, pero transforma la energía del viento en energía rotacional presente en el sistema de vórtice del cobertizo. El diseño es tal que la mayor parte de esta energía rotacional puede ser aprovechada por una pequeña turbina eólica de alta velocidad colocada en el vórtice enrollado de la punta del ala[10].

1.3 Justificación

El presente trabajo se realiza buscando obtener mayor información acerca de las turbinas de eje vertical, tratando de aprovechar todas las ventajas que ofrecen y buscando reducir las desventajas que puedan presentarse a comparación de las turbinas de eje horizontal, ya que el avance y desarrollo tecnológico que han tenido las turbinas de eje vertical no se comparan con la gran cantidad de trabajos, investigaciones y desarrollo que han tenido las turbinas de eje horizontal a lo largo de los últimos años.

Las ventajas específicas de los conceptos de turbina de eje vertical son que su diseño básicamente simple incluye la posibilidad de alojar componentes mecánicos y eléctricos, caja de engranajes y generador a nivel del suelo y que no hay sistema "yaw" debido a que esta turbina gira sin importar la dirección del viento [6].

Esto se ve contrarrestado por desventajas como su baja relación punta-velocidad, su incapacidad para arrancar automáticamente, no poder controlar la velocidad del rotor, así como una baja velocidad del viento cerca del suelo y una eficiencia no tan notable [6].

Sin embargo, hasta el día de hoy, los costos de producción de estos sistemas siguen siendo altos que no pueden competir con los rotores de eje horizontal.

1.4 Hipótesis

El uso de discos inductores en una turbina de eje vertical de 20W, podría incrementar la potencia de forma significativa en la turbina.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Diseñar, simular y realizar pruebas de laboratorio de discos inductores de un aerogenerador de eje vertical para el aumento de su potencia.

1.5.2 Objetivos específicos

- Diseñar turbina de eje vertical de 20W y discos inductores.
- Realizar simulación de la turbina de eje vertical.
- Realizar manufactura aditiva de la turbina de eje vertical y discos inductores.
- Realizar pruebas de laboratorio de turbina de eje vertical con y sin discos de inducción.

1.6 Metodología del proyecto de investigación

La metodología del proyecto de investigación consiste en una serie de pasos a seguir para lograr los objetivos planteados. Estos pasos ayudarán a tener una visión más clara del camino a seguir y poder plantearse objetivos a corto plazo para concluir de manera satisfactoria la investigación.

El primer paso en un proyecto de investigación consiste en seleccionar un tema de estudio y revisar la literatura existente acerca del tema seleccionado, así como de conceptos básicos que se requieran del tema.

Una vez revisada y analizada la literatura, se identifica y se define algún problema acerca del tema seleccionado, el cual, es importante delimitar perfectamente de acuerdo a los tiempos establecidos y de las herramientas que se cuenten para trabajar.

Se formula una hipótesis, en un proyecto de investigación es una afirmación o suposición que se plantea como una posible respuesta a una pregunta de investigación. Es un elemento crucial porque guía el enfoque del estudio y determina qué datos se deben recopilar y analizar.

Un plan experimental es un diseño estructurado que se utiliza en la investigación científica para llevar a cabo un experimento de manera organizada y sistemática.

Ya que se creó y organizó un plan experimental se realiza el experimento, siguiendo los pasos que se plantearon en el plan experimental.

Concluida la fase de experimentación, se organizan y analizan los resultados obtenidos para asegurarse de que estos sean satisfactorios para el objetivo de la investigación para después, presentar los resultados por escrito.

Todo este proceso se puede observar de manera más rápida en la figura 1.5.

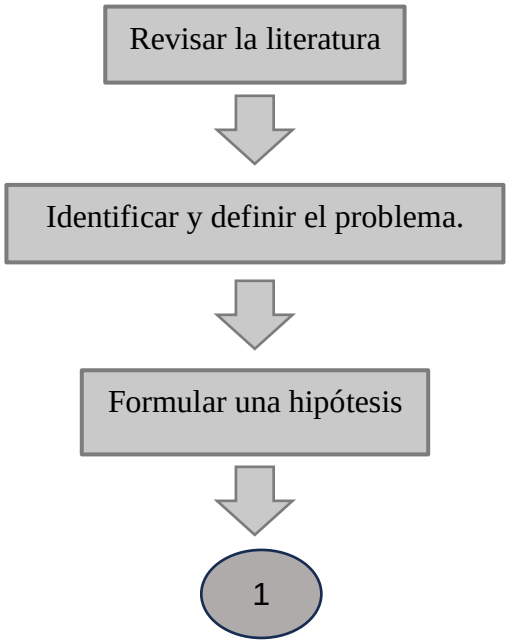


Figura 1.5 Diagrama de la metodología general.

Un plan experimental es un diseño estructurado que se utiliza en la investigación científica para llevar a cabo un experimento de manera organizada y sistemática. Este plan permite a los investigadores probar hipótesis, manipular variables y establecer relaciones de causa y efecto.

El primer paso es identificar los factores que puedan afectar el experimento. Estos factores pueden afectar en la precisión, en la repetibilidad y en la exactitud.

En seguida se selecciona el diseño experimental, del cual se hablará más adelante.

La selección de muestra representativa es un proceso fundamental en la investigación que consiste en elegir un subconjunto de individuos o elementos de una población de tal manera que este subconjunto refleje las características y variabilidad de la población total.

La selección de instrumentos en la investigación es un proceso vital que implica elegir las herramientas o métodos que se utilizarán para recolectar datos relevantes y obtener información útil sobre el fenómeno que se está estudiando.

La recolección de datos en la investigación es el proceso mediante el cual se obtienen las informaciones necesarias para responder a las preguntas de investigación y alcanzar los objetivos del estudio.

En la figura 1.6 se puede observar los pasos a seguir dentro del plan experimental.

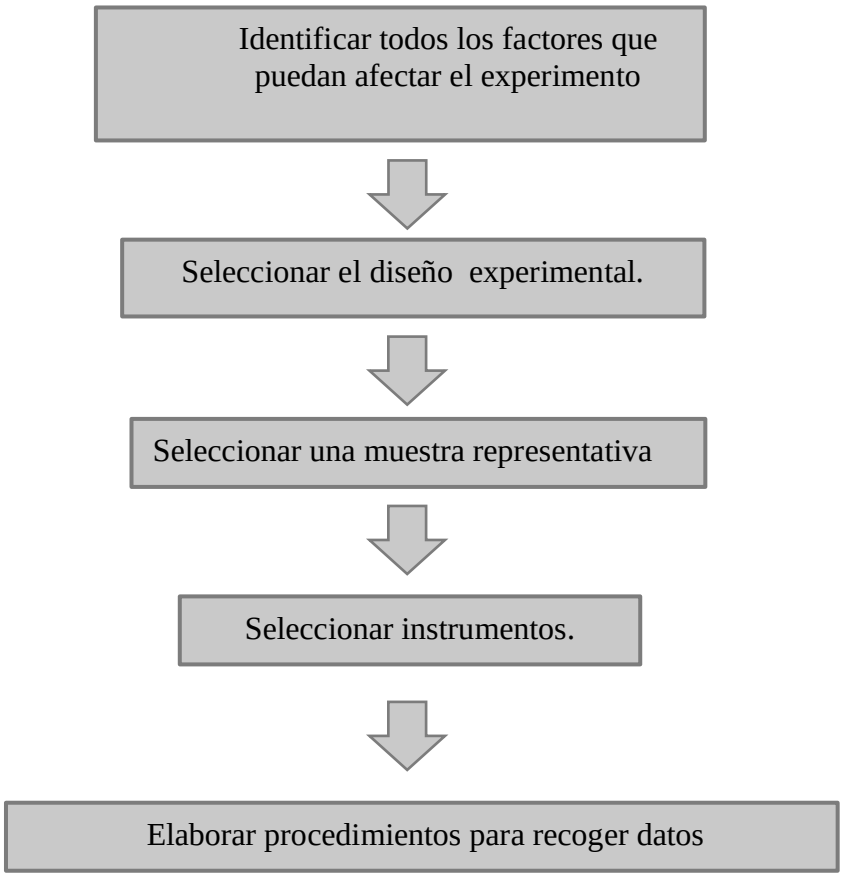


Figura 1.6 Diagrama del plan experimental.

El diseño experimental de una investigación es un plan estructurado que permite a los investigadores llevar a cabo un experimento de manera sistemática y controlada. Este diseño es fundamental para asegurar la validez y confiabilidad de los resultados obtenidos.

El primer paso es definir el rango de velocidad el cual será de los 3 m/s hasta los 7 m/s con incrementos de 1 m/s. Esta elección se realizó basada en las velocidades de viento presentes en la ciudad de Morelia, Mich.

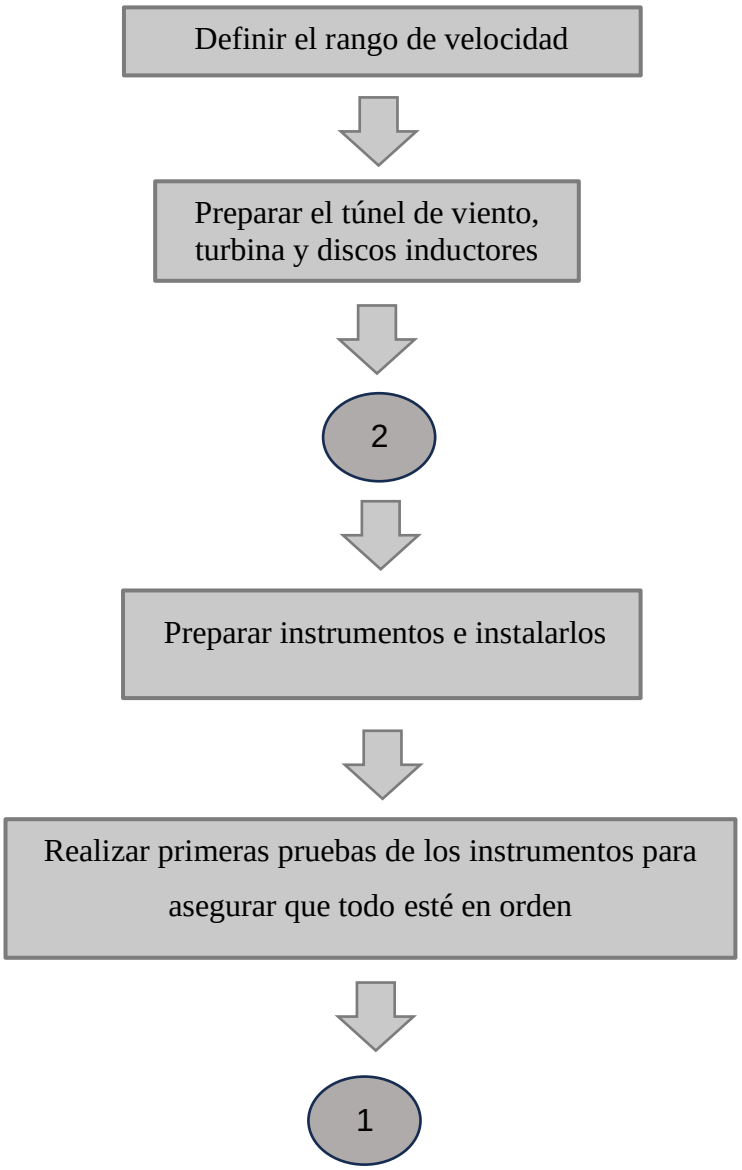
Enseguida, es la preparación del túnel de viento, turbina y los discos inductores. Este paso consiste en la instalación de la turbina con sus componentes y la calibración del túnel de viento para comenzar con las primeras pruebas.

Una vez instalada la turbina y preparado el túnel de viento, continuamos con la preparación e instalación de instrumentos de medición, este paso es importante ya que nos permite ubicarlos en una posición adecuada para que la medición sea lo mejor posible.

Después de preparar e instalar todos los elementos para la experimentación, realizamos las primeras pruebas para asegurarnos que todo esté en orden y continuar con la experimentación.

Si todo está en orden, se realizan todas las pruebas previstas y necesarias. Una vez concluidas se analiza si se cuenta con los datos suficientes, si no es el caso, se vuelven a preparar los instrumentos de medición y se repiten las mediciones. Si los datos son suficientes, se analizan para decidir si estos son adecuados para el objetivo de la investigación, si no es el caso, se vuelven a preparar los instrumentos de medición y se hacen las correcciones pertinentes para repetir las pruebas. Si son adecuados, se organizan los resultados y se presentan.

El proceso a seguir en el diseño experimental se puede observar en figura 1.7.



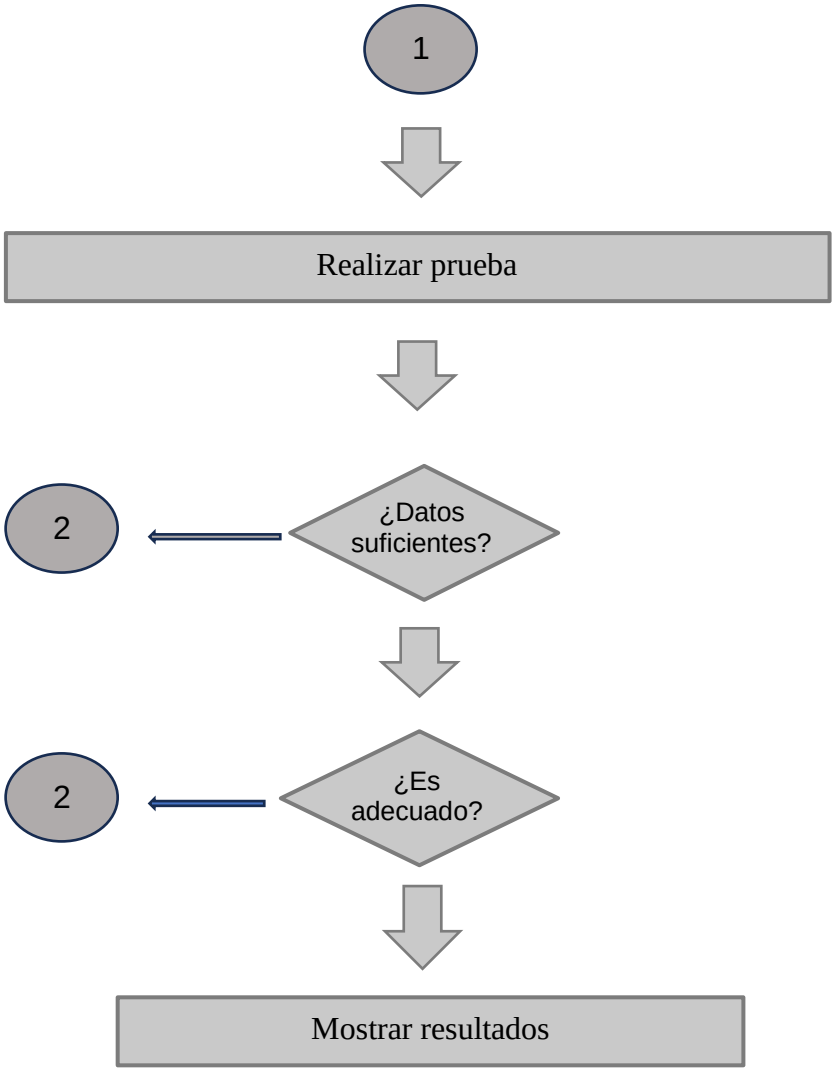


Figura 1.7 Diagrama de flujo del diseño experimental.

Capítulo 2. Conceptos básicos de energía eólica

La energía eólica es aquella que se obtiene a partir de la fuerza del viento, a través de un aerogenerador que transforma la energía cinética de las corrientes del viento en energía eléctrica [1].

La fuente original de la energía renovable contenida en el recurso eólico de la tierra es el sol. Los vientos globales son causados por diferencias de presión en la superficie de la tierra debido al calentamiento desigual de la tierra por la radiación solar [11].

La evolución de la energía renovable, especialmente la eólica, se ha extendido desde 1973 debido a la crisis del petróleo. La energía eólica es la conversión de la energía cinética del viento en una forma útil, como la energía mecánica o eléctrica que se puede aprovechar para su uso práctico mediante el uso de turbinas eólicas. Los aerogeneradores han recorrido un largo camino desde su uso original en aplicaciones mecánicas [12]

La extracción de la energía del viento depende significativamente de la eficiencia del rotor y del diseño de los álabes de la turbina conectadas al sistema de generación de energía eólica [12]

La generación de energía eléctrica mediante energía eólica es un proceso de creación de electricidad utilizando la energía cinética del viento que se produce debido a su movimiento y masa. La energía cinética por unidad de tiempo se conoce como potencia cinética (P), se puede expresar mediante la Ec. 1 [9]

$$P_{aire} = \frac{1}{2}\dot{m}V_{\infty}^{2} = \frac{1}{2}\rho S V_{\infty}^{3} \qquad \text{Ec.1}$$

La mayoría de las turbinas eólicas actuales se utilizan para generar electricidad. La energía eólica es una fuente de energía alternativa prometedora no solo para aplicaciones

a gran escala, sino también para aplicaciones de generación de energía distribuida y a pequeña escala [9].

2.1 Clasificación de los aerogeneradores

Las turbinas eólicas pueden ser clasificadas a partir de dos criterios: de acuerdo con su función aerodinámica y de acuerdo a su diseño constructivo.

La función aerodinámica del rotor se caracteriza por el hecho de si el convertidor de energía eólica captura su potencia exclusivamente de la resistencia aerodinámica de la corriente de aire que actúa sobre las superficies del rotor, o si es capaz de utilizar la elevación aerodinámica creada por el flujo contra superficies de forma adecuada.

La clasificación de acuerdo a su diseño es la forma más practica y común. La característica más practica de conocer es por la posición de su rotor: Eje vertical y eje horizontal [6]

En la figura 2.1, se puede observar de manera más resumida la clasificación de las turbinas de viento.

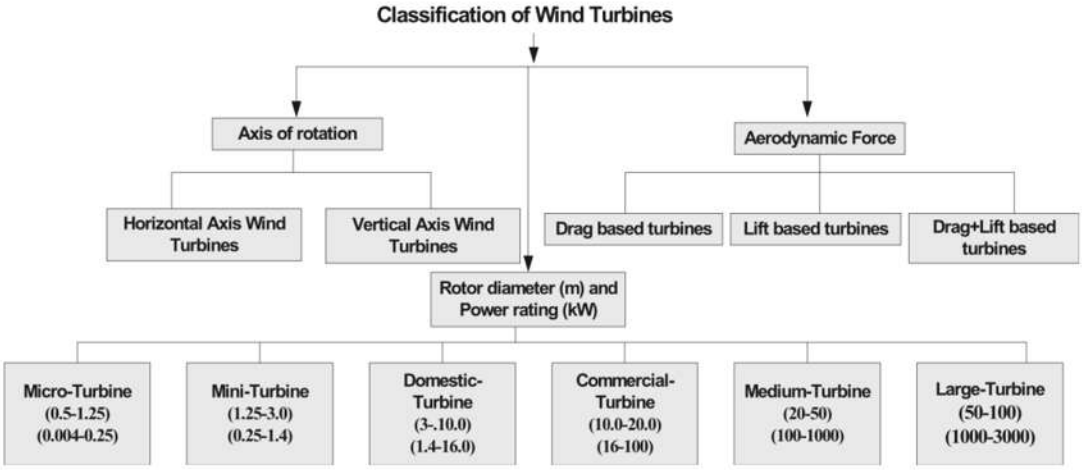


Figura 2.1 Clasificación de las turbinas eólicas [15].

2.1.1 Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT)

Este diseño, que incluye molinos de viento europeos tanto como el aerogenerador estadounidense o los aerogeneradores modernos, es el principio de diseño dominante en la tecnología de la energía eólica actual, este modelo tiene su eje de rotación en

orientación paralela al suelo. La indiscutible superioridad de este diseño hasta la fecha se basa en gran medida en las siguientes características:

- En los diseños de hélice, la velocidad del rotor y la potencia de salida se pueden controlar mediante el "Pitch". Además, el lanzamiento de palas de rotor es la protección más efectiva contra velocidades excesivas y vientos extremos, especialmente en grandes turbinas eólicas.
- La forma de la pala del rotor se puede optimizar aerodinámicamente y se ha demostrado que alcanzará su mayor eficiencia cuando se explote la sustentación aerodinámica en un grado máximo.
- El liderazgo tecnológico en el desarrollo del diseño de hélices un factor decisivo.
- Presentan mayor eficiencia.
- Presentan un mayor coeficiente de potencia (Cp).

En conjunto, estas ventajas son la razón por la cual casi todos los aerogeneradores para generar electricidad construidos hasta la fecha tienen rotores de eje horizontal [6].

Un ejemplo de estos es el que se puede observar en la figura 2.2.

Figura 2.2 Turbina de eje horizontal Bonus/Siemens protoype [8].

Las desventajas de un aerogenerador de eje horizontal son; tiene dificultad para operar en terrenos cercanos, vientos turbulentos porque su yaw y aspas necesitan ser más sencillas, más flujos de viento laminar, las torres altas y palas largas (hasta 100 m de largo en la actualidad) son difíciles de transportar en el mar y en tierra, el transporte puede costar el 20% de los costos de equipo, las HAWT altas son difíciles de instalar, necesitan grúas muy altas y caras y operadores calificados [12].

2.1.2 Turbinas de eje vertical (VAWT)

Estas turbinas cuentan con su eje de rotación de manera perpendicular al suelo. Al principio, los rotores de eje vertical solo podían construirse como rotores de tipo arrastre puro. El rotor "Savonius", que se puede encontrar como ventilador en vagones de ferrocarril o furgonetas de reparto, y el anemómetro de copa utilizado para medir la velocidad del viento son ejemplos bien conocidos de rotores con un eje vertical de rotación [6].

El diseño propuesto en 1925 por el ingeniero francés **Darrieus**, en particular, ha sido considerado como un concepto prometedor para los aerogeneradores modernos. En el rotor *Darrieus*, las cuchillas se forman y giran en el patrón de la evolución geométrica con un eje de rotación vertical. Una variación del rotor **Darrieus** es el llamado rotor H. En lugar de palas de rotor curvas, se utilizan palas rectas conectadas al eje del rotor por puntales [6]. Ejemplos de estas se pueden observar en la figura 2.3.

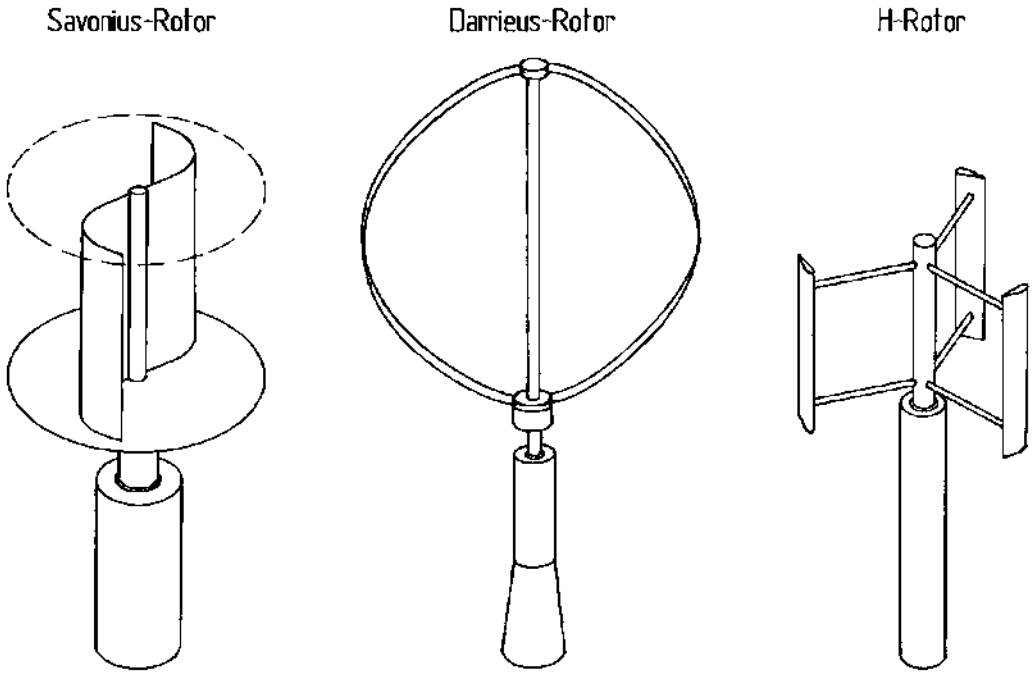


Figura 2.3 Conceptos de rotor para ejes de rotación vertical [8].

En términos de eficiencia, las turbinas que usan la sustentación son mejores que las turbinas que usan el arrastre. Por lo tanto, hoy en día muchas investigaciones se centran en las turbinas que usan principalmente fuerzas de sustentación (tipo Darrieus) [9]

2.1.3 Turbinas de sustentación o arrastre

Existen dos formas de extraer energía del viento dependiendo de las principales fuerzas aerodinámicas utilizadas:

- Las tipo arrastre toman menos energía del viento, pero tienen un mayor torque y son usadas para aplicaciones mecánicas como el bombeo del agua. Los modelos más representativos de turbinas de tipo arrastre son las VAWT Savonius.
- Las tipo sustentación utilizan un perfil aerodinámico para crear una fuerza de sustentación, están pueden moverse más rápido que le flujo de viento. Este tipo de molinos de viento son utilizados para la generación de electricidad. El modelo más representativo de turbinas de eje vertical del tipo de sustentación es el modelo Darrieus. Las aspas tienen una forma *Troposkien* (derivada del griego para la forma de una cuerda hilada), la cual es apropiada para soportar grandes fuerzas centrífugas.

La idea de diseño es hacer una turbina tipo sustentación, con palas rectas en lugar de curvas. Su coeficiente de potencia puede ser mayor que la eficiencia máxima posible de una turbina de arrastre, como Savonius [13]

2.2 VAWT tipo Darrieus

A las turbinas eólicas de eje vertical que usan principalmente fuerzas de sustentación o elevación se les cataloga como VAWT tipo Darrieus, en honor a **Georges Jean Marie** Darrieus, quien patentó este tipo de diseño en los Estados Unidos en 1926, que incluía el 'batidor de huevos (o aspas curvas) y aspas rectas VAWTs [9], [14]. Estos modelos se muestran en la figura 2.4.

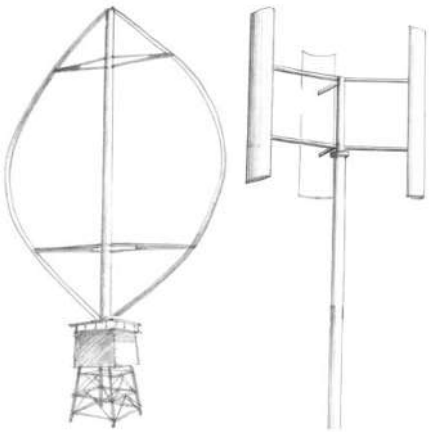


Figura 2.4 VAWT Darreus aspa curva (izquierda) y VAWT Darreus aspa recta (derecha) [17].

El viento que sopla sobre los contornos aerodinámicos de la hoja crea una sustentación aerodinámica y realmente tira de las cuchillas. Darrieus VAWT, que minimiza el estrés de flexión en las cuchillas, fue comercializado en California en el pasado[14].

En el mercado de turbinas eólicas de pequeña escala, el Darrieus VAWT de hoja recta, a menudo llamado giromill o turbina ciclohidráulica, es más atractivo por su diseño simple de pala. Esta configuración se divide en dos categorías: Pitch fijo y pitch variable. Se ha observado de investigaciones anteriores que las VAWT de pitch fijo provee par de arranque inadecuado. La configuración de pitch variable tiene el potencial de superar este problema de par de arranque inicial, pero resulta complicado e impráctico para aplicaciones de baja capacidad [14]

La mayoría de las actividades de investigación realizadas anteriormente sobre VAWT se centraron en VAWT de hoja recta equipados con perfiles aerodinámicos simétricos (como la serie **NACA (National Advisory Comittee for Aeronautics)** de 4 dígitos de 0012, 0015, 0018) que no pudieron arrancarse por sí mismos. Esta incapacidad para el autoarranque se debe a varios factores (como el trabajo de investigación técnico, inadecuado y financiación), y los más dominantes se deben a factores aerodinámicos [14].

2.2.1 Rotor Darrieus-H

El rotor H, como se muestra en la figura 2.5, fue desarrollado en Reino Unido a través de investigaciones durante los años 1970-1980, donde se estableció que los mecanismos utilizados en las VAWT Darrieus de palas rectas eran innecesarios. Se descubrió que los efectos de arrastre y parada (drag/stall effect) creada por el aspa dejando el flujo de viento, limitaría la velocidad de la pala opuesta (dentro del flujo de viento) y podría impulsar por completo el aspa hacia delante. Por lo tanto, el rotor-H se autorregula en todas las velocidades del viento alcanzando su velocidad de rotación óptima poco después de su velocidad de corte en el viento [14].

Figura 2.5 VAWT con rotor H [17].

2.3 Concentradores de energía eólica

Dado que la potencia producida por un aerogenerador es proporcional a la potencia cúbica de la velocidad del viento aguas arriba que se aproxima al rotor como se muestra en la Ec. (1), la duplicación de la velocidad del viento resulta en un aumento de ocho veces la potencia de salida de los aerogeneradores. Por lo tanto, si se inserta un concentrador (tobera convergente) alrededor o delante de la turbina, como se muestra en la figura II.6, para capturar aire de un área más grande y entregarlo al rotor a través de un área más pequeña, se producirá más energía para un diámetro de turbina dado y la velocidad del viento excediendo así el límite de Betz (0.593). La masa de aire que pasa a través de la sección transversal del concentrador en unidad de tiempo esta dado por ρAv, donde ρ es la densidad del viento (kgm^{-3}), A es el área de la sección transversal (m^2) y v es la velocidad de viento (m/s) [15].

Aplicando la ecuación de continuidad al concentrador,

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 \qquad \text{Ec. 2}$$

Los subíndices 1 y 2 se refieren a la condiciones de entrada y salida del concentrador respectivamente como se puede observar en la figura 2.6. Dado que $A_1 > A_2$, la velocidad de viento aumenta por lo que la potencia debe de aumentar.

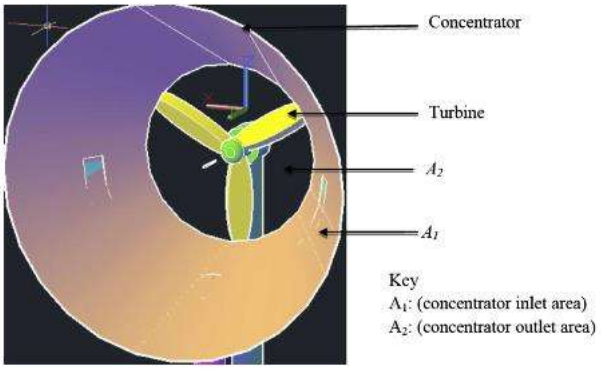


Figura 2.6 Turbina ubicada detrás de concentrador de flujo [18].

En 1977 **Sabzevari** investigó algunas maneras simples de incrementar la velocidad específica de punta TSR y el coeficiente de potencia Cp de una turbina Savonius. Esto fue realizado colocando un concentrador delante del rotor y/o un difusor detrás del rotor. Concentradores y difusores simples pueden ser utilizados en áreas con vientos con dirección constante. El investigador probó diferentes concentradores para obtener información sobre el rendimiento del rotor Savonius, la concentración del aire a la entrada y el efecto de usar el concentrador y el difusor al mismo tiempo. Los resultados mostraron que la adición de un concentrador tiene una mejora significativa en la velocidad rotacional. Para algunos vientos, la velocidad rotacional se duplicó. En áreas donde la dirección del viento varía, algunos mecanismos tienen que ser diseñados para que todo el sistema siga el viento [15]

El efecto de equipar VAWT's con concentradores fue estudiado por **Rus** en 2012. Las pruebas fueron realizadas en un túnel de viento manteniendo velocidades de o a 7 m/s. El investigador comparó el rendimiento de rotores con y sin concentradores con varios tipos de concentradores de viento con el objetivo de encontrar la configuración optima y su influencia en las VAWT's. Los concentradores dieron como resultado el incremento de la eficiencia de las turbinas en un 10-12%. El investigador también notó que la habilidad de las VAWT's de aceptar viento de cualquier dirección se afecta al montar el concentrador en el rotor [15]

Existe una gran variedad de concentradores de flujo, tanto para las HAWT's como para VAWT's, todos con sus ventajas y desventajas en el rendimiento como en costos de fabricación, algunos modelos simples se presentan a continuación:

1. Rotor en ducto

El método más simple de incrementar la eficiencia del rotor es encerrándolo en un ducto. El ducto previene el achicamiento del tubo de flujo de viento antes de alcanzar el conversor, lo cual es inevitable con el rotor libre [6]. Un ejemplo de este se puede observar en la figura 2.9 a).

2. Turbina con un ducto difusor

Una idea obvia para captar más viento es montar un embudo delante del rotor. Sin embargo, investigaciones teóricas y experimentales han demostrado que esto no logra un aumento en la captura de energía en la práctica. Es más efectivo colocar el rotor en un

conducto en forma de embudo invertido, un difusor. Esto resulta en un flujo circulatorio adicional cuyos componentes de velocidad en el difusor tienen la misma dirección que la corriente de viento, reforzándola así [6]. Un ejemplo de este se puede observar en la figura 2.9 b).

3. Torre Vortex

En una torre con persianas dispuestas en la cubierta del cilindro, el viento fluye tangencialmente en el interior del conducto donde se forma un vórtice de aire parecido a un tornado. Debido a la baja presión en el centro del vórtice, el aire es aspirado desde la parte inferior de la torre en el conducto desde el exterior, impulsando así una turbina con un diámetro que es aproximadamente un tercio del diámetro de la torre [6]Un ejemplo de este se puede observar en la figura 2.9 c).

4. Turbina eólica con concentrador Berwian

La Universidad Técnica de Berlín ha propuesto e investigado otra variante de concentrador de viento con el nombre de Berwian" (Fig. II.7). Una rueda estática fija con un número de aspas genera un fuerte vórtice en el centro del concentrador. Un problema principal es la fuerza del estátor en vientos extremos. Las palas del estátor tienen que ser móviles para que puedan ser sacadas del viento con el fin de evitar cargas de viento extremas [6] El concepto de esta se puede observar en la figura 2.7.

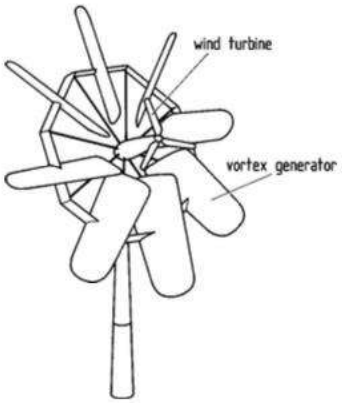


Figura 2.7 Concentrador de ciento "Berwian" [8].

5. Corriente de viento térmica

Se basa en la idea de generar un flujo de aire, como ocurre naturalmente debido a un aumento de la temperatura, debido a las diferencias en la densidad del aire. Estrictamente hablando, no se trata de un aerogenerador que utiliza viento natural, sino más bien un concepto de energía solar que utiliza la radiación solar. Una ventaja de este principio es su aplicación en áreas inaccesibles a la utilización normal de la energía eólica [6] Un ejemplo de este tipo se puede observar en la figura 2.8.

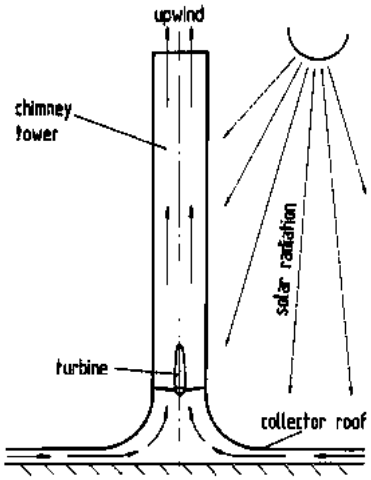


Figura 2.8 Concepto de corriente de viento térmica [8].

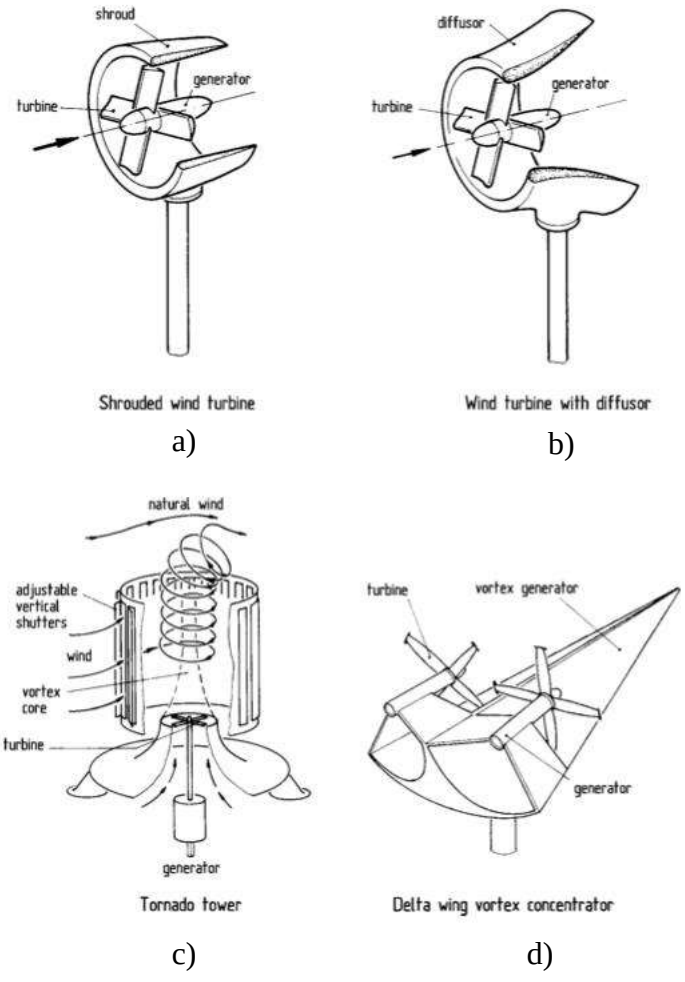


Figura 2.9 Modelos de turbinas con estructuras estáticas como concentradores de viento [8].

Capítulo 3. Análisis aerodinámico

3.1 Parámetros de diseño de turbinas eólicas

Los parámetros considerados para el proceso del diseño de turbinas eólicas son:

- Área de barrido
- Potencia
- Coeficiente de potencia
- Velocidad de punta (TSR)
- Cuerda del aspa
- Solidez
- Ángulo de ataque inicial

3.1.1 Área de barrido

El área de barrido es la sección de aire que encierra la turbina en su movimiento, la forma de la zona de barrido depende de la configuración del rotor, de esta manera el área de barrido de una HAWT es circular mientras que para una VAWT de palas rectas el área de barrido tiene una forma rectangular y se calcula como:

$$A = 2RL \qquad \text{Ec. 3}$$

Donde A es área de barrido (m^2), R es el radio del rotor (m), y L es la longitud del aspa (m).

El área de barrido limita el volumen de aire pasando a través de la turbina. El rotor reconvierte la energía contenida en el viento en movimiento rotacional de manera que el área sea más grande, mayor potencia en las mismas condiciones del viento [13], [16]

3.1.2 Potencia

La potencia disponible del aire para una turbina de eje vertical esta expresada en la Ec.1. Donde ρ es la densidad del viento ($\frac{kg}{m^3}$), A es el area de barrido del rotor (m^2), y V_∞ es la velocidad del viento (m/s) [13].

$$P_w = \frac{1}{2}\rho A V_\infty^3 \qquad \text{Ec. 1}$$

3.1.3 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia de la turbina se calcula a partir de la Ec. 4 [9]:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_{aire}} = \frac{T\omega}{\frac{1}{2}\rho A V_\infty^3} \qquad \text{Ec. 4}$$

Donde $P_{Turbina}$ es la potencia de la turbina, P_{aire} es la potencia disponible en el aire, T es el torque de la turbina y ω es la velocidad de rotación.

La eficiencia máxima que una turbina, tanto de eje vertical como de eje horizontal, es 59.26%. Este valor fue introducido por primera vez por el científico alemán Albert Betz en 1919 y es conocido como el límite de Betz [13] Ver figura 3.1.

Este límite viene de la teoría de disco actuador, la cual asume un flujo de aire estacionario, laminar y sin variación de la viscosidad. Se ha encontrado que para pequeñas VAWT el valor máximo de coeficiente de potencia ronda los 0.15 a 0.22 [13]

Este coeficiente de potencia solo considera la energía mecánica convertida directamente del viento, ésta no considera la conversión mecánica-eléctrica [6]

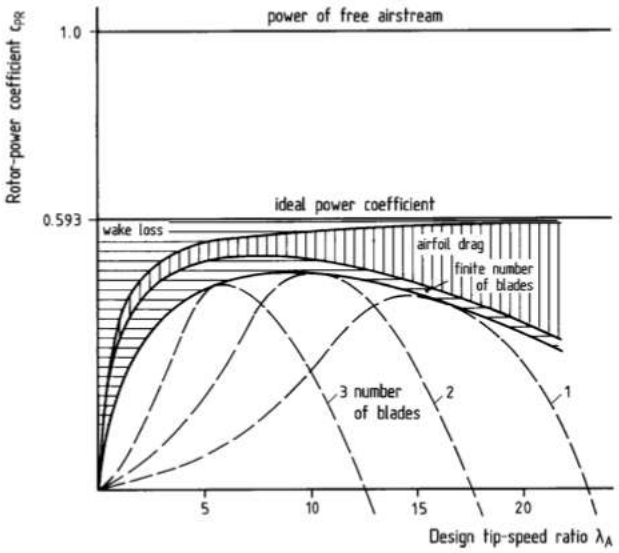


Figura 3.1 Aproximación de la curva de potencia real del rotor mediante varios enfoques teóricos [8].

3.1.4 Velocidad de punta (TSR)

El coeficiente de potencia está fuertemente relacionado con la velocidad de punta TSR (*Tip speed ratio),* definida como la relación entre la velocidad tangencial en la punta del aspa y la velocidad del viento [17]. Ver figura 3.2.

$$TSR = \frac{R\omega}{V_o} \qquad \text{Ec. 5}$$

Donde ω es la velocidad angular (rad/s), R es el radio del rotor (m) y V_o es la velocidad del viento (m/s) [13].

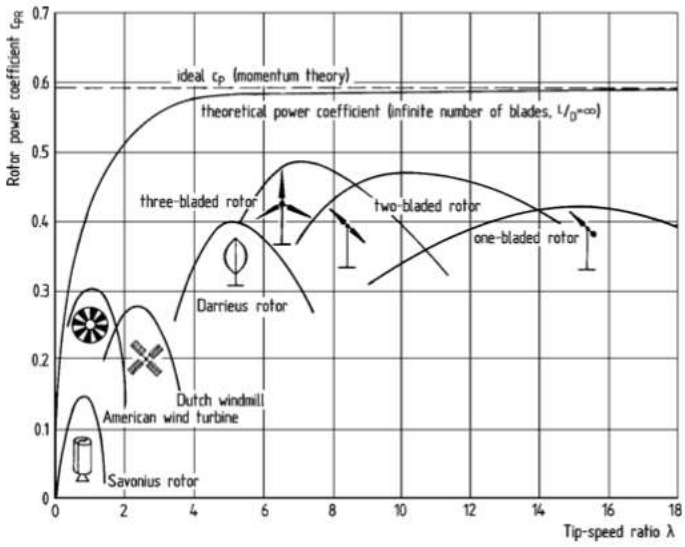


Figura 3.2 Coeficiente de potencia para diferentes tipos de rotores [8].

3.1.5 Cuerda del aspa

La cuerda es la longitud entre el borde de ataque y borde de salida del perfil de la hoja como se observa en la figura 3.3. El grosor y la forma de la hoja están determinados por el perfil aerodinámico utilizado, en este caso se utiliza un perfil **SG6043**.

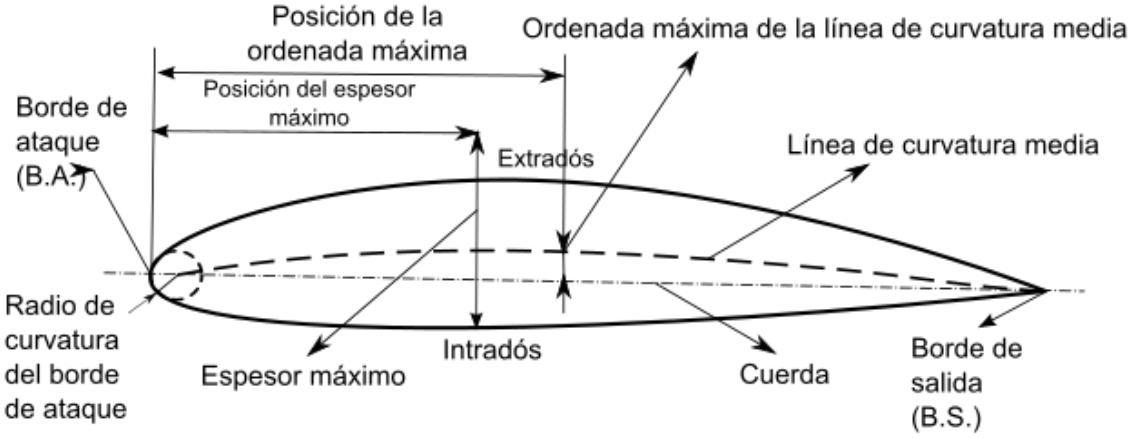


Figura 3.3 Partes de un perfil aerodinámico [18].

3.1.6 Numero de palas

El número de palas tiene un efecto directo en la suavidad del funcionamiento del rotor, ya que pueden compensar las cargas aerodinámicas cicladas. Para facilitar la construcción, se han contemplado tres palas [13]

3.1.7 Solidez

La solidez σ está definida como al relación entre el área total del aspa y el área proyectada de la turbina. Es un parámetro adimensional importante el cual afecta las capacidades de autoarranque y para VAWT de palas rectas es calculado:

$$\sigma = \frac{N\,c}{R} \qquad \text{Ec. 6}$$

Donde N es el número de aspas, c es la cuerda del aspa (m), L es la longitud del aspa (m) [13] [19].

3.1.8 Ángulo de ataque inicial

El ángulo inicial de ataque (α) es el ángulo que tiene la hoja con respecto a su trayectoria, considerando negativo el ángulo que sitúa el borde de ataque de la hoja dentro de la circunferencia descrita por el recorrido de la hoja. Ver figura 4.4.

Capítulo 4. Modelo aerodinámico

Para el diseño y análisis de los VAWT's, el uso de modelos de *Blade Element Momentum* (BEM) ha despertado un gran crédito tanto en la comunidad académica como en la industria. La teoría BEM fue introducida por primera vez por **Glauert** para predecir el rendimiento de alas de avión. **Templain** ajusto el modelo basado en el momentum para la aerodinámica de VAWT's, obteniendo el modelo *Single-Streamtube Model* (SST). Strikland extendió el modelo SST al *Multiple-Streamtube Model* (MST) [20].

En las turbinas de eje vertical, el viento pasa por el área de barrido del rotor dos veces y la velocidad inducida difiere de la parte upstream y downstream. El rotor Darrieus puede ser representado por un par de discos actuadores en tándem como se observa en la figura 4.1. El primero representa la fase upstream de las aspas y el segundo la parte downstream de las aspas. En esta teoría, se asume que el flujo es no viscoso, estacionario, una sola dirección y sin turbulencias [17].

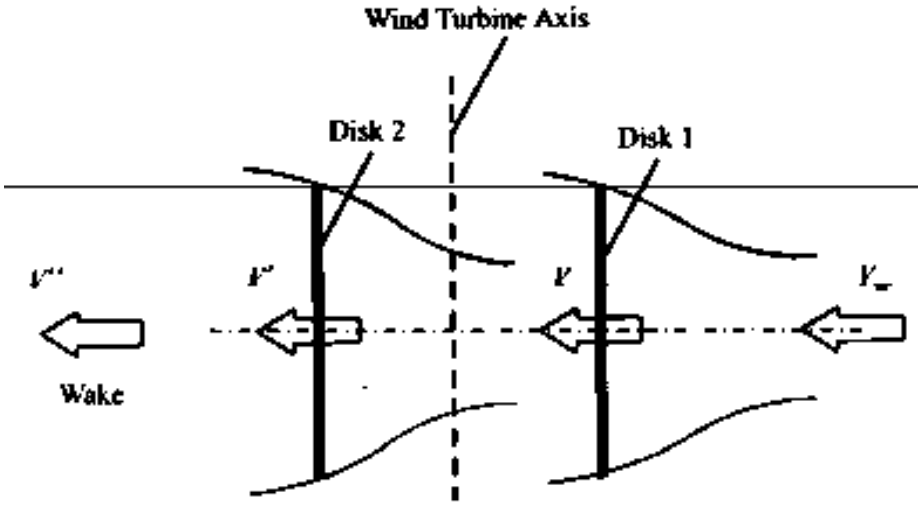


Figura 4.1 Par de discos actuadores en tándem [20].

4.1 Double-Multiple Streamtube Model

El modelo escogido para el análisis aerodinámico es el modelo *Double-Multiple Streamtube* (DMST) con factor de interferencia. Este modelo ha sido utilizado satisfactoriamente para predecir torque y cargas de empuje en rotores Darrieus.

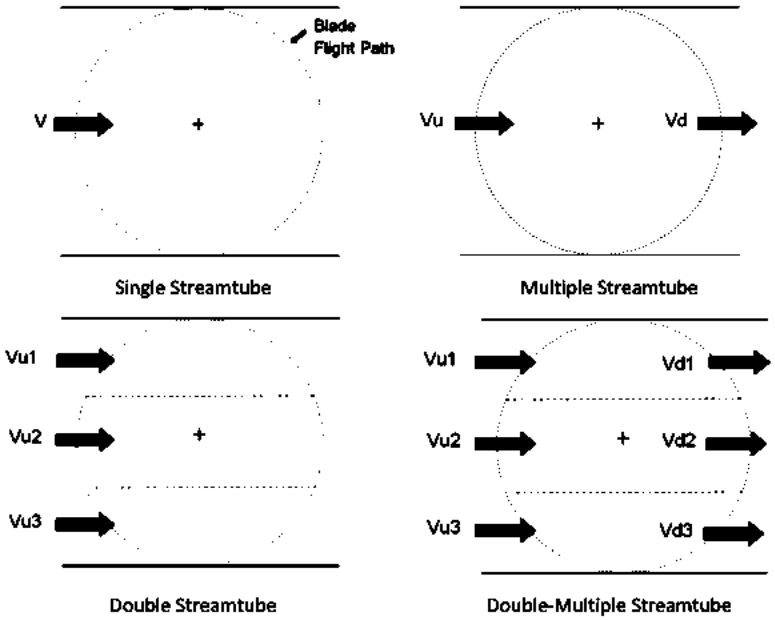


Figura 4.2 Modelos de tubos de corriente utilizados para análisis aerodinámicos de VAWT [16].

El volumen barrido del rotor se divide en tubos de corriente adyacentes, aerodinámicamente independientes; cada uno está identificado por su ángulo medio θ, que se define como el ángulo entre la dirección de la velocidad del flujo libre y la posición del tubo en el rotor [13].

El análisis de las condiciones de flujo es realizado a cada tubo de corriente usando una combinación de las teorías de momento y elemento pala, el primero utiliza la conservación del principio de momento angular y lineal y el segundo divide la hoja en N elementos y analiza las fuerzas sobre las hojas (elevación y arrastre) en función de la forma de la hoja.

Se supone que la velocidad del viento experimenta una desaceleración cerca del rotor, si representamos las partes delantera y trasera de la turbina por dos discos en serie, la velocidad se reducirá dos veces, una para el lado de corriente arriba y otra para el lado de corriente abajo [17]. Ver figura 4.2.

De acuerdo con **Paraschivoiu**, las velocidades inducidas decrecen en la dirección axial del tubo de corriente de la siguiente manera [13]:

La velocidad inducida en la parte upstream del rotor es:

$$V_u = V_o a_u \qquad \text{Ec. 7}$$

Donde V_o es la velocidad del libre del viento y a_u es el factor de interferencia en upsteram, el cual debe de ser menor de 1 ya que la velocidad inducida es menor que la velocidad del ambiente [13].

En el plano medio entre upstream y downstream existen una velocidad inducida de Parámetros de diseño inicial V_e:

$$V_e = V_o(2a_u - 1) \quad \text{Ec. 8}$$

Finalmente, para la parte downstream del rotor, la velocidad inducida es:[13]

$$v_d = v_e a_d| \quad \text{Ec. 9}$$

Donde a_d es el factor de interferencia en downstream. Tanto el factor de interferencia en upstream como downstream son adimensionales.

Estas velocidades a lo largo de la trayectoria del aspa permitirán calcular las fuerzas de arrastre y sustentación, las cuales permitirán calcular el torque y el coeficiente de potencia producido por la turbina eólica [13].

La velocidad resultante del aire que el aspa ve, es dependiente de la velocidad inducida y de la velocidad de punta local [17]:

$$W_u = \sqrt{V_u^2[(TSR - sin^2\theta)^2 + (cos^2\theta)^2]} \quad \text{Ec. 10}$$

Donde W_u es la velocidad resultante y TSR es la velocidad de punta local definida como [17]:

$$TSR = R\frac{\omega}{V_u} \quad \text{Ec.11}$$

Donde R es el radio del rotor y ω es la velocidad angular.

La velocidad resultante del aire es usada para obtener el número de Reynolds local del aspa:

$$Re_b = \frac{W_u c}{K_v} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde Re_b es el numero de **Reynolds** local, c es la cuerda del aspa y k_v es la viscosidad cinematica del aire.

El ángulo de ataque está representado por la siguiente ecuación:

$$\alpha = \sin^{-1}\left[\frac{cos\theta cos\delta}{\sqrt{(TSR-sin\theta)^2+cos^2\theta cos^2\delta}}\right] \qquad \text{Ec. 13}$$

Donde θ es el angulo azimuthal, δ es el ángulo entre la normal de la pala y el plano ecuatorial [17]. Ver figura 4.3.

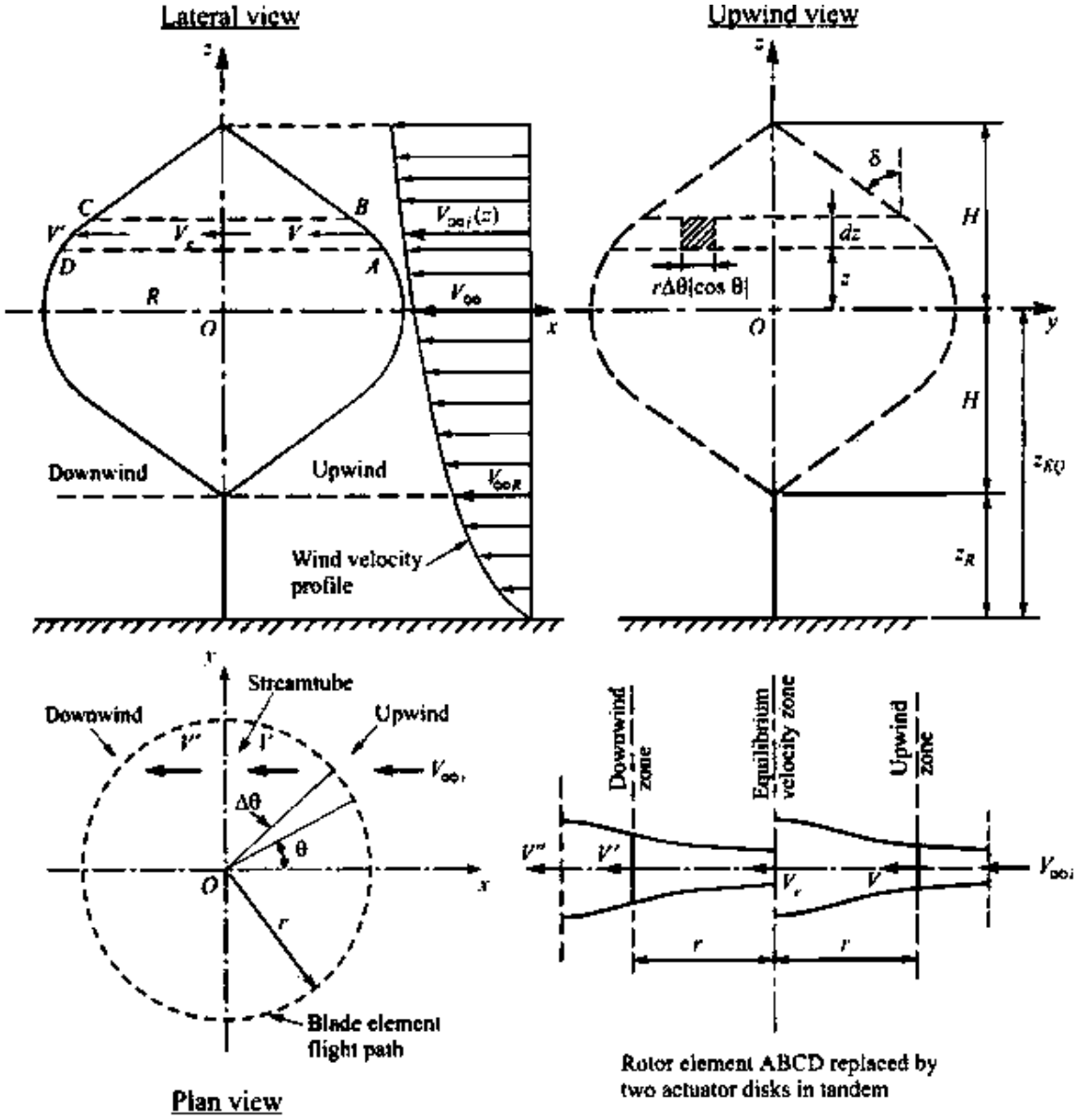


Figura 4.3 Definición de la geometría del rotor para una turbina Darreieus [20].

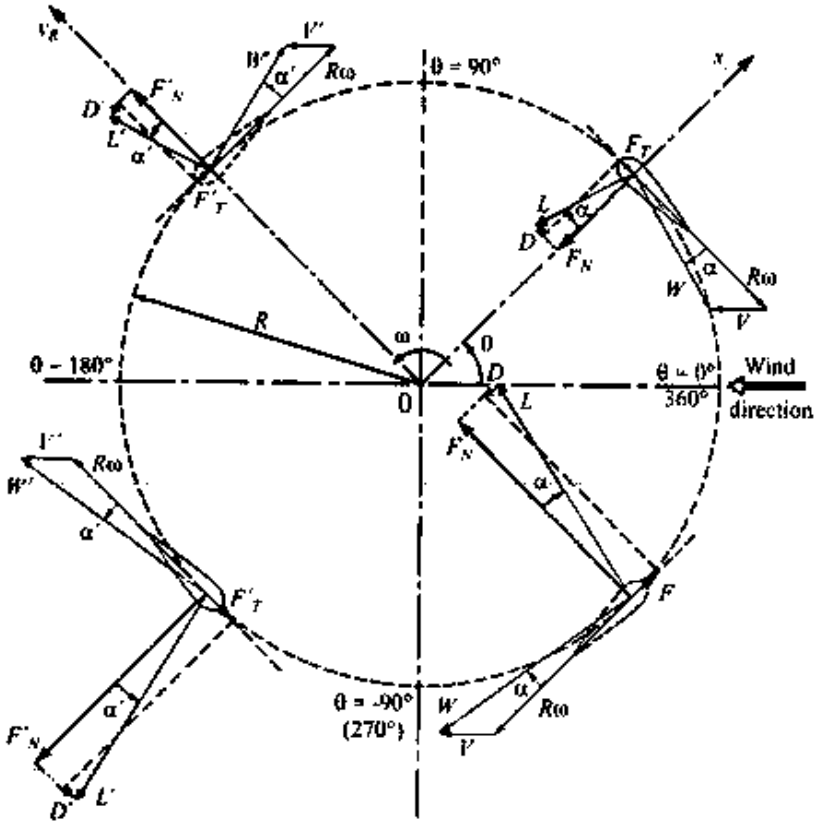


Figura 4.4 Ángulos, vectores de fuerza y velocidad en el ecuador del rotor [20].

Para calcular el torque producido por el aspa, las fuerzas de sustentación y arrastre se dividen en un componente tangencial de la trayectoria del aspa y un componente normal (radial) [13]. Ver figura 4.4.

Los coeficientes normal y tangencial pueden ser calculados:

$$Cn = Cl\ cos\alpha + Cd\ sin\alpha \qquad \text{Ec. 14}$$

$$Ct = Cl\ sin\alpha - Cd\ cos\alpha \qquad \text{Ec. 15}$$

Donde Cl y Cd son los coeficientes de sustentación y arrastre, respectivamente.

Usando la teoría de elemento pala y la ecuación de momentum para cada tubo de corriente e igualando la variación vertical de coeficiente de arrastre inducido se tiene [17]:

$$f_{up} = \frac{Nc}{8\pi R}\int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}}\left(C_n\frac{cos\theta}{|cos\theta|} - C_t\frac{sin\theta}{|cos\theta|cos\delta}\right)\left(\frac{W}{v_u}\right)^2 d\theta \qquad \text{Ec. 16}$$

Donde N es el número de aspas, R es el radio del rotor, v_u es la velocidad inducida en upwind [17].

El factor de interferencia es obtenido a partir de la siguiente ecuación:

$$au = \frac{\pi}{f_{up}+\pi} \quad \text{Ec. 17}$$

Para un primer calculo, se utiliza factor de interferencia au=1, después, con el nuevo valor de au, el procedimiento se repite hasta que el valor inicial y ultimo de au sea similar. Esto es repetido para cada tubo de corriente y una vez que las velocidades inducidas en upstream son calculadas, la parte downstream es. Calculada usando el mismo set de fórmulas, intercambiando la velocidad inducida Vu por la velocidad inducida Vd [13], [17].

4.1.1 Torque y desempeño del rotor

Las fuerzas normales y tangenciales en función del ángulo azimutal son calculadas de la misma manera que las fuerzas de sustentación y arrastre en un perfil aerodinámico:

$$Fn(\theta) = \frac{1}{2}\,\rho\, c\, L\, W^2 Cn \quad \text{Ec. 18}$$

$$Ft(\theta) = \frac{1}{2}\,\rho\, c\, L\, W^2 Ct \quad \text{Ec. 19}$$

Donde Fn y Ft son la fuerza normal y tangencial respectivamente, ρ es la densidad del aire [kg/m^3], c es la cuerda del aspa [m], L es la longitud del aspa [m], y W es la velocidad relativa del viento [m/s] [13].

El torque producido por el aspa es calculado usando una combinación de las fórmulas de sustentación y torque.

$$Q(\theta) = \frac{1}{2}\,\rho\, c\, R\, L\, Ct\, W^2 \quad \text{Ec. 20}$$

El torque promedio producido por la parte de upstream del rotor se calcula haciendo una media de las contribuciones de cada tubo de corriente [13].

$$Q_{av} = \frac{N}{2\,\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} Q(\theta) d\theta \quad \text{Ec. 21}$$

De manera de trabajar con magnitudes adimensionales, el coeficiente de torque promedio es calculado [17]:

$$Cq_{av} = \frac{Q_{av}}{\frac{1}{2}\rho V_o^2 A R} \quad \text{Ec. 22}$$

El coeficiente de potencia de upstream es calculado:

$$Cp_u = Cqu_{av}\, Xt \quad \text{Ec. 23}$$

Donde Xt es la velocidad de punta del rotor, el cual es calculado:

$$Xt = \frac{R\,\omega}{V_o} \quad \text{Ec. 24}$$

El torque promedio y el coeficiente de potencia de la parte downstream del rotor son calculadas usando el mismo set de fórmulas, usando sus valores correspondientes de coeficientes tangenciales y velocidades inducidas [13], [17]

El coeficiente total de potencia del rotor es calculado sumando las dos contribuciones del rotor:

$$Cp_t = Cp_d + Cp_u \quad \text{Ec. 25}$$

Donde $Cp_t\ y\ Cp_d$ son el coeficiente de potencia total y de la parte downstream respectivamente [13]

Capítulo 5. Desarrollo de trabajo de experimentación

5.1 Parámetros iniciales

Para poder iniciar con el proceso de diseño de la turbina de eje vertical, es necesario establecer la potencia disponible en el aire y la potencia requerida por el diseñador. La potencia disponible para una velocidad de viento de 7 $\frac{m}{s}$ es de 31.25 W por lo que se desea diseñar una microturbina de 20W.

Los datos del viento promedio de la ciudad de Morelia son los siguientes; densidad de 0.952$\frac{kg}{m^3}$, presión atmosférica de 80.32 KPa, temperatura promedio anual de 21°c.

El área de barrido del rotor se obtuvo despejándola de la Ec. 1 obteniendo un valor de 0.19 m^2 y, una vez obtenido este valor, se despeja de la Ec. 3 la variable de la longitud del aspa y se obtiene un valor de 0.36m. Para este diseño de turbina se considera el uso de 3 alabes rectos y, así mismo, se considera que la longitud del aspa sea mayor que el radio del rotor.

A partir de estos valores obtenidos, se realiza el cálculo de otras variables como velocidad de rotación, velocidad angular, solidez, etc. Los cuales se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Parámetros de diseño inicial VAWT.

VARIABLE	VALOR	UNIDAD
Potencia requerida (P)	20	W
Coeficiente de potencia Maximo (Cp)	0.64	
Eficiencia (mecanica y electrica)	0.9	%
Velocidad especifica	8	
Numero de alabes	3	
Velocidad de viento	7	m/s
Densidad del viento	0.952016	kg/m3
Viscosidad dinamica	0.0000174	kg/m*s
Numero de secciones (angulo cada 10)	36	
Area de barrido	0.19139987	m2
Longitud de aspa	0.36603267	m
Diametro de rotor	0.52290381	m
Radio de rotor	0.2614519	m
Potencia disponible	31.25	W
Velocidad de rotacion	214.188534	rad/seg
Velocidad de rotacion	2045.34505	RPM
Velocidad de rotacion controlada	146.607657	rad/seg
Cp Real	0.22	
Velocidad angular	12851.282	RPM
Velocidad relativa	56.4358042	m/s
Velocidad tangencial	56	m/s
Tip Speed Ratio	50.2653649	
Cuerda	0.03498693	m
Solidez	0.40145352	
Factor de interferencia upstream	1	
Factor de interferencia en downstream	0.8	

5.2 Diseño de flecha

Una flecha es un elemento rotatorio, por lo general, de sección transversal circular, que se emplea para transmitir potencia o movimiento. Constituye el eje de rotación u oscilación de elementos como engranes, poleas, volantes de inercia, manivelas, ruedas dentadas o catarinas y miembros similares y, además, controla la geometría de su movimiento [21].

El eje principal sirve de unión entre el rotor del generador, formado por las tapas/estrellas y las palas. Dicho eje esta sujetado a estos elementos mediante el uso de bridas de sujeción y tornillos.

La velocidad de diseño es de 1400RPM y la potencia para esta velocidad es de 20W. El material utilizado para la fabricación de la flecha es un acero 1045 cold rolled. Las propiedades de este material pueden ser consultadas en el anexo B.

A continuación, se muestra el diseño del árbol, su sección transversal, ya que debe de asegurarse que el esfuerzo cortante máximo permisible del material no sea excedido cuando se presenta la carga máxima a la velocidad especificada.

5.2.1 Determinación del diámetro previo

El diámetro previo del árbol se calculará con base en el par de torsión máximo nominal. Para una sección circular maciza el esfuerzo cortante máximo, S_s producido por el par de torsión nominal máximo T_N está dado por [22]:

$$S_s = \frac{T_p R}{J} = \frac{16 T_N}{\pi d_e^3} \qquad \text{Ec. 26}$$

Donde J, R y d_e son el momento polar de inercia, el radio y el diámetro de la sección transversal elegida.

El esfuerzo cortante de la ecuación 26 debe de ser menor al esfuerzo cortante de diseño o esfuerzo admisible, S_{sd} el cual es igual a la resistencia del material, sobre un factor de seguridad conservador. Por lo tanto:

$$d_e \geq \left(\frac{16 T_N}{\pi S_{sd}}\right)^{\frac{1}{3}} \qquad \text{Ec. 27}$$

Entonces, de acuerdo con la formula $T = \frac{P}{\omega}$ se tiene T = 0.1364 Nm. Se toma S_{sd} = 22.5 Mpa. Se tiene:

$$d_e \geq \left(\frac{16 * 0.1364\ Nm}{\pi * 22.5x10^6 Pa}\right)^{\frac{1}{3}} = 0.00313\ m = 3.13\ mm$$

Este diámetro se normaliza, eligiendo un valor mayor $d_e = 12mm$ debido a que, en el mercado, es complicado conseguir una barra de acero de esa medida por lo que se elige un diámetro mayor y comercial.

Con las dimensiones previas, determinadas y el material seleccionado, se tiene que la masa previa del árbol será:

$$m_e = \rho_{1045} * \pi * r_e^2 * L_e \qquad \text{Ec.28}$$

$$m_e = 7850\frac{kg}{m^3} * \pi(0.006m)^2 * 0.72m = 1.13Kg$$

5.2.2 Cálculo de las cargas sobre el árbol

Al analizar el árbol, es conveniente hacer diagramas de cuerpo libre para los pares de torsión, para las fuerzas axiales y para los momentos flectores que actúan en dos planos perpendiculares. Ver figura 5.1.

Siendo Rax y Rbx las cargas radiales de los rodamientos A y B, respectivamente y Ray y Rby la carga axial de los rodamientos A y B. Wt es el peso total considerado y Fv la fuerza del viento sobre el rotor.

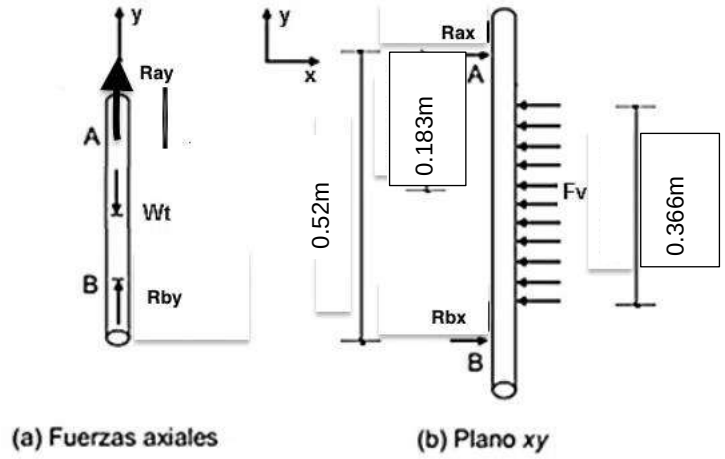


Figura 5.1 Diagrama de cuerpo libre [24].

Debido a que el árbol recorre todo el rotor, desde la parte de arriba, hasta la parte de debajo de la estructura de soporte, se puede considerar al árbol como una viga que se encuentra apoyada en sus dos extremos y que está sometida a flexión, como consecuencia del viento. La fuerza del viento será considerada como una carga distribuida a lo largo de la longitud de los álabes del rotor. Por lo que se tiene que:

$$F_v = P_v * A \qquad \text{Ec. 29}$$

A partir de la presión del viento calculada con:

$$P_v = \frac{1}{2} * \rho * v^2 = \frac{1}{2} * \left(0.952016 \frac{kg}{m^3}\right) * \left(7 \frac{m}{s}\right)^2 = 23.3293\ Pa \qquad \text{Ec.30}$$

Se calcula la fuerza que ejercerá el viento sobre la turbina eólica. De esta manera, se obtiene:

$$F_v = P_v * A = 23.3293\ Pa * 0.1913\ m^2 = 4.4642\ N$$

El peso total considerado Wt es:

$$W_t = W_a + W_e \qquad \text{Ec. 31}$$

Donde W_a es el peso de los alabes y W_e es el peso del eje.

$$W_t = 9.81\frac{m}{s^2} * (3 * 0.66kg + 1.13kg) = 13.0473\ N$$

Haciendo sumatoria de fuerzas igual a cero:

$$Ray + Rby - W_t = 0$$

$$Rax + Rbx - Fv = 0$$

Haciendo sumatoria de momentos en A igual a cero:

$$Rbx(0.52m) - (4.4642\ N)(0.183m) = 0$$

Los valores de las reacciones son:

Rax = 1.25N

Ray = 6.5236N

Rbx = 3.27N

Rby = 6.5236N

A continuación, en la figura 5.2, se muestran los diagramas de carga, fuerza cortante, y momento flector que afectan al árbol generados en el software de diseño MDSolids, el cual permite generar con mayor facilidad este tipo de diagramas.

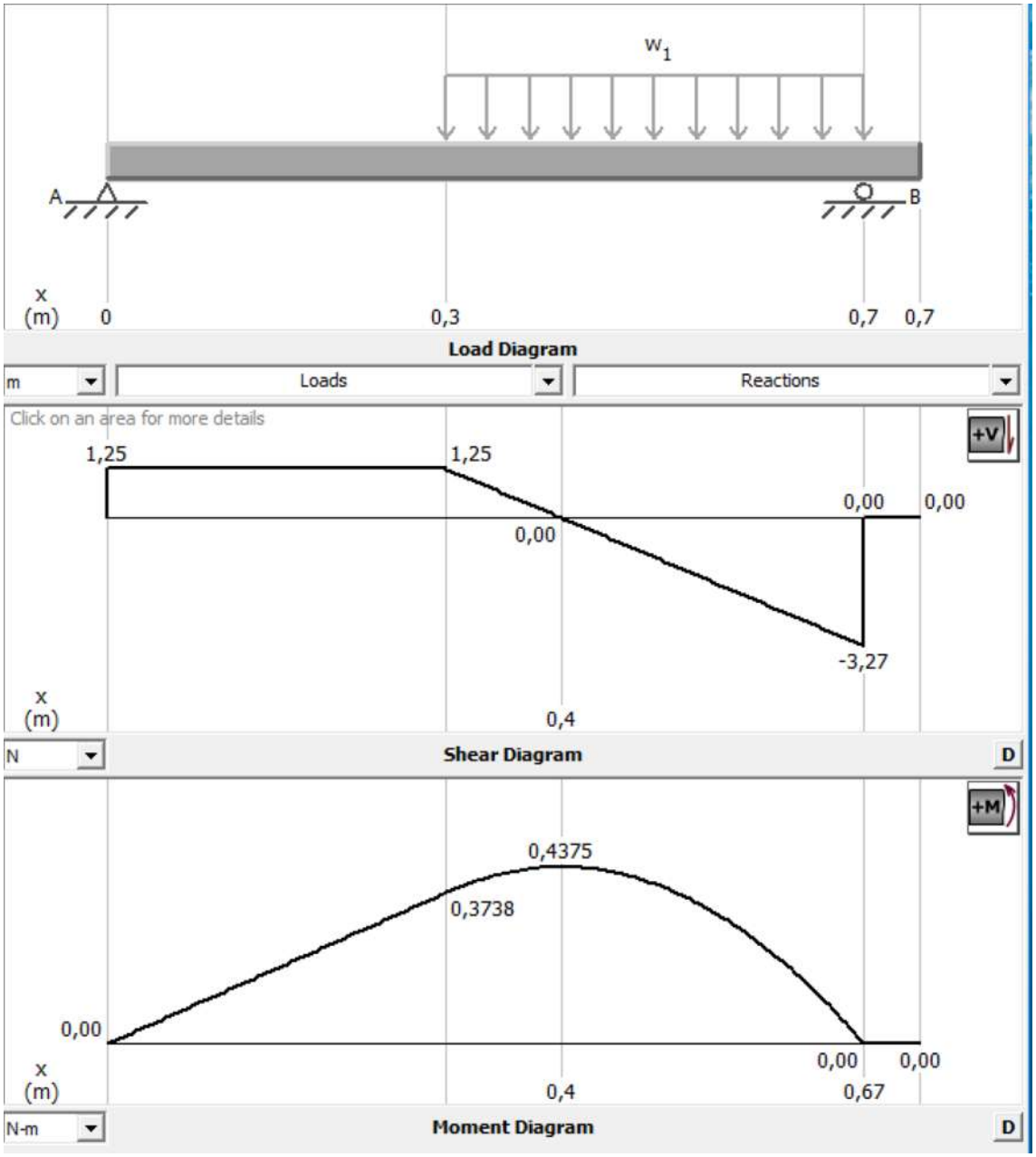


Figura 5.2 Diagrama de cargas, diagrama de fuerza cortante y diagrama de momento flector en el eje.

5.2.3 Análisis estático

Este análisis consiste en verificar que el árbol no fallará inmediatamente después de aplicar ciertas cargas. Se efectúa para comprobar su resistencia estática a cargas nominales.

Para árboles dúctiles y uniformes de sección transversal, circular sólida, se calcula el diámetro, por medio de la teoría TECO/Von Mises [23]:

$$d_e = [\frac{16N}{\pi S_y}(4M^2 + 3T^2)^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ec. 32}$$

Donde M es el momento flector, T es el torque y S_y es la resistencia ultima a la tracción.

Se aplicará la teoría de falla estática a los puntos más críticos del árbol. El primero presenta un momento y torque nominal igual a 0 Nm y 0.1364Nm, respectivamente. Se tiene que $S_y = 531$ Mpa (Acero 1045 laminado en frío), con un factor de seguridad N = 2.

$$d_e = [\frac{16 * 2}{\pi * 531x10^6 \frac{N}{m}} * [4(0\ Nm)^2 + 3(0.1364)^2]^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{3}} = 1.9873x10^{-3}m$$

El segundo presenta un momento y torque nominal igual a 0.3738 Nm y 0.1364Nm, respectivamente. Se tiene que $S_y = 531$ Mpa (Acero 1045 laminado en frío), con un factor de seguridad N = 2.

$$d_e = [\frac{16 * 2}{\pi * 531x10^6 \frac{N}{m}} * [4(0.3738\ Nm)^2 + 3(0.1364)^2]^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{3}} = 2.4683x10^{-3}m$$

El tercero presenta un momento y torque nominal igual a 0.4375 Nm y 0.1364Nm, respectivamente. Se tiene que $S_y = 531$ Mpa (Acero 1045 laminado en frío), con un factor de seguridad N = 2.

$$d_e = [\frac{16 * 2}{\pi * 531x10^6 \frac{N}{m}} * [4(0.4375\ Nm)^2 + 3(0.1364)^2]^{\frac{1}{2}}]^{\frac{1}{3}} = 2.5905x10^{-3}m$$

Con estas ecuaciones de diseño se obtuvieron diámetros $d_e = 1.987\ mm$, $d_e = 2.468\ mm$ y $d_e = 2.59\ mm$ los cuales deben ser los mínimos que debe tener el árbol en esas secciones. Dado que es menor al diámetro previo considerado, se comprueba que el árbol soportará las cargas nominales a las cuales estará sometido. Se verifica entonces el diámetro de $d_e = 12mm$.

5.2.4 Compresión axial: Columnas

Cuando se invierte la dirección de la carga axial, entonces, como el elemento se pone en compresión, ahora se trata de una columna y puede fallar, pandeándose en vez de fallar por compresión. El pandeo ocurre repentinamente y sin advertencia, incluso en los materiales dúctil, y, por ende, es uno de los modos de falla más peligrosos [24].

Una columna corta fallará a la compresión, una columna intermedia o una grande fallarán por pandeo cuando la carga axial aplicada exceda algún valor crítico. El esfuerzo de

compresión puede estar muy por debajo de la resistencia a la afluencia del material, en el momento del pandeo. El factor que determina si una columna es corta o larga es su razón de esbeltez [24]:

$$S_r = \frac{l}{k} \qquad \text{Ec. 33}$$

Donde l es la longitud de la columna y k es su radio de giro. El radio de giro se define como [24]:

$$k = \sqrt{\frac{I}{A}} \qquad \text{Ec. 34}$$

Donde I es el momento de inercia de área más pequeño de la sección transversal de la columna y A es el área de la misma sección transversal.

Se obtiene el valor de radio de giro:

$$k = \sqrt{\frac{\frac{\pi(0.12)^4}{64}}{\pi * (0.06)^2}} = 0.03$$

Sustituyendo los valores de k=0.03 y l=0.72m en la ecuación 33 se obtiene:

$$S_r = \frac{0.72}{0.03} = 24$$

Por lo general, una columna corta, se define como aquella cuya razón de esbeltez es menor que aproximadamente 10.

Si la fuerza axial P actúa a lo largo del eje centroidal de la columna, ocurre compresión simple del miembro para valores bajos de la fuerza. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, cuando P alcanza un valor especifico, la columna adquiere inestabilidad y se desarrolla rápidamente una flexión. Esta fuerza se determina al escribir la ecuación de deformación por flexión de la columna, lo que resulta en la carga crítica de la flexión inestable. La fuerza crítica de la columna terminada en articulación está dada por la fórmula de Euler para columnas [24]

$$P_{cr} = \frac{C\pi^2 EI}{l^2} \qquad \text{Ec. 35}$$

Donde la constante C depende de las condiciones de los extremos, para este caso, la turbina tendrá ambos extremos articulados por lo que el valor de C = 1. E es el módulo de elasticidad del material E= 200 GPa.

$$P_{cr} = \frac{\pi^2(200x10^9 Pa)(1.0178x10^{-5})}{(0.72m)^2} = 38.75\ KN$$

Este valor es la carga critica que puede soportar el eje con un diámetro de 12 mm. De modo de comprobación, se realiza el cálculo del diámetro mínimo para la turbina [24]:

$$d = (\frac{64\ P_{cr} l^2}{\pi^3 CE})^{\frac{1}{4}} \quad \text{Ec. 36}$$

Para el cálculo de la carga critica se utilizará un factor de diseño de 4 y la carga que debe de soportar es P = 100 N

$$P_{cr} = n_d P = 4 * 100N = 400N \quad \text{Ec. 37}$$

Se calcula el diámetro mínimo para esta carga a partir de

$$d = (\frac{64\ P_{cr} l^2}{\pi^3 CE})^{\frac{1}{4}} = (\frac{64\ (400N)(0.72m)^2}{\pi^3 (200x10^9\ Pa)})^{\frac{1}{4}} = \ 6.8015\ mm$$

El diámetro mínimo para soportar la carga es de 6.80 mm por lo que el diámetro previo de 12mm sigue siendo el óptimo.

5.2.5 Análisis de fatiga

Los árboles deben de tener la capacidad de soportar las cargas normales de trabajo y las cargas eventuales máximas, durante la vida esperada. Soportan cargas variables y, por lo tanto, se debe verificar la resistencia del árbol a la fatiga y a las cargas dinámicas, estas últimas producidas durante el arranque del equipo [22], [25]

Este análisis se realiza al eje de la turbina eólica ya con las medidas reales para comprobar que este no fallará por fatiga.

El eje de la turbina cuanta con una longitud total de 0.72m y cuenta con dos escalonamientos de radio r = 0.5mm. El diámetro mayor del eje es de 0.019m y el diámetro menor de 0.012m como se muestra en la figura 5.3. En el anexo C se encuentra el plano del eje.

Figura 5.3 Eje turbina eólica.

A partir de las figuras 5.4 y 5.5 de factores teóricos de concentración de esfuerzos se obtienen los factores Kts para torsión y Kt para flexión. Donde $^{r}/_{d} = 0.041\ y\ ^{D}/_{d} = 1.58$. Se obtiene $k_{ts} = 1.85\ y\ k_t = 2.2$

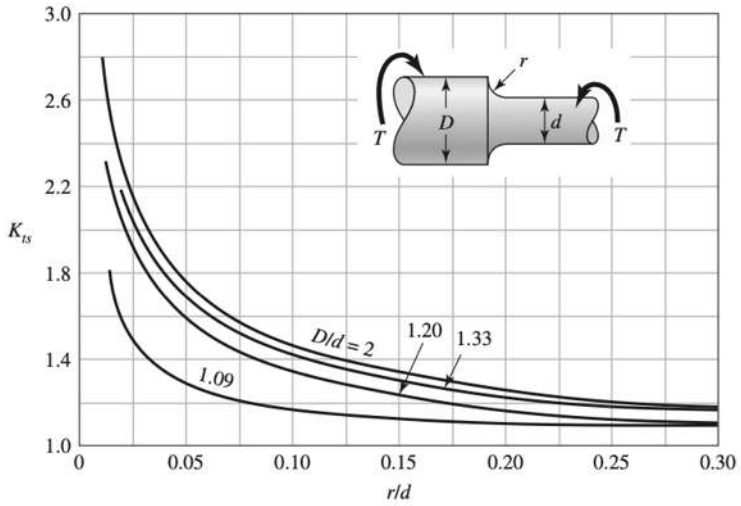


Figura 5.4 Factores teóricos eje redondo con filete en el hombro en torsión [23]

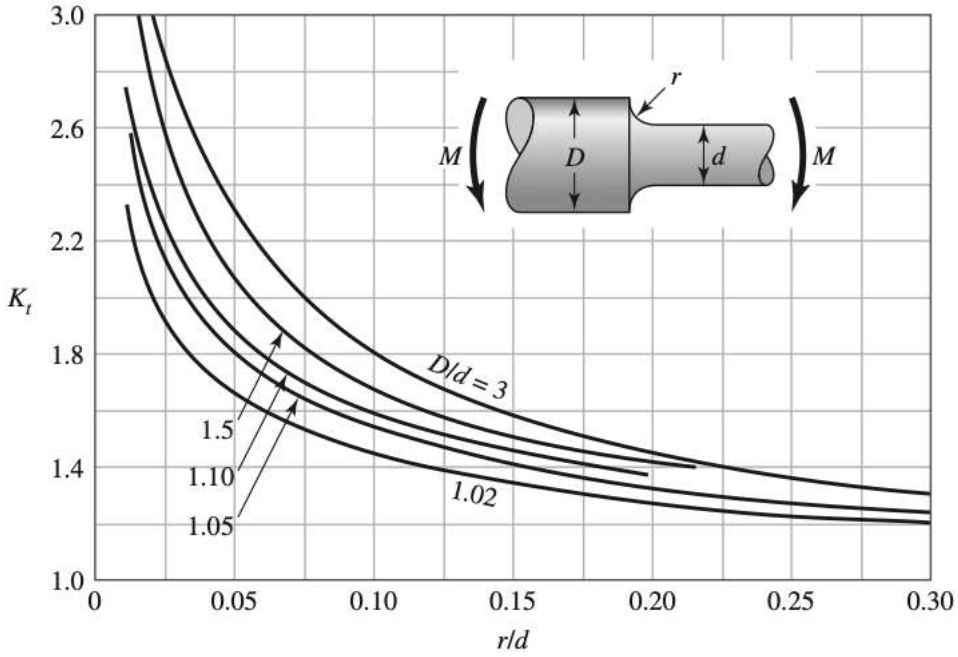


Figura 5.5 Factores teóricos de concentración de esfuerzo en eje redondo con filete en el hombro en flexión[23]

A partir de estos valores se obtiene el factor de concentración del esfuerzo por fatiga, el cual debe de ser calculado para torsión como para flexión con la ecuación siguiente.

$$K_f = 1 + q(K_t - 1) \qquad \text{Ec. 38}$$

Donde q es el índice de sensibilidad a la entalla. Este valor se obtiene a partir de las figuras 5.6 y 5.7, siendo para flexión q = 0.65 y para torsión q = 0.69.

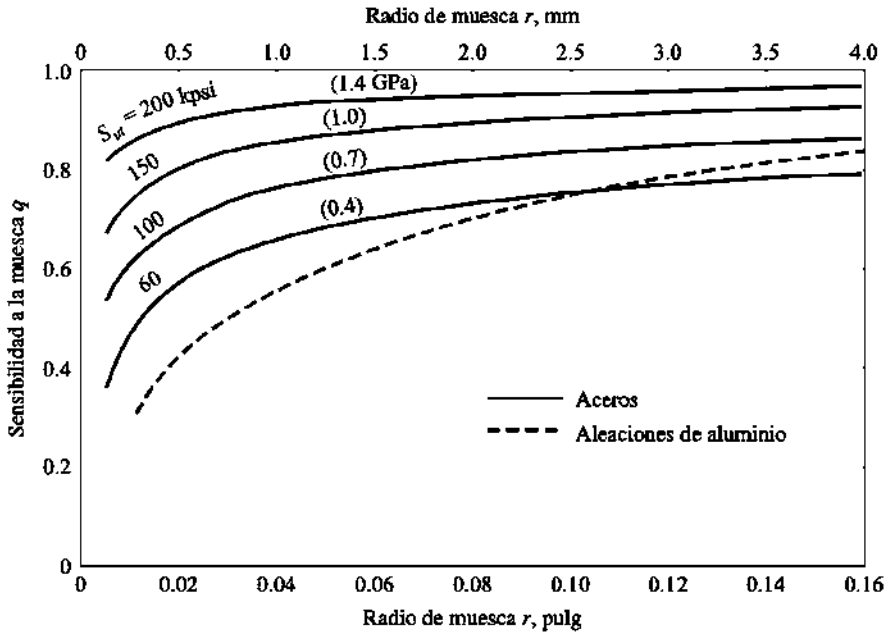


Figura 5.6 Sensibilidad a la muesca en el caso de aceros y aleaciones de aluminio sometidos a flexión [23].

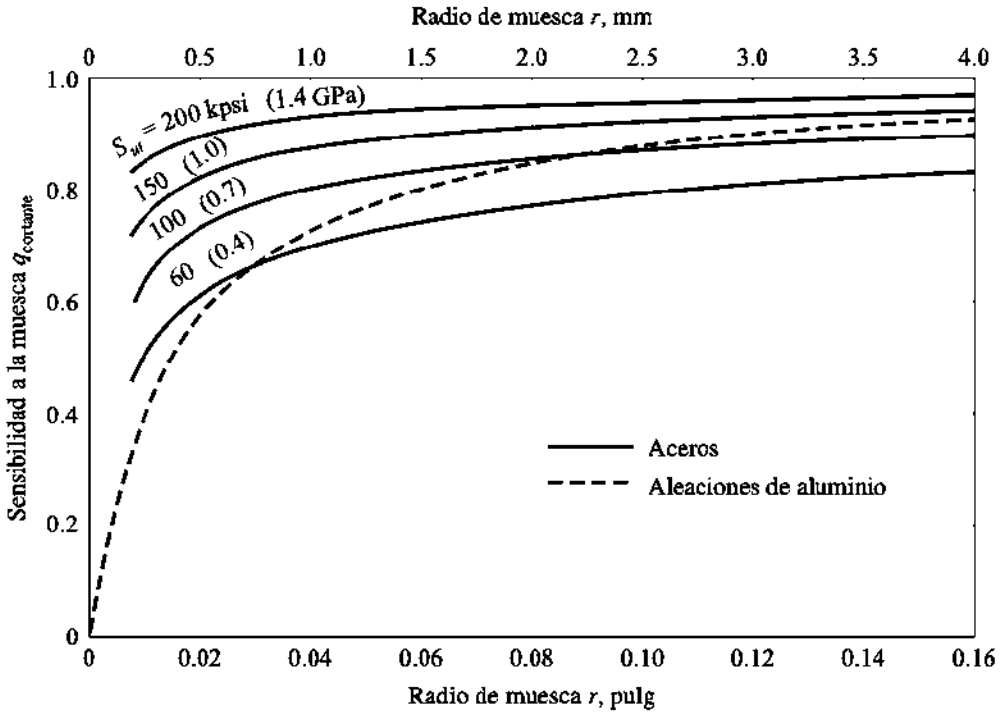


Figura 5.7 Sensibilidad a la muesca en el caso de aceros y aleaciones de aluminio sometidos a torsión [23]

Con estos valores de q se obtiene

$$K_{f\sigma} = 1 + (0.65)(2.2 - 1) = 1.78 \qquad \text{Ec. 39}$$

$$K_{f\tau} = 1 + (0.69)(1.85 - 1) = 1.58 \qquad \text{Ec. 40}$$

La resistencia a la fatiga corregida, s_n, tiene en cuenta el efecto del estado superficial, del tamaño, de la confiabilidad, de la temperatura, del tipo de carga. Para los aceros, considerando un número de ciclos mayor o igual a 10^6. Siendo S_e el limite de fatiga y K el coeficiente que reúne los factores que modifican la resistencia a la fatiga, se tiene:

$$S_n = K * S_e' \quad \text{Ec. 41}$$

El esfuerzo último del material para este caso es $S_u = 627\ MPa$ < 1380 Mpa por ello:

$$S_e' = 0.5 * S_u \quad \text{Ec. 42}$$

$$S_e' = 0.5 * 630\ MPa = 315\ MPa$$

Para el cálculo del coeficiente K se tiene:

$$K = k_a k_b k_c k_d k_e k_{car} \quad \text{Ec. 43}$$

- **Ka Factor de superficie**

De la figura 5.8 se obtiene $k_a = 0.77$, asumiendo mecanizado.

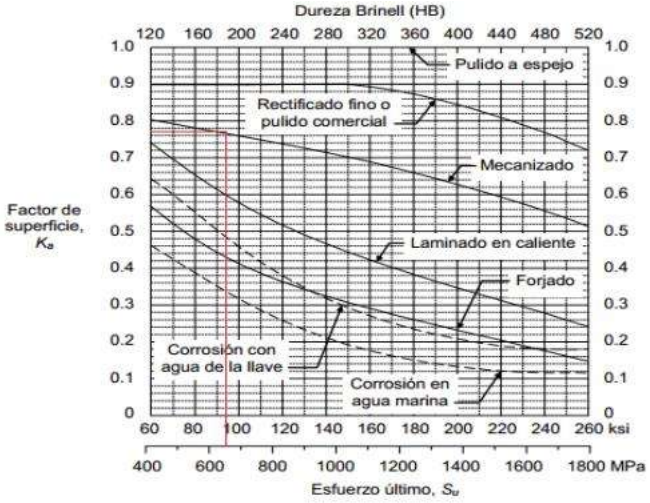


Figura 5.8 Factor de superficie para acero [24].

- **K_b Factor de tamaño**

De la figura 5.9 se obtiene que

$$k_b = 1.189 * d_e^{-0.097}, \text{ para } 8\text{mm} < d_e \leq 250\text{ mm}. \quad \text{Ec. 44}$$

$$k_b = 1.189 * d_e^{-0.097} = 1.189 * (12)^{-0.097} = 0.9343$$

$$\left.\begin{array}{l} K_b = 1, \quad \text{si } d_e \le 8\,\text{mm}\,(0.3\,\text{in}) \\ K_b = 1.189 d_e^{-0.097}, \quad \text{si } 8\,\text{mm} < d_e \le 250\,\text{mm} \\ (K_b = 0.869 d_e^{-0.097}, \quad \text{si } 0.3\,\text{in} < d_e \le 10\,\text{in}) \\ K_b = 0.6, \quad \text{si } d_e > 250\,\text{mm}\,(10\,\text{in}), \end{array}\right\} \text{Flexión o torsión}$$

Figura 5.9 Factor de tamaño de pieza sometida a flexión o torsión [24].

- **Factor de confiabilidad K_c:**

Con una confiabilidad de 99%, de la tabla 5.2 se obtiene Kc = 0.814

Tabla 5.2. Factores de confiabilidad [24] [26].

Confiabilidad (%)	50	90	99	99.9	99.99	99.999
K_c	1	0.897	0.814	0.753	0.702	0.659

- **Factor de temperatura K_d:**

Debido a que la temperatura es de 25°C < 450°C, $k_d = 1$ [26]

- **Factor de efectos varios K_e:**

Ya que se considera que no existe corrosión, ni efectos residuales, se toma $k_e = 1$ [22], [26]

- **Factor de carga k_{car} :**

Es la relación entre el tipo de carga y el límite de fatiga, $k_{car} = 1$ para flexión. [22], [26]

Finalmente,

$$S_n = 0.77 * 0.9343 * 0.814 * 1 * 1 * 1 * 315\ MPa = 183.58\ MPa$$

Por lo tanto, con $S_y = 530\ MPa, M = 0.4375\ Nm, T = 0.1364\ Nm\ y\ S_n = 183.58\ MPa$, se calcula $\sigma_{max}\ y\ \tau_{max}$, siendo el esfuerzo normal y esfuerzo cortante respectivamente, para el diámetro del eje 0.019m a partir de:

$$\sigma_{max} = \frac{32M}{\pi d^3} = \frac{32(0.4375\ Nm)}{\pi(0.019m)^3} = 649.706\ KPa \qquad \text{Ec. 45}$$

$$\tau_{max} = \frac{16T}{\pi d^3} = \frac{16(0.1364\ Nm)}{\pi(0.019m)^3} = 101.279\ KPa \qquad \text{Ec. 46}$$

Con estos valores se calculan los valores medios y de amplitud:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max}+\sigma_{min}}{2} = \frac{649.706+(-649.706)}{2} = 0 \qquad \text{Ec. 47}$$

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{max}-\sigma_{min}}{2} = \frac{649.706-(-649.706)}{2} = 649.706\ KPa \quad \text{Ec. 48}$$

$$\tau_m = \frac{\tau_{max}+\tau_{min}}{2} = \frac{101.279+(0)}{2} = 50.639\ KPa \quad \text{Ec. 49}$$

$$\tau_a = \frac{\tau_{max}-\tau_{min}}{2} = \frac{101.279-(0)}{2} = 50.639\ KPa \quad \text{Ec. 50}$$

Esta sección del eje cuenta con momento flector y tosión por lo que es necesario utilizar el esfuerzo de Von Mises:

$$\sigma'_a = (\sigma_a^2 + 3\tau_a^2)^{\frac{1}{2}} = ((649.706x10^3)^2 + 3(50.639x10^3)^2)^{\frac{1}{2}} = 655.6\ KPa \quad \text{Ec. 51}$$

$$\sigma'_m = (\sigma_m^2 + 3\tau_m^2)^{\frac{1}{2}} = (0 + 3(50.639x10^3)^2)^{\frac{1}{2}} = 87.709\ KPa \quad \text{Ec. 52}$$

Ya calculados estos valores, se obtiene el factor de seguridad a la fatiga de Goodman:

$$n_f = \frac{1}{\frac{\sigma'_a}{S_e}+\frac{\sigma'_m}{S_{ult}}} = \frac{1}{\frac{655.6x10^3}{183.58x10^6}+\frac{87.709x10^3}{630x10^6}} = 269.51 \quad \text{Ec. 53}$$

Ahora, se realiza el analisis para la zona donde se encuentra el concentrador de esfuerzos con $S_y = 530\ MPa, k_{ft} = 1.58,\ k_{f\sigma} = 1.78,\ M = 0.3738\ Nm, T = 0.1364\ Nm\ y\ S_n = 183.58\ MPa$, se calcula $\sigma_{max}\ y\ \tau_{max}$:

$$\sigma_{max} = k_{f\sigma}\frac{32M}{\pi d^3} = \frac{32(1.78)(0.3738Nm)}{\pi(0.012m)^3} = 3.922\ MPa$$

$$\tau_{max} = k_{f\tau}\frac{16T}{\pi d^3} = \frac{16(1.58)(0.1364\ Nm)}{\pi(0.012m)^3} = 635.181\ KPa$$

Con estos valores se calculan los valores medios y de amplitud:

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max}+\sigma_{min}}{2} = \frac{3.922+(-3.922)}{2} = 0$$

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{max}-\sigma_{min}}{2} = \frac{3.922-(-3.922)}{2} = 3.922\ MPa$$

$$\tau_m = \frac{\tau_{max} + \tau_{min}}{2} = \frac{635.181 + (0)}{2} = 317.59\ KPa$$

$$\tau_a = \frac{\tau_{max} - \tau_{min}}{2} = \frac{635.181 - (0)}{2} = 317.59\ KPa$$

Esta sección del eje cuenta con momento flector y tosión por lo que es necesario utilizar el esfuerzo de **Von Mises**:

$$\sigma'_a = (\sigma_a^2 + 3\tau_a^2)^{\frac{1}{2}} = ((3.922x10^6)^2 + 3(317.59x10^3)^2)^{\frac{1}{2}} = 3.96\ MPa$$

$$\sigma'_m = (\sigma_m^2 + 3\tau_m^2)^{\frac{1}{2}} = (0 + 3(317.59x10^3)^2)^{\frac{1}{2}} = 550.08\ KPa$$

Ya calculados estos valores, se obtiene el factor de seguridad a la fatiga de **Goodman**:

$$n_f = \frac{1}{\frac{\sigma'_a}{S_e} + \frac{\sigma'_m}{S_{ult}}} = \frac{1}{\frac{3.96x10^6}{183.58x10^6} + \frac{550.08x10^3}{630x10^6}} = 44.55$$

Por ultimo se hace el análisis en los extremos del eje con $S_y = 530\ MPa, T = 0.1364\ Nm\ y\ S_n = 183.58\ MPa$, se calcula τ_{max}:

$$\tau_{max} = \frac{16T}{\pi d^3} = \frac{16(0.1364\ Nm)}{\pi(0.012m)^3} = 402.013KPa$$

Con este valor se calculan los valores medios y de amplitud:

$$\tau_m = \frac{\tau_{max} + \tau_{min}}{2} = \frac{402.013 + (0)}{2} = 201.006\ KPa$$

$$\tau_a = \frac{\tau_{max} - \tau_{min}}{2} = \frac{402.013 - (0)}{2} = 201.006\ KPa$$

Ya calculados estos valores, se obtiene el factor de seguridad a la fatiga de **Goodman**:

$$n_f = \frac{1}{\frac{\tau_a}{S_e} + \frac{\tau_m}{S_{ult}}} = \frac{1}{\frac{201.006x10^3}{183.58x10^6} + \frac{201.006x10^3}{630x10^6}} = 3134$$

Una vez obtenidos los valores de factor de seguridad en las partes críticas del eje podemos observar que el eje no fallará nunca a la fatiga por lo que podrá soportar las cargas a las que está sometido.

5.2.6 Resistencia del árbol a deflexión máxima

El momento flector máximo será el que provoque la máxima deflexión del árbol. Este momento se da en el punto crítico y tiene un valor de 0.4375 Nm, a una distancia de 0.21m del rodamiento A.

La condición para que el árbol soporte esta máxima deflexión viene dada por la siguiente expresión:

$$\frac{M}{W_x} \leq \frac{S_y}{N} \qquad \text{Ec.54}$$

Donde N es el factor de seguridad y W_x es el momento de resistencia de la sección y se expresa:

$$W_x = \frac{\pi * d_e^3}{32} \qquad \text{Ec. 55}$$

$$W_x = \frac{\pi * (0.019m)^3}{32} = 6.7338x10^{-7}m^3$$

Con $S_y = 531\ MPa$, N=2 y el momento flector máximo M = 0.4375 Nm

$$\frac{0.4375\ Nm}{6.7338x10^{-7}m^3} \leq \frac{531x10^6\ Pa}{2}$$

$$649.707x10^3 \leq 265x10^6$$

Ya que esta relación se cumple, el árbol soportará la máxima deflexión a la cual estará sometido.

La deflexión máxima del árbol será:

$$\delta_{max} = \frac{F_v * L_{AB}^3}{48 * EI} \qquad \text{Ec. 56}$$

Donde L_{AB} es la distancia entre rodamientos $L_{AB} = 0.52m$, el término EI se conoce como la rigidez a flexión, E es el módulo de elasticidad, E=200 Gpa, e I es el momento de inercia.

$$I = \frac{\pi}{64} d_e^4 = \frac{\pi}{64} (0.015m)^4 = 2.485x10^{-9}m^4 \quad \text{Ec. 57}$$

$$\delta_{max} = \frac{(4.4642N) * (0.52m)^3}{48 * (200x10^9Pa) * (2.485x10^{-9}m^4)} = 3.67x10^{-4}m$$

5.3 Álabes

En el trabajo *The SG6043 airfol optimization for low Reynolds number applications in Wind turbines* del autor Davari Seifi, se realizaron pruebas con 71 perfiles aerodinámicos, incluidos de la serie NACA 4 dígitos, NACA 5 dígitos, Series EPPLER entre otros con desempeños aerodinámicos altos a Reynolds de 100000 a 600000, el rango de operación para pequeñas turbinas de viento fue escogidos y analizados en el software XFOIL para determinar su relación Cl/Cd. Los resultados mostraron que el perfil SG6043 tenía el máximo Cl/Cd comparados con otros perfiles [27].

El tamaño de la cuerda fue tomado de un diseño anterior de una turbina de eje horizontal, diseñada bajo los mismos parámetros iniciales. La cuerda tomada fue la mayor cuerda obtenida en la HAWT. Los datos y puntos del perfil aerodinámico fueron obtenidos de la página *Airfoil Tools (airfoiltools.com).* La página te da la opción de descargar el archivo de puntos del perfil, donde la primera columna son las coordenadas en el eje de las x, mientras que la segunda son las coordenadas del eje Y.

Estas coordenadas se trabajan en una hoja de Excel o cualquier hoja de cálculo. Estas coordenadas obtenidas deben de ser redimensionadas al tamaño del álabe deseado. Esto se logra multiplicando las coordenadas por la cuerda seleccionada en los parámetros iniciales.

Una vez redimensionadas, se rota el perfil aerodinámico al ángulo de ataque deseado. Para este caso, el álabe tiene un ángulo de ataque 0° en toda su longitud.

Los álabes fueron realizados mediante impresión 3D con material filamento PLA de alta velocidad color negro como se observa en la figura 5.10.

Las dimensiones de este se pueden observar en el anexo C.

Figura 5.10 Álabes SG6043 rectos.

El diseño de las estrellas del rotor se buscó realizar de la manera más simple y que no abarcara demasiado espacio, ya que, como parte del trabajo de investigación, se instalaría más adelante los discos inductores sobre estas.

Las estrellas fueron hechas de acrílico de 5mm de espesor y realizadas mediante una máquina de corte láser como se observa en la figura 5.12, no se cuentan con los datos técnicos de la maquina ya que el trabajador de la empresa donde fue realizado el trabajo, no contaba con esta información. El diseño, además, busca facilitar la instalación de los álabes ya que cuenta con perforaciones para colocarlos al ángulo de ataque utilizado (0°) y poder utilizar diferentes diámetros de la turbina. Ver figura 5.11.

Las dimensiones de estas se pueden consultar en el anexo C.

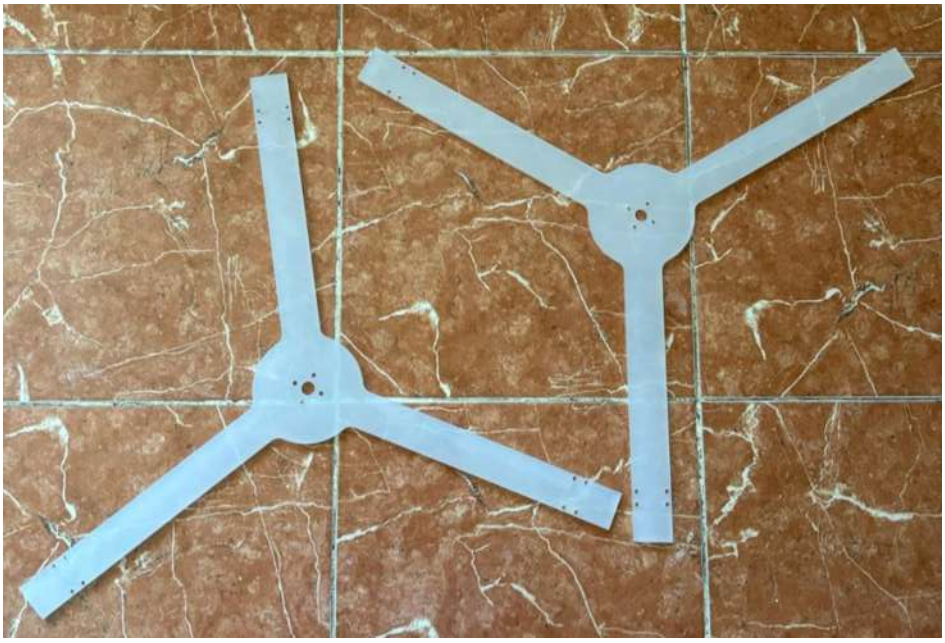


Figura 5.11 Estrellas del rotor de acrílico.

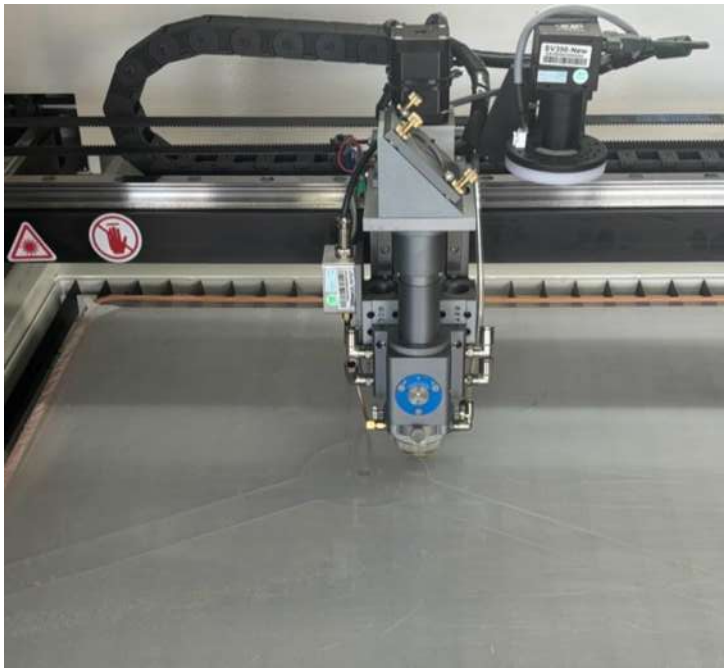


Figura 5.12 Corte láser de estrella de rotor.

5.4 Tornillería y chumaceras

La tornillería utilizada fue simple, se utilizaron tornillos milimétricos M4 para sujetar tanto álabes como las estrellas de acrílico. Se utilizaron también dos coples tipo brida para sujetar las estrellas con el eje de acero. En total se utilizaron 32 tornillos milimétricos con sus respectivas tuercas. Este material se puede observar en la figura 5.13.

Se utilizaron también dos chumaceras de tipo bola. La selección de estas fue debido a que se caracterizan por su eficiencia en la reducción de la fricción mediante el uso de pequeñas esferas. Ideales para aplicaciones con cargas moderadas y velocidades de rotación elevadas, estas chumaceras brindan un funcionamiento suave y de bajo mantenimiento.

Figura 5.13 Tornillería utilizada para el montaje de la turbina.

5.5 Discos de inducción

El diseño de la geometría de los discos de inducción fue tomado del trabajo de investigación del **M.C. Gerardo Marín Téllez** titulado *"Simulación y optimización del rotor de una turbina eólica de eje vertical de baja capacidad"*. Estos cuentan con una sección transversal elíptica.

Los discos de inducción cuentan con un diámetro de 6.5m, una separación de 1.6m, los discos cuentan con un espesor de 0.9m. Estos discos fueron diseñados para una turbina de eje vertical de diámetro de 2.3m y una altura de 1.5m.

Para el caso de este trabajo de investigación, estos discos fueron adaptados para la turbina **Darrieus-H**. Las medidas de los discos fueron: diámetro de 1.5m, separación de 0.36m, espesor de 0.20m. Las medidas de la turbina son: diámetro de 0.52m y una altura de 0.75m. Ver figura 5.14. Las medidas de este se pueden observar en el anexo C .

Figura 5.14 Sección lateral de medio disco de inducción.

Los discos inductores fueron hechos de unicel, ya que es necesario un material modelable y que no agregara demasiado peso a la turbina eólica. Debido al gran tamaño de estos, se trabajaron en cuartos de disco, para después pegar las 4 partes y formar la mitad de un disco, como se muestra en la figura 5.15.

Para trabajar cada cuarto de disco, se compraron bloques de unicel de medida 40x40x30 cm. Para darles la medida necesaria, se utilizó una cortadora de unicel de hilo caliente

(Ver figura 5.15). Para facilitar más el modelado de estos bloques, se diseñaron moldes para darle la forma de cuarto de elipse y otro molde para darle la forma de cuarto de disco. El material de estos moldes es MDF de 5mm de espesor hechos en corte laser como se muestra en la figura 5.16.

Figura 5.15 Cortadora de hilo caliente de unicel.

Figura 5.16 Moldes de MDF de 5mm.

Una vez que se les dio la forma de cuarto de disco, se realizó el modelado para darle la forma elíptica. Para este modelado se utilizó una cortadora de unicel de hilo caliente de mano, la cual era mucho más pequeña, pero permitía realizar cortes en diferentes direcciones, como se observa en la figura 5.17.

Figura 5.17 Modelado final de discos de inducción.

Se realizaron un total de 8 cuartos de discos, para formar dos medios discos de inducción. Para pegar estos cuartos de disco, se utilizó espuma de poliuretano expansiva, ya que el tamaño de los discos era considerable y por lo tanto el peso era demasiado para pegarlo con otro material (Resistol blanco) o incluso el contacto con otros adhesivos (Resistol 5000) corroía el unicel (ver figura 5.18).

Figura 5.18 Discos de inducción.

5.6 Simulación

La simulación del desempeño de la turbina se realizó en el software de libre uso (no comercial), *QBlade 2.7.0.7.*

QBlade es un software avanzado de multifísica diseñado para facilitar el desarrollo completo, la creación de prototipos, la simulación y la certificación de aerogeneradores. Esta poderosa herramienta permite realizar simulaciones muy detalladas de diseños de turbinas eólicas, con modelos físicos que son más de 30 veces más rápidos que el tiempo real. Toda esta funcionalidad es accesible a través de una interfaz gráfica intuitiva y fácil de usar. QBlade está disponible como software independiente para los sistemas operativos Windows y Linux, con dos versiones distintas adaptadas a aplicaciones no comerciales y comerciales.[28]

Es posible utilizar QBlade para varios propósitos incluyendo[28] :

- Diseño de turbinas eólicas (HAWT, VAWT, Multi-Rotor)
- Diseño de flotador y pruebas numéricas
- Pruebas controladas y optimización
- Diseño de cargas certificado IEC
- Simulación de parques eólicos y estudios de interacción de olas

El uso de este software es bastante sencillo e intuitivo desde su descarga, el cual puede ser obtenido gratuitamente (para usos no comerciales) desde su página web (https://qblade.org/downloads/).

El software permite el diseño de turbinas de eje horizontal, eje vertical y multirotor. Para este caso, se trabajará en el modo de eje vertical. El primer paso será cargar el perfil aerodinámico con el que se trabajará. Para hacer este paso, es necesario dirigirse al apartado llamado Airfoil, como se observa en la figura 5.19.

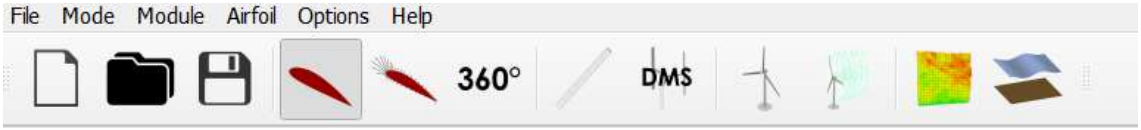


Figura 5.19 Menú inicial de software Qblade.

Una vez seleccionado este apartado, tendremos dos opciones para cargar un perfil aerodinámico; la primera será importar un archivo donde se encuentre el perfil deseado y la segunda opción es escoger un perfil precargado en el software, la desventaja de esta opción es que el software solo tiene perfiles de la familia NACA de 4 dígitos y 5 dígitos. Ver figura 5.20.

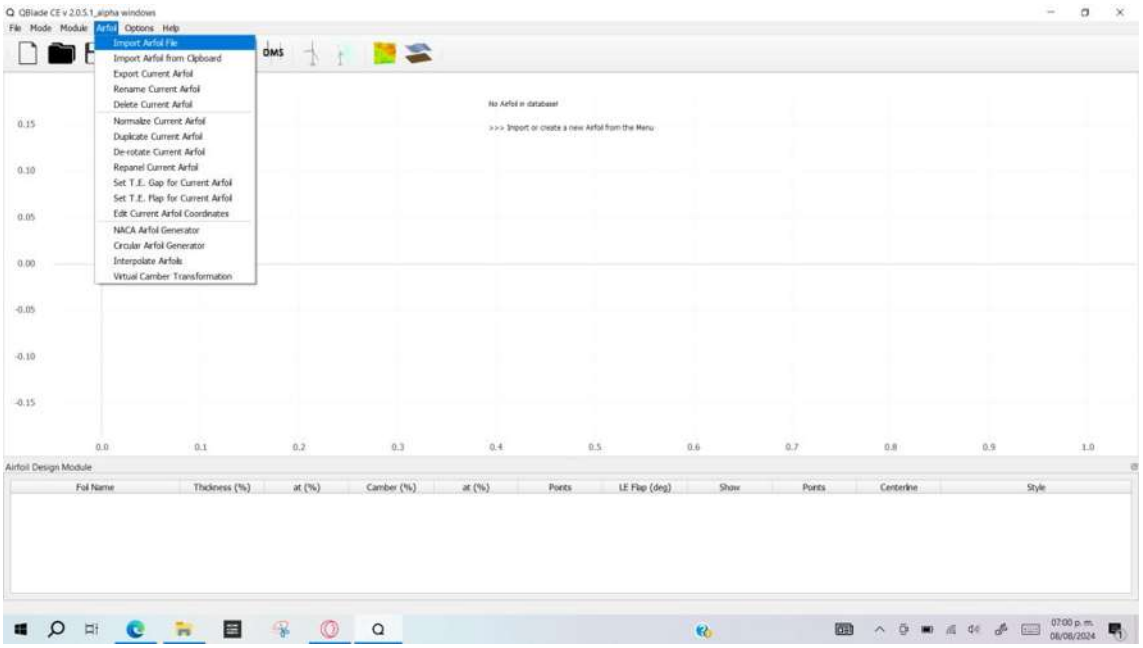


Figura 5.20 Opción Airfol Qblade.

Como el perfil que se utiliza en este trabajo es un SG6043, utilizaremos la opción de importar airfoil.

Para utilizar esta opción, es necesario utilizar un archivo .dat que contenga los puntos del perfil aerodinámico. Este archivo lo obtendremos en la página http://www.airfoiltools.com. En el buscador ingresaremos el perfil que se desee y abriremos la primera opción que nos arroje la página (ver figura 5.21).

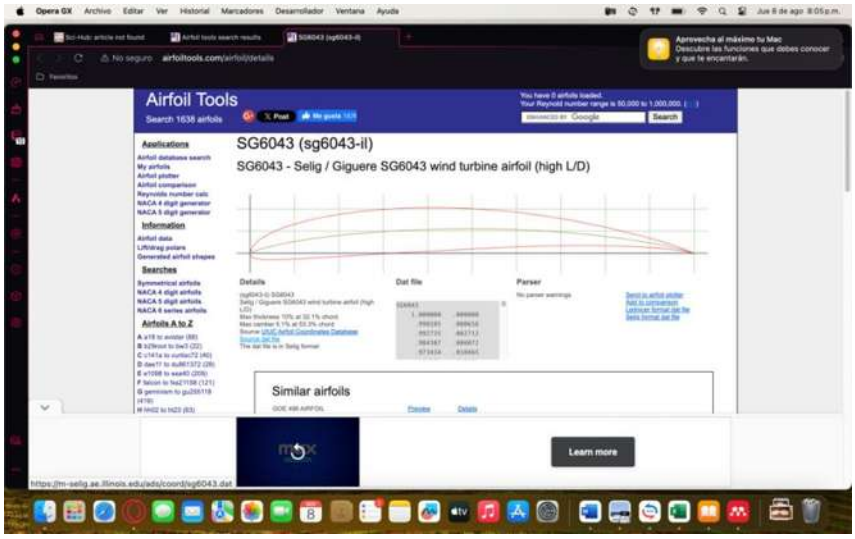


Figura 5.21 Perfil aerodinámico en página airfoil tools.

Una vez dentro de la página del perfil, seleccionaremos la opción de *source dat file*, nos arrojara una ventana donde elegiremos la ubicación para guardar el archivo .dat. Seleccionamos una ubicación y guardamos.

De regreso en el software Qblade, seleccionamos la opción de *import airfoil* y nos arrojara una ventana donde seleccionaremos la ubicación donde guardamos el archivo *.dat*, lo seleccionamos, y automáticamente el software nos arroja el perfil aerodinámico como se muestra en la figura 5.22. Una vez hecho esto, el perfil ya quedara cargado para avanzar en la simulación.

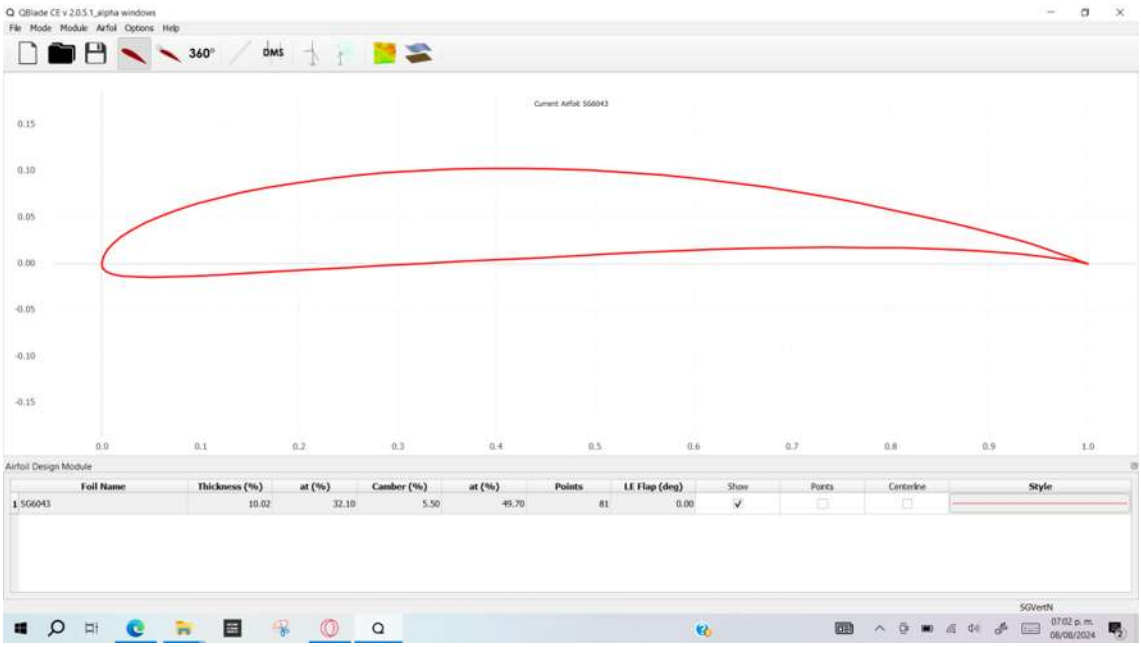


Figura 5.22 Perfil aerodinámico cargado en Qblade.

El siguiente paso será utilizar el apartado *Airfoil análisis module*. Aquí, podremos obtener diversas graficas del perfil aerodinámico como las gráficas Cl/α y Cd/α, las cuales nos sirven para obtener los coeficientes de arrastre y sustentación necesarios para realizar el análisis de DMST para el diseño analítico de la turbina como se observan en la figura 5.23

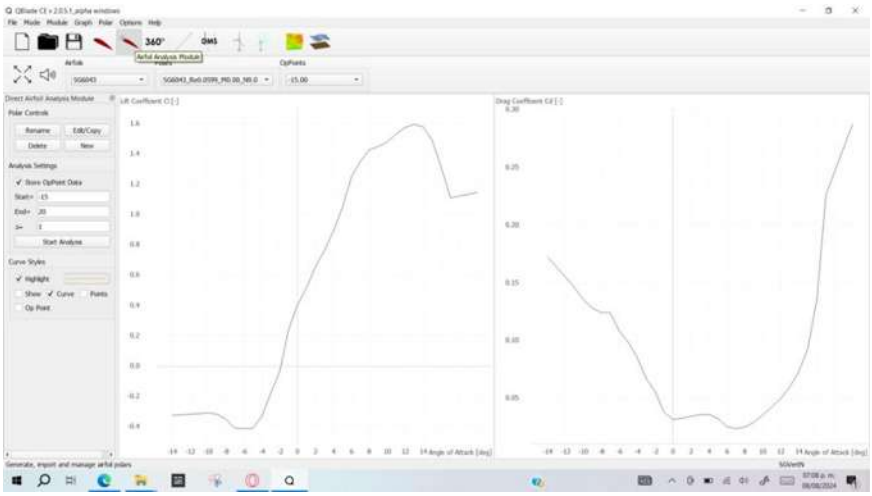


Figura 5.23 Airfoil análisis module, graficas coeficiente de arrastre y sustentación.

El siguiente paso es modelar las aspas de la turbina, esto lo realizaremos en el apartado de *Blade design*. Aquí podemos elegir si se trata de una turbina con un rotor simple o múltiple, la cantidad de aspas, longitud de aspas y medida del radio del rotor.

Aquí, el aspa se va generando por secciones. Los valores que se van ingresando son la cuerda, radio, giro, perfil aerodinámico y numero de Reynolds. Para este trabajo el modelado es sencillo ya que, al ser una turbina Darrieus-H, las aspas son totalmente rectas y estas no requieren más de dos secciones y no tienen un ángulo de giro. Todas estas variables se utilizan más en otros tipos de rotores como el Savonius (ver figura 5.24).

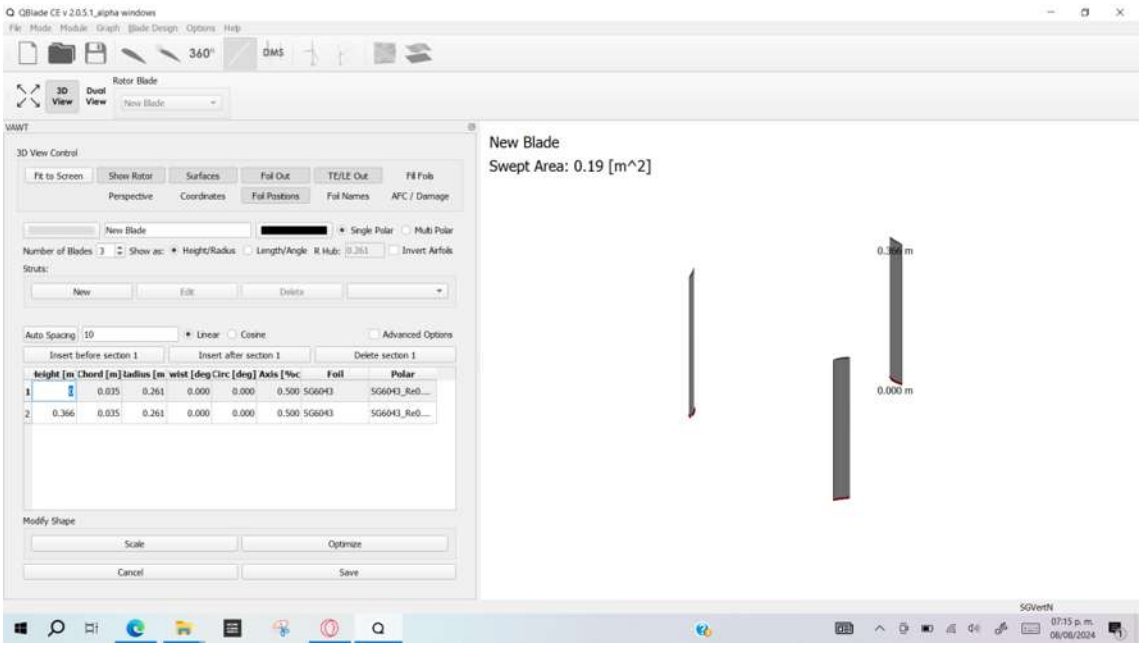


Figura 5.24 Modelado de aspas de turbina en apartado Blade design.

A continuación, se genera el campo de viento que utilizara la turbina. Esto se genera en la sección *Windfied*. Aquí podremos observar valores de velocidad de viento, tipo de turbulencia, tipo de perfil del viento entre otros valores. Ver figura 5.25

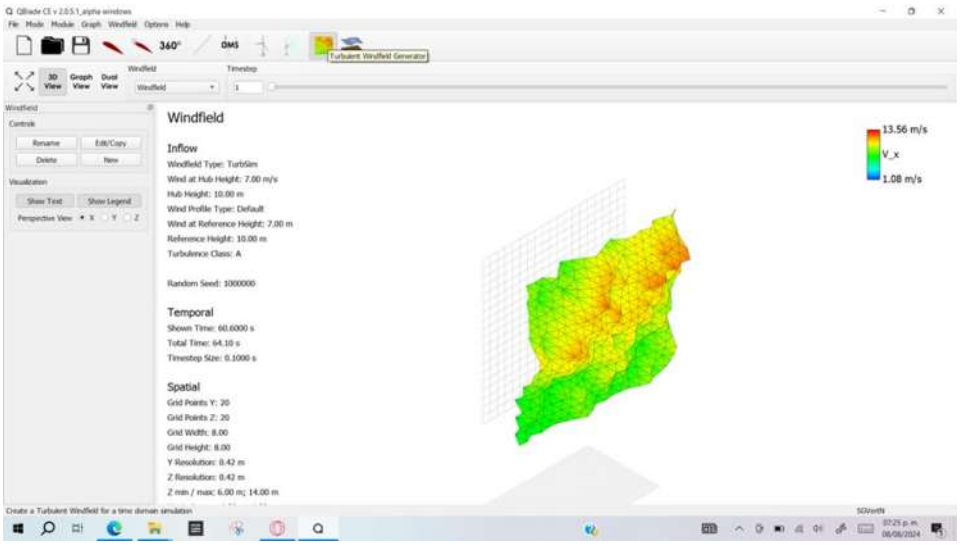


Figura 5.25 Simulación de campo de viento.

Para generar este campo de viento es necesario ingresar diversos valores para que el comportamiento de la turbina sea lo más semejante a lo diseñado. Para iniciar, modificaremos el tamaño de malla o red que tendrá el campo de viento, esto es importante para que el campo de viento envuelva por completo a la turbina.

Enseguida, se define la clase de turbina que simularemos. Nuestra turbina es una microturbina de 20W de potencia por lo que la clase que le corresponde, de acuerdo a la norma **IEC-61400**, es una turbina de clase S, ya que, los valores de diseño para la clase S deben de seleccionarse por el proyectista.

Después, ingresamos parámetros de flujo, donde indicaremos la velocidad del viento y altura de referencia. Ver figura 5.26.

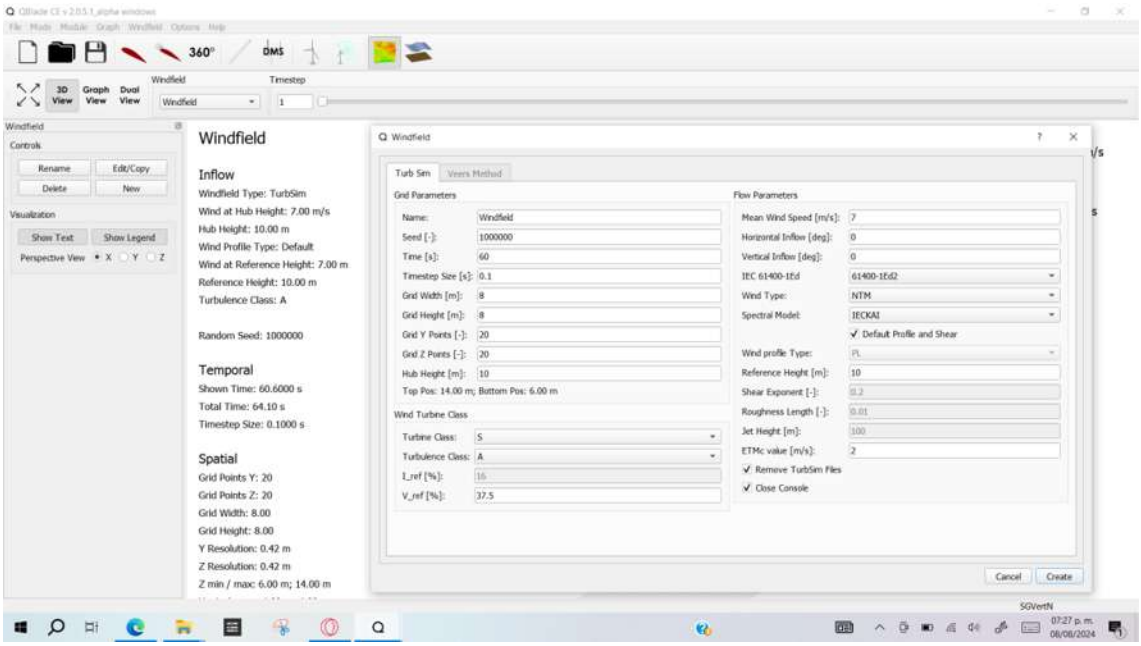


Figura 5.26 Configuración de campo de viento.

Enseguida nos dirigimos al apartado de *Turbine definition*. En esta sección podemos observar por primera vez como lucirá nuestra turbina. Este es el último paso antes de poder correr la simulación y observar el comportamiento de la turbina (Ver figura 5.27).

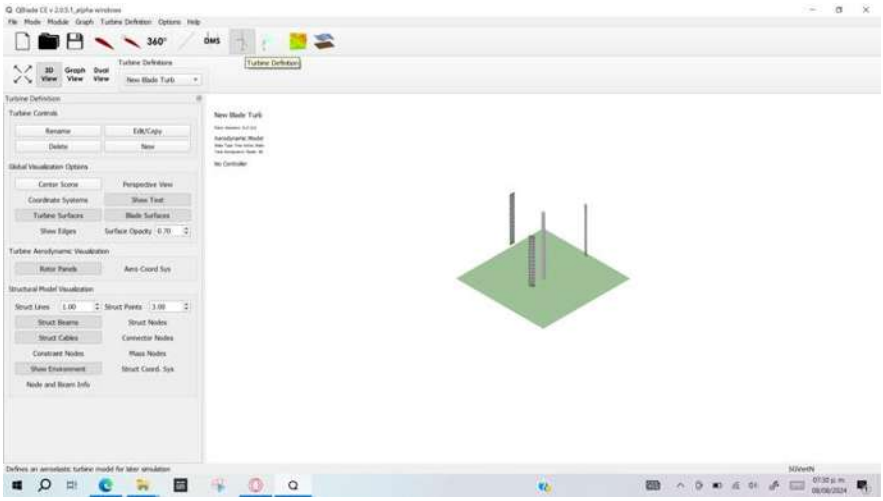


Figura 5.27 Turbine definition.

En *Turbine definition* se ingresan valores principalmente para la geometría del rotor como numero de aspas, dirección de giro del rotor, altura de la torre, el radio de la torre en la parte superior y en la parte inferior, como se observa en la figura 5.28. Aquí mismo se pueden modificar e introducir valores del tipo de estela, modelo de la estela entre otros.

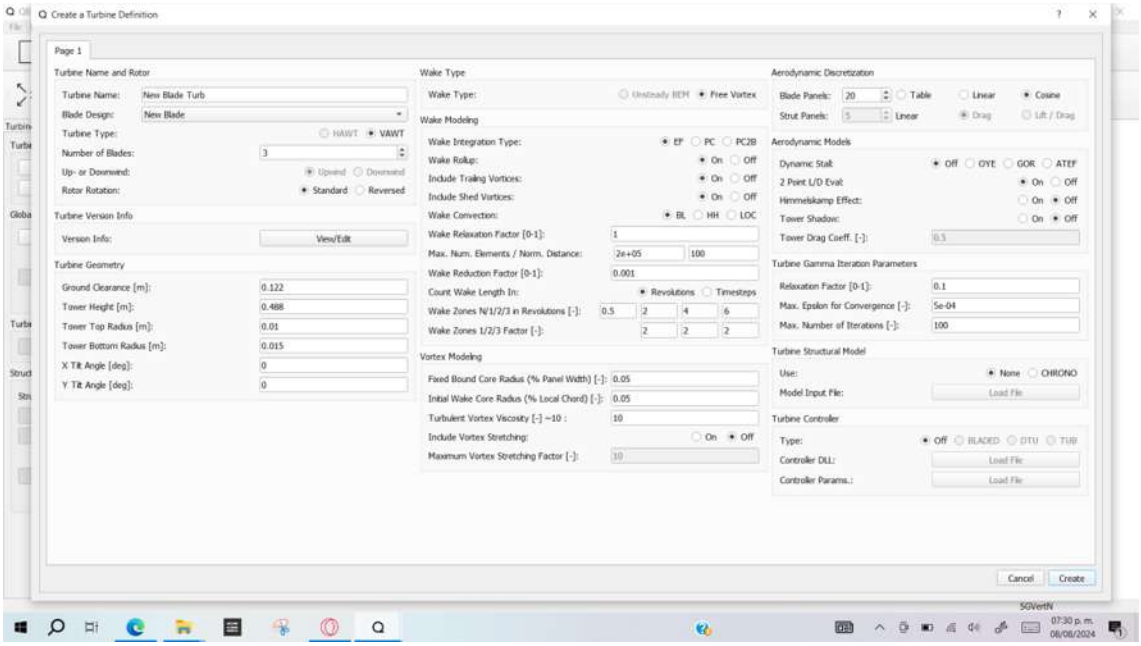


Figura 5.28 Creación de la definición de la turbina.

Por último, nos dirigimos al apartado de *Turbine simulations*, esta simulación utiliza la teoría de vórtice, la cual consiste en un enfoque que ayuda a entender y predecir el comportamiento del flujo de aire alrededor de las palas de una turbina. Este modelo se

basa en la idea de que el flujo del aire puede ser representado por una serie de vórtices que se comportan de manera predecible. Esto permite analizar cómo se distribuye la presión en las palas y, en consecuencia, cómo se genera energía.

En esta sección podremos ver la simulación en tiempo real de la turbina en funcionamiento. Mientras está corriendo la simulación podremos observar la potencia generada por la turbina, el torque, la velocidad de rotación, entre otros valores como se muestra en la figura 5.29.

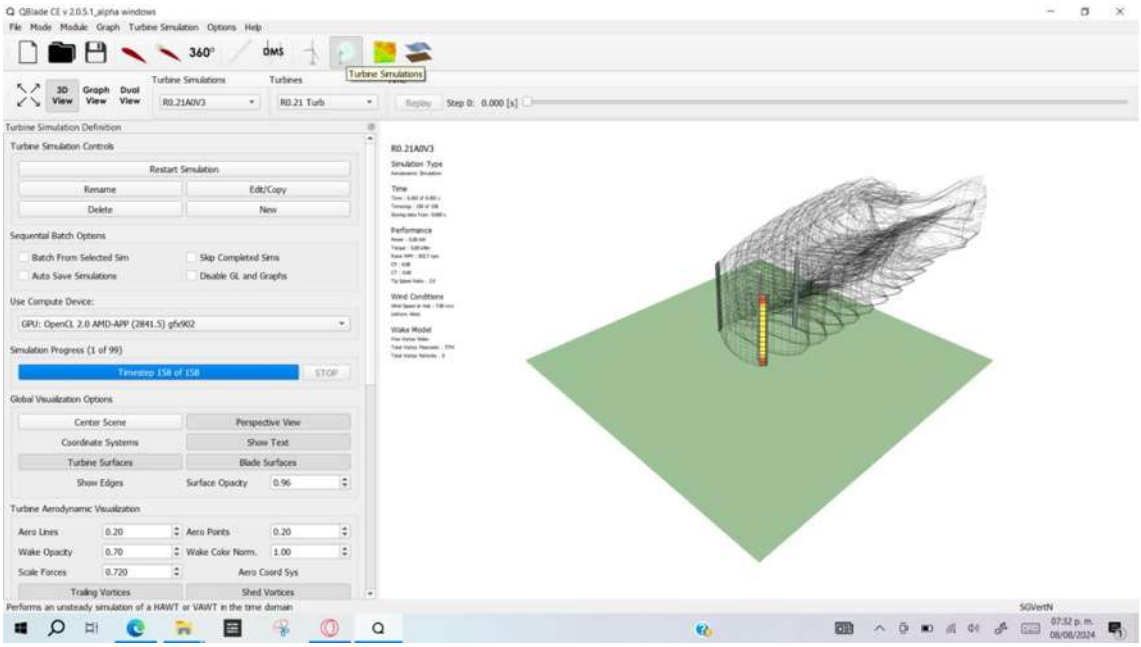


Figura 5.29 Simulación de la turbina.

Para lograr esta simulación, hay que ingresar diversos valores para que el comportamiento sea lo más cercano posible a lo calculado. Lo primero es hacer la configuración general de la simulación, aquí ingresaremos los timesteps deseados, el paso azimutal (en este caso es de 10 grados) y el número de timesteps (280-300). En seguida, ingresaremos la velocidad del viento (7m/s).

Después, ingresaremos la configuración de la velocidad rotacional, que incluye la velocidad de rotación (rpm) y la velocidad de punta TSR. En esta parte, ambas variables están relacionadas por lo que, si cambiamos una, la otra se modifica igual, por lo que ingresaremos el valor de TSR=5.47.

Por último, lo que hay que ingresar son los valores de las variables ambientales, aquí se ingresan valores de gravedad, densidad del aire y viscosidad cinemática.

Una vez ingresados todos los valores, guardamos los datos y regresamos a la ventana principal de *Turbine simulation*, presionamos *start simulation* y el programa comenzará a correr la simulación, la duración de este será dependiendo de la cantidad de timesteps que le asignamos al ingresar los valores como se observa en la figura 5.30.

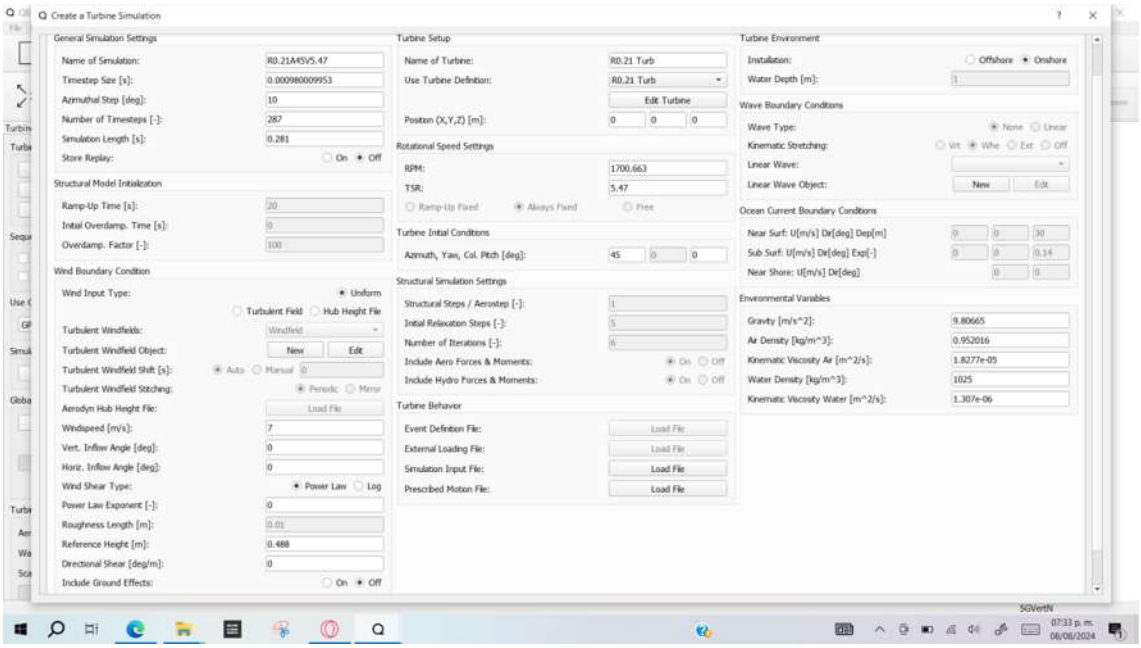


Figura 5.30 Ventana de configuración de simulación de turbina.

Una vez corrida la simulación, es posible observar los resultados de esta en una gráfica. Esto lo lograremos en el apartado *DMS analysis*. Aquí tendremos la posibilidad de observar hasta 4 gráficas al mismo tiempo. En la figura 5.31, podemos observar que se generan dos gráficas, un de Cp vs velocidad especifica de punta TSR y otra de potencia vs velocidad especifica de punta TSR.

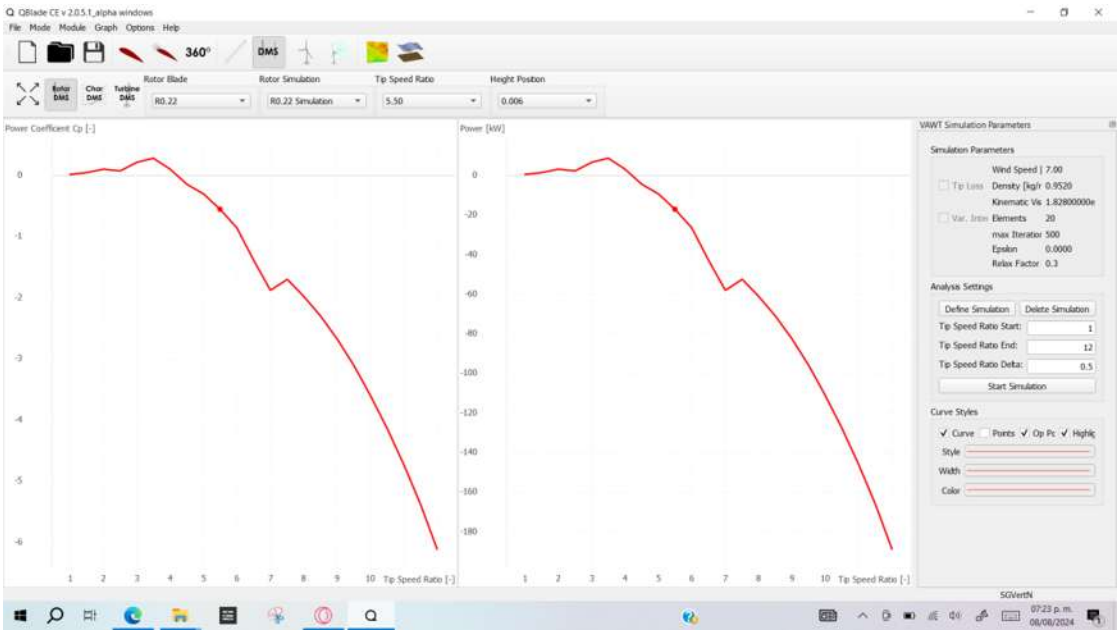


Figura 5.31 Modulo DMS Analysis.

Existe una gran combinación de graficas que se pueden obtener en este apartado, siendo las más importantes las gráficas que incluyan las variables de potencia, empuje, torque, velocidad de rotación, velocidad de punta, entre otras.

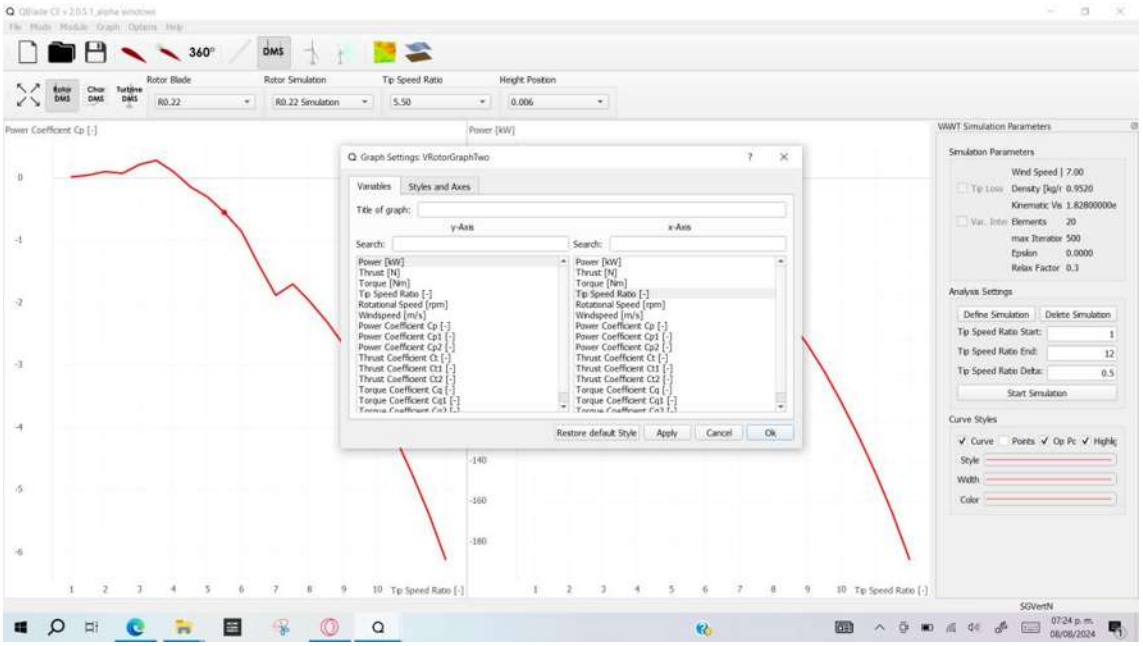


Figura 5.32 Ventana de creación de graficas de resultados.

Como se puede observar en la figura 5.32, es posible generar una gran cantidad de gráficas con combinaciones de variables, estas combinaciones pueden ser; potencia vs empuje, torque vs velocidad de rotación, coeficiente de potencia vs velocidad especifica de punta TSR, entre otras más.

5.7 Experimentación

Una vez manufacturados y obtenidos todos los componentes de la turbina eólica, se procede a su ensamble para realizar las pruebas de laboratorio correspondientes.

Las pruebas se realizaron en el laboratorio de termo fluidos de la Facultad de Ingeniería Mecánica ya que este cuenta con un túnel de viento para experimentación. El túnel de viento es una herramienta que se usa para realizar estudios de los efectos del aire a través de objetos sólidos. El aire es soplado mediante un ventilador, a través de un conducto equipado con rejillas estabilizadoras al comienzo para garantizar que el flujo se comporte de manera laminar, o con obstáculos u otros objetos si se desea que se comporte de forma turbulenta [29]

El túnel de viento cuenta con una sección transversal de 53 cm de ancho por 42 cm de alto. Este cuenta con un controlador para regular la velocidad de salida del túnel, este aumenta/disminuye 0.1 m/s cada giro del regulador, como se observa en la figura 5.34.

Se utilizó una estructura metálica para colocar a la turbina para evitar, lo mayor posible, posible el cabeceo de la turbina y el rendimiento sea el mejor posible (ver figura 5.33).

Figura 5.33 Soporte metálico de turbina.

Figura 5.34 Regulador de velocidad túnel de viento.

Para este trabajo de experimentación se realizaron dos pruebas distintas; de torque de arranque y de velocidad rotacional. Para esto se utilizaron tres instrumentos de medición distintos, un torquímetro digital, un tacómetro digital y un anemómetro digital.

El torque de arranque fue medido con el torquímetro digital de la marca **LUTRON modelo TQ-8800** (ver figura 5.37), sus unidades de medida son N-m. La turbina se monta en el torquímetro mediante un cabezal de forma de taladro, el cual está montado en una base, atornillado a la estructura metálica para evitar el movimiento de la turbina.

Se obtuvo el torque de arranque para velocidades de 3, 4, 5, 6, y 7m/s y para los ángulos azimutal iniciales de 0, 45, 90 y -45°. Así como para la turbina sin discos y con discos de inducción. Para cada velocidad y ángulo se realizaron la cantidad de mediciones necesarias hasta observar que la variación entre medición fuera mínima, como se observa en la figura 5.35.

Figura 5.35 Turbina montada para prueba de torque de arranque.

Para controlar la velocidad del viento se utilizó el anemómetro digital de la marca **MASTECH modelo MS6252B** (ver figura 5.36), cuyas unidades son m/s. Este instrumento también realiza mediciones de humedad y temperatura del ambiente, valores muy importantes para el desempeño de la turbina.

Figura 5.36 Anemómetro digital AMSTECH.

Figura 5.37 Torquímetro digital LUTRON.

Para la prueba de velocidad de rotación se utilizó un tacómetro digital de la marca **UNI-T modelo UT-370** (ver figura 5.38), cuyas unidades de medición son las rpm. Este instrumento se conectó mediante USB a la computadora para poder registrar las mediciones en tiempo real y a su vez realizar las gráficas correspondientes. Para que pudiera conectarse a la computadora de manera correcta y que mostrara las mediciones, se requiere de un equipo con Windows 7 o inferior.

Figura 5.38 Tacómetro digital UNI-T UT-370.

Este instrumento trabaja con un láser que, para realizar las mediciones de rpm, necesita ser reflejado en la superficie del objeto a ser medido por lo que es necesario colocar una pequeña tira de papel aluminio en uno de los álabes de la turbina.

Se utilizó un tri-pie para mantener en una sola posición y altura al tacómetro. La distancia que debe de tener el tacómetro al punto de medición debe de ser entre 50mm a 100mm ya que, si se posiciona más lejos, el reflejo del láser puede no ser el óptimo y las mediciones se alteren. Así mismo, el láser debe de estar enfocado hacia una superficie lisa y obscura, es por esto que se posicionó el tacómetro de frente al túnel de viento ya que el interior de este está siempre obscuro, como se observa en la figura 5.39.

Figura 5.39 Prueba de velocidad de rotación en turbina con discos inductores.

Para esta prueba, también se utilizaron las velocidades de viento de 3, 4, 5, 6 y 7 m/s y los ángulos azimutales 0, 45, 90 y -45°y se realizó la prueba para la turbina con y sin discos de inducción (ver figura 5.40).

Figura 5.40 Medición de rpm durante prueba de velocidad de rotación.

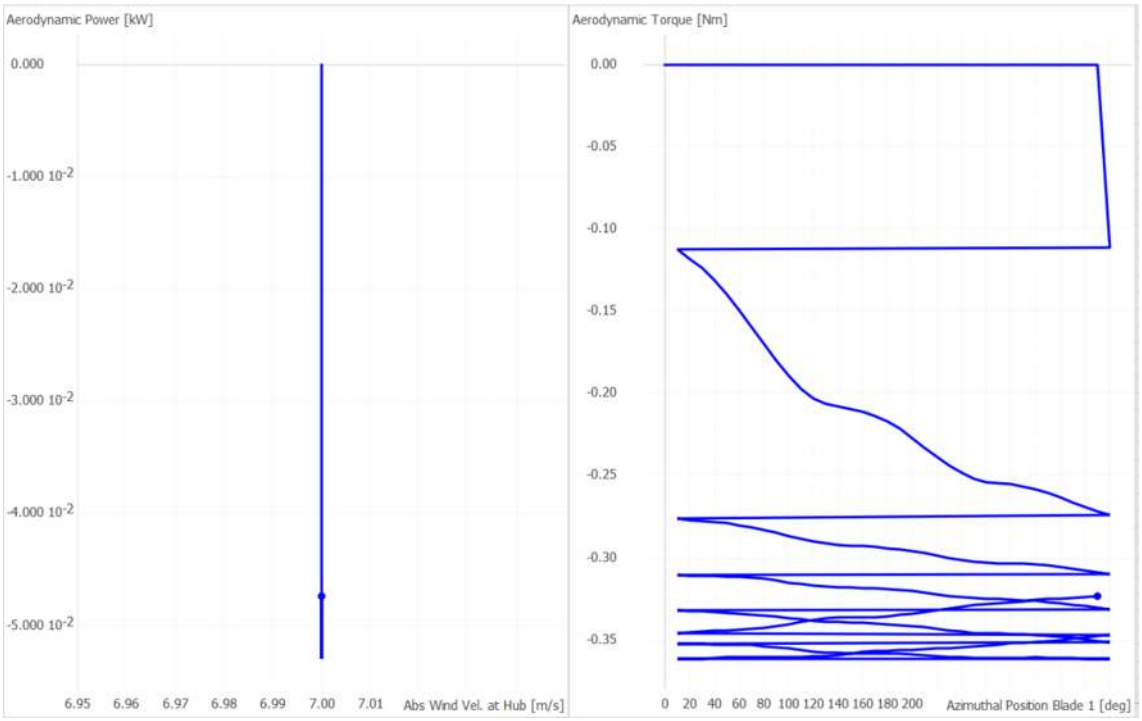
Capítulo 6. Resultados

6.1 Resultados simulación

La simulación se realizó únicamente para la turbina sin discos de inducción, ya que, por el momento, el software no permite agregar otros elementos en las turbinas.

La elección de este software se debió a que es un programa dedicado exclusivamente para el diseño de turbinas eólicas, ya sea de eje horizontal o vertical. Para nuestro caso, utiliza el método de diseño de **DMS (Double Multiple Streamtube)** por lo que nos ayuda a dar velocidad en la simulación y a reducir pasos en el diseño y lo único que le corresponde al usuario es ingresar valores y el perfil aerodinámico necesario.

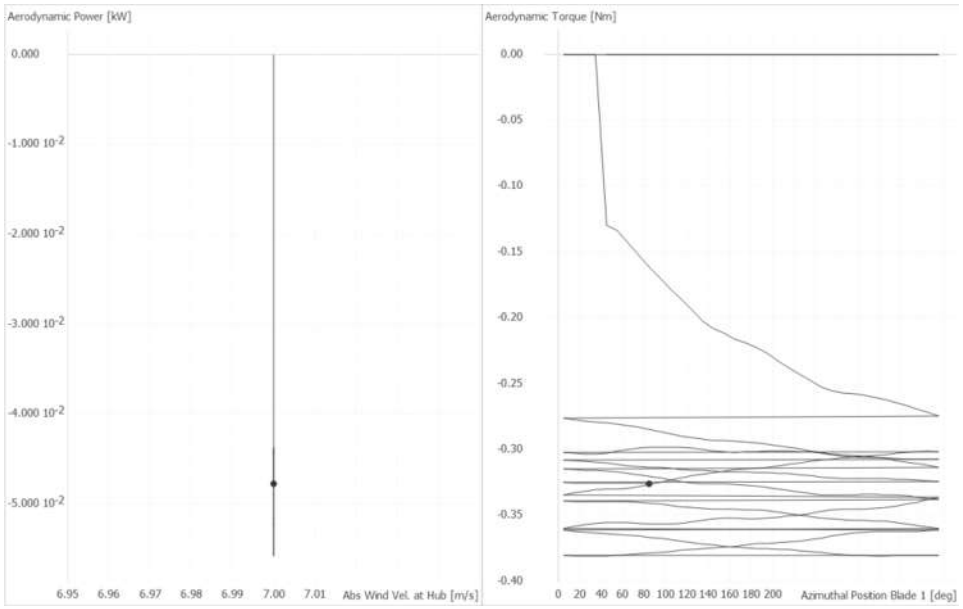
Como primer paso se presentan los resultados con los valores obtenidos a partir del diseño analítico de la turbina. Se ingresan los valores de rpm calculados igual a 1400, velocidad del viento de 7m/s, velocidad de punta de 5.47 y además se tomaron los mismos ángulos azimutales de inicio de 0, 45, 90 y -45°.



a) b)

Gráfica 6.1 Potencia vs Velocidad de viento y grafica de torque vs ángulo azimutal para ángulo azimutal de 0°.

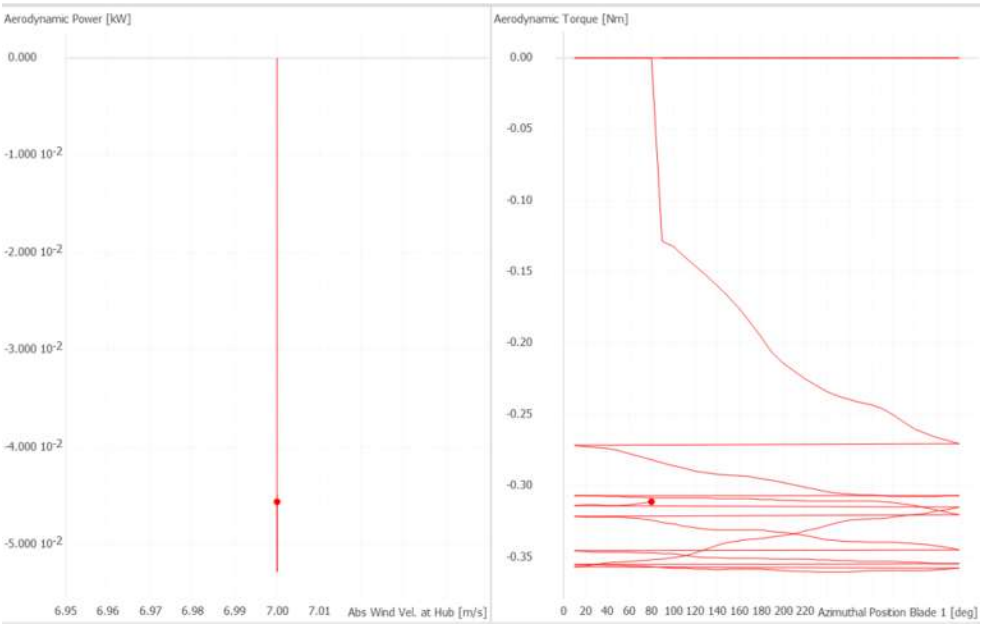
La gráfica 6.1 muestra el comportamiento de la turbina de eje vertical a 7 m/s y una velocidad de punta de 5.47, el ángulo azimutal de arranque es de 0°. Durante la prueba, es posible observar que, para la potencia, alcanza un valor máximo de aproximadamente 52W y logra estabilizarse en un valor aproximado de 48W (ver gráfica 6.1.a). Por otro lado, en la gráfica de torque, es posible observar el aumento significativo al inicio de la prueba para después estabilizarse en el rango de 0.3-0.35 Nm (ver gráfica 6.1.b).



a) b)

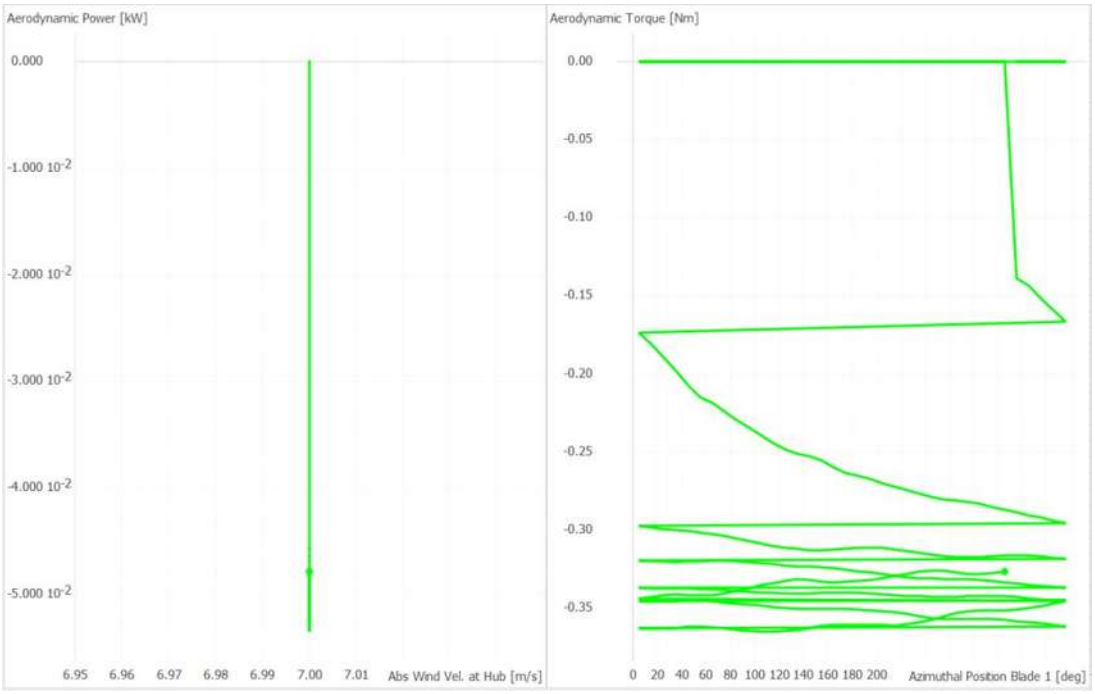
Gráfica 6.2 Potencia vs Velocidad de viento y grafica de torque vs ángulo azimutal para ángulo azimutal de 45°.

En la gráfica 6.2, es posible observar que el comportamiento de la turbina en la potencia generada es la misma que en la simulación anterior (ver gráfica 6.2.a). El único cambio en los parámetros de la simulación es el ángulo azimutal inicial, en este caso es de 45°. En la gráfica de torque, el único cambio que hay es que el aumento del valor del torque comenzó en el ángulo de 45°, el comportamiento fue el mismo, estabilizándose entre los valores de 0.30-0.35 Nm (ver gráfica 6.2.b).



a) b)

Gráfica 6.3 Potencia vs Velocidad de viento y grafica de torque vs ángulo azimutal para ángulo azimutal de 90°.



a) b)

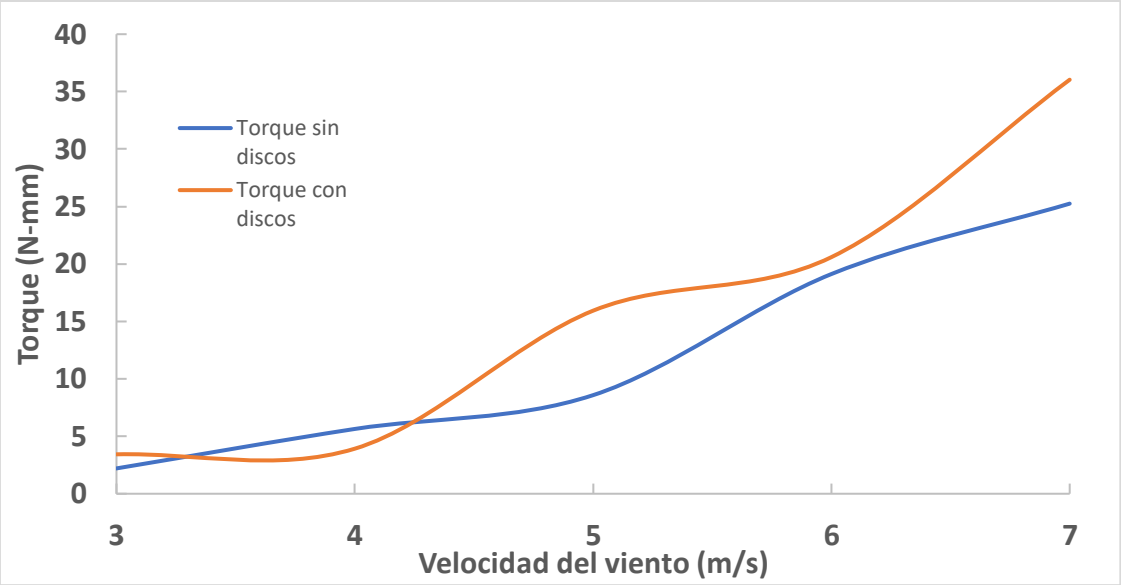
Gráfica 6.4 Gráfica de Potencia vs Velocidad de viento y grafica de torque vs ángulo azimutal para ángulo azimutal de -45°.

Como se puede observar en las gráficas 6.3 y 6.4, lo único que se altera en esta variación de ángulos azimutales iniciales es el despegue del valor del torque, el cual está relacionado con la posición inicial que tenga la turbina y los valores de potencia y de torque se mantienen en rangos de 52-48W y 0.3-0.35 Nm respectivamente como se puede ver en las gráficas 6.3 a) y b) y 6.4 a) y b).

6.2 Resultados experimentación

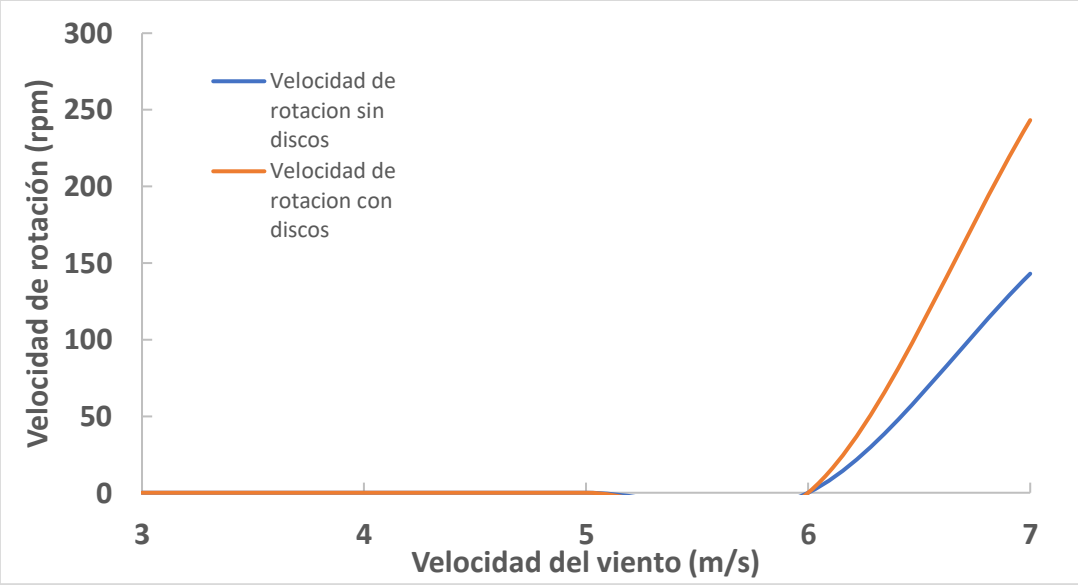
Las pruebas de torque de arranque y de velocidad de rotación se realizaron tomando en cuenta cuatro ángulos azimutales distintos para el arranque de la turbina, los cuales fueron 0º, 45º, 90º y -45º. Y tomando velocidades de viento de 3, 4, 5, 6, 7 $\frac{m}{s}$ para cada posición.

En la gráfica 6.5 se puede observar el torque de arranque para el ángulo azimutal 0º, donde se muestra una comparativa entre la turbina sin discos de inducción y con discos de inducción. Para velocidades bajas menores de 5 $\frac{m}{s}$ no existe una diferencia notable en el torque de arranque. A partir de 5 $\frac{m}{s}$ se puede observar una mejora considerable con el uso de discos inductores, siendo más notable para las velocidades de viento de 5 $\frac{m}{s}$ y 7 $\frac{m}{s}$, alcanzando valores de 20 N-mm y 35 N-mm respectivamente.



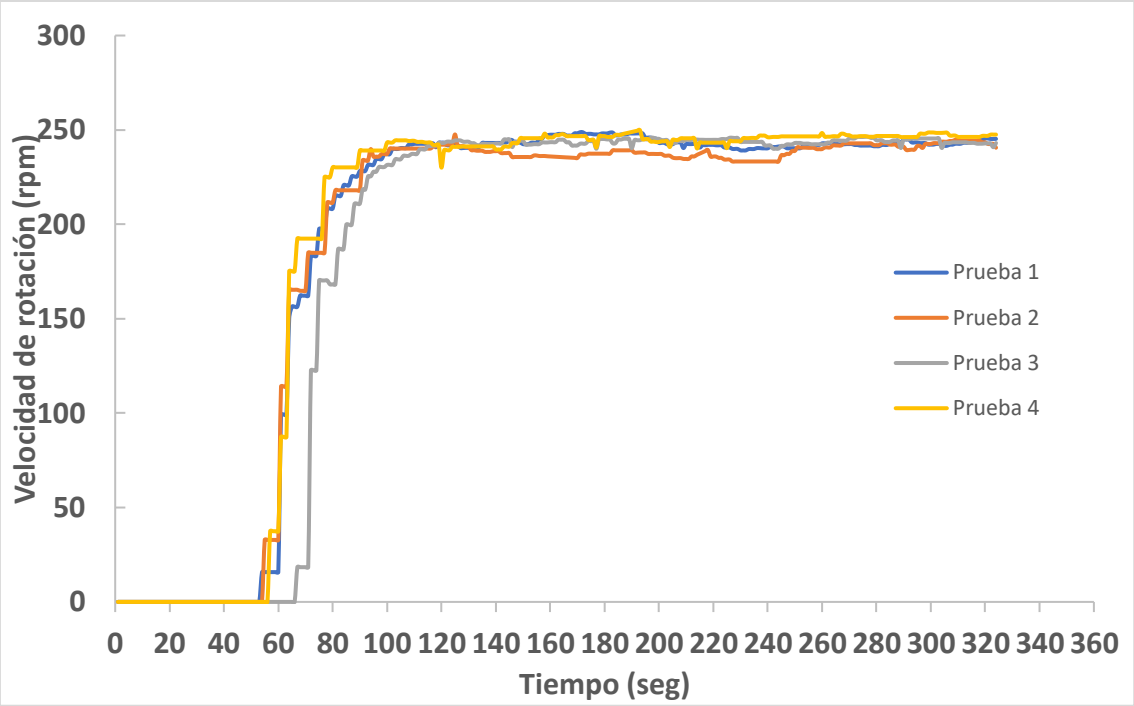
Gráfica 6.5 Torque de arranque de turbina con ángulo azimutal 0º.

En la gráfica 6.6, se muestra la velocidad de rotación más constante de la turbina para el mismo ángulo azimutal, en la que, igual, se puede apreciar una mejora en la velocidad de rotación de la turbina con los discos de inducción. Por otro lado, se puede observar que, para este ángulo, la turbina comenzó a rotar hasta una velocidad de viento de 7 $\frac{m}{s}$.

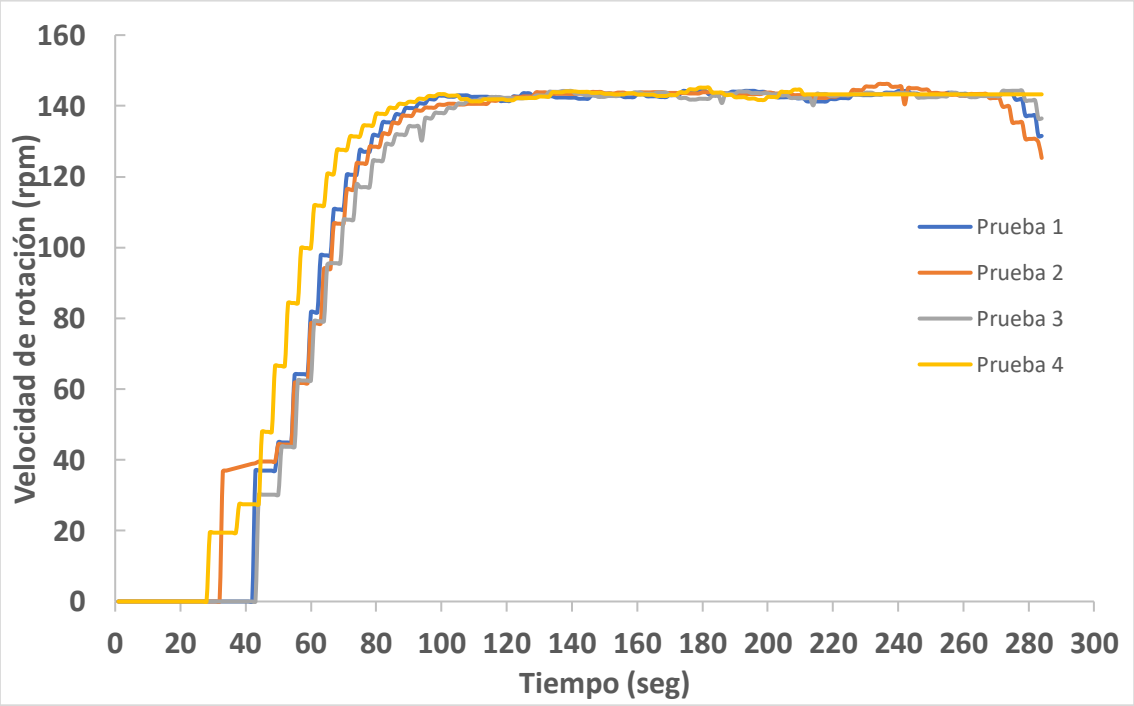


Gráfica 6.6 Velocidad de rotación de turbina con ángulo azimutal 0º.

En los gráficos 6.7 y 6.8 se puede observar más a detalle el comportamiento de la turbina para el mismo ángulo azimutal de 0° y velocidad de viento de 7m/s. Estas pruebas duraron 4-5 minutos aproximadamente o hasta que el instrumento de medición (tacómetro) tuviera una variación mínima en la medición. En la gráfica 6.7 con los discos inductores, se observa que la velocidad de rotación más repetida fue de 240 rpm. Mientras que en la gráfica 6.8 se observa que la velocidad de rotación más repetida fue 140 rpm.



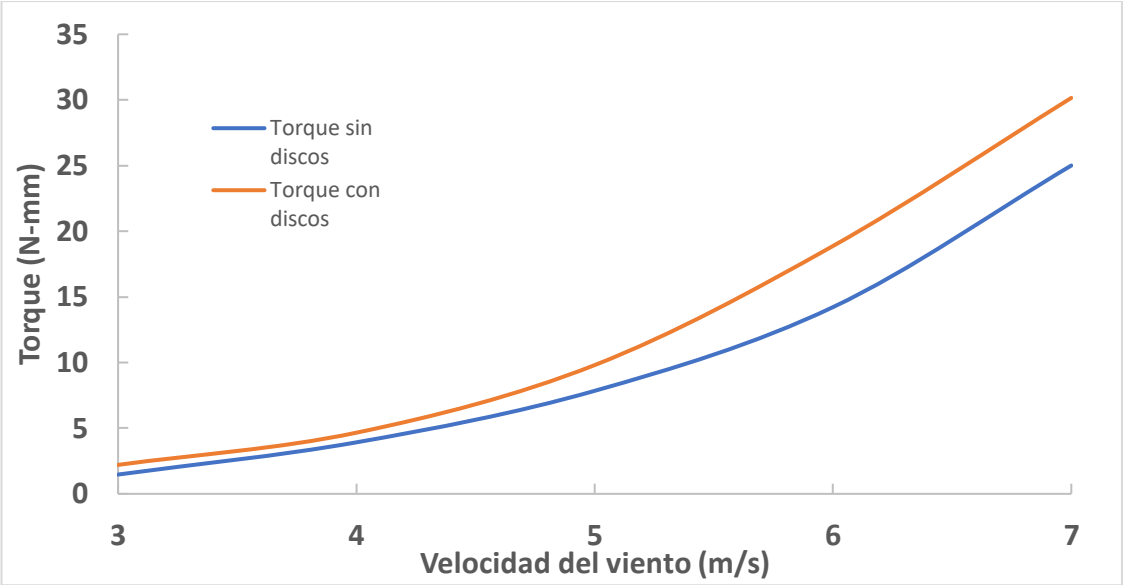
Gráfica 6.7 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal 0º a 7 m/s.



Gráfica 6.8 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 0º a 7 m/s.

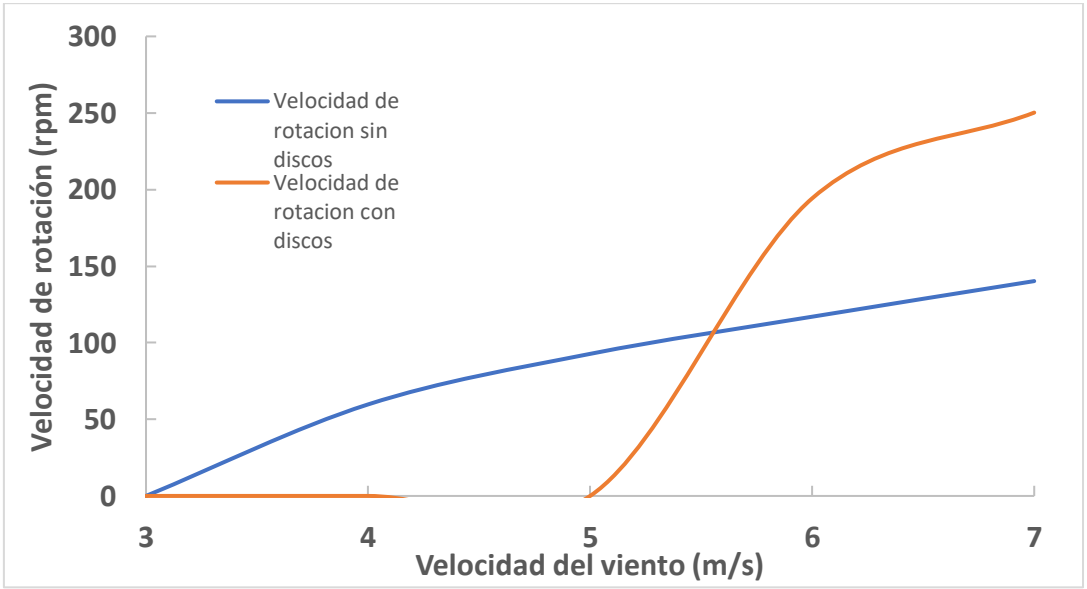
Para el ángulo azimutal de 45º, se puede observar en la gráfica 6.9 que el torque de arranque mejora en la turbina con los discos de inducción, siendo más significativa a una velocidad de viento de 7 $\frac{m}{s}$, alcanzando un torque máximo de 30 N-mm, mientras que sin

los discos de inducción se alcanzó un torque máximo de 26 N-mm. Por otro lado, a velocidades de viento bajas, la mejora es mínima entre el uso de los discos de inducción y la turbina sin ellos.



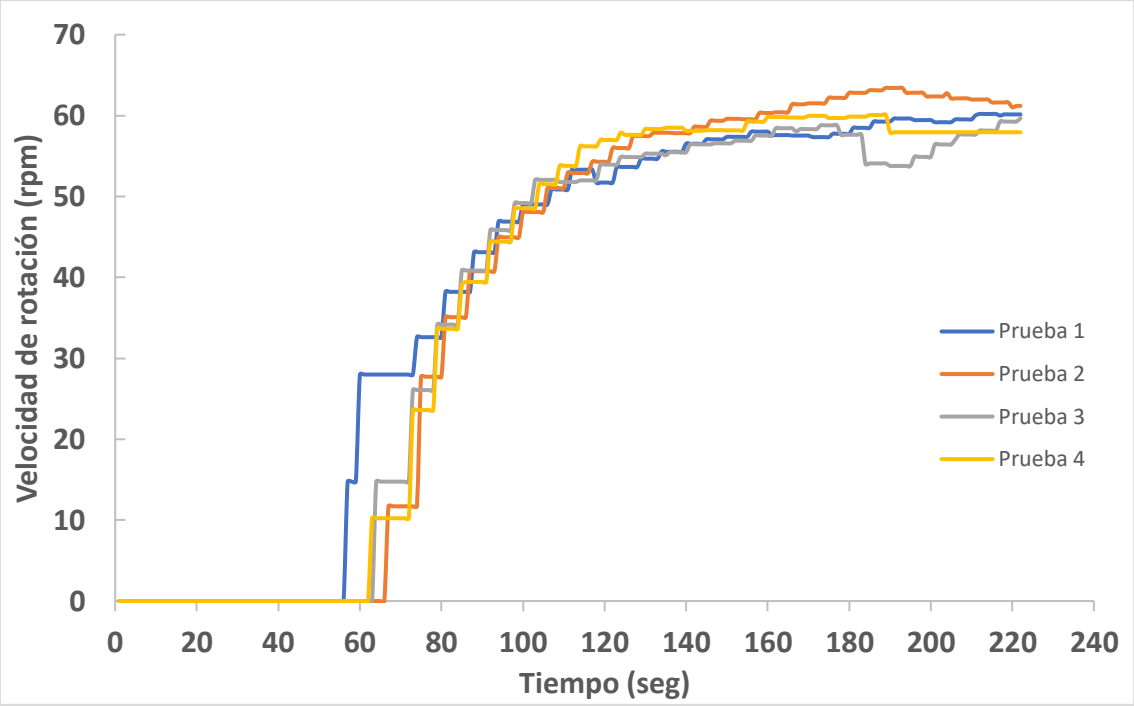
Gráfica 6.9 Torque de arranque de turbina con ángulo azimutal 45º.

La velocidad de rotación tuvo un comportamiento distinto a comparación de la posición 0º. En la gráfica 6.10 se muestra que la turbina con discos de inducción comienza a girar con velocidades de viento de 6 $\frac{m}{s}$ y 7 $\frac{m}{s}$, alcanzando velocidades de hasta 200 y 250 rpm respectivamente. Por otro lado, la turbina sin discos de inducción comenzó a girar a partir de los 4 $\frac{m}{s}$ de velocidad de viento, registrando la mayor velocidad de rotación de 150 rpm a los 7 $\frac{m}{s}$ de velocidad de viento.

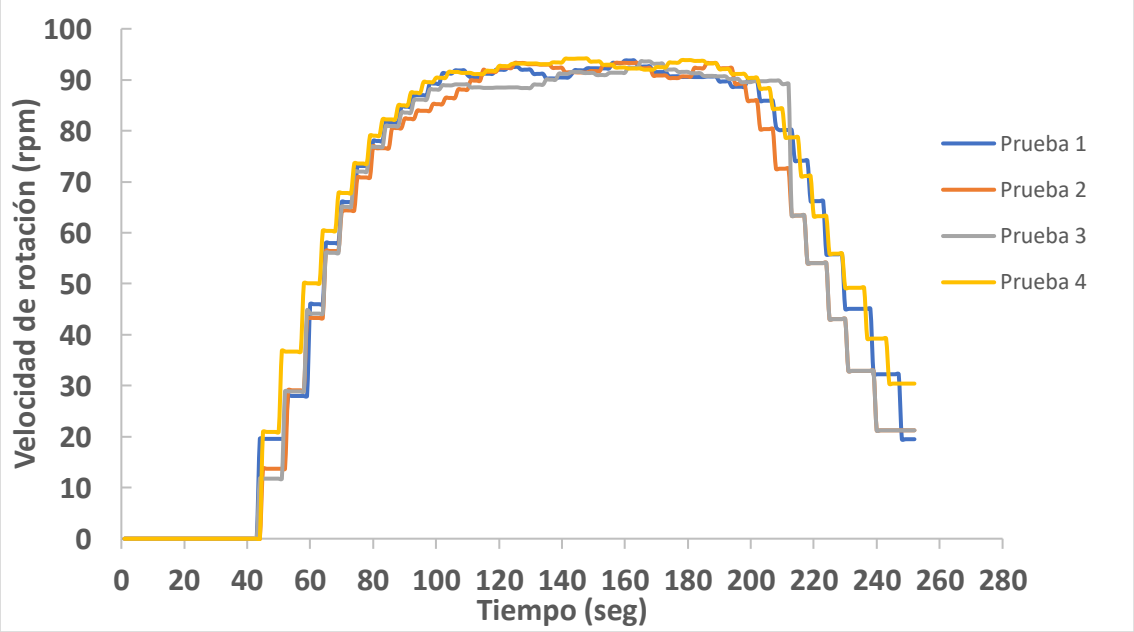


Gráfica 6.10 Velocidad de rotación de turbina con ángulo azimutal 45º.

En las gráficas 6.11 y 6.12 se observa el comportamiento de la turbina más a detalle para cada velocidad de viento. En las gráficas 6.11 y 6.12 se muestra el comportamiento de la turbina sin discos a 4 $\frac{m}{s}$ y 5 $\frac{m}{s}$, en la gráfica 6.11 la velocidad de rotación más repetida fue 60 rpm aproximadamente y en la gráfica 6.12 la velocidad fue de 90 rpm.

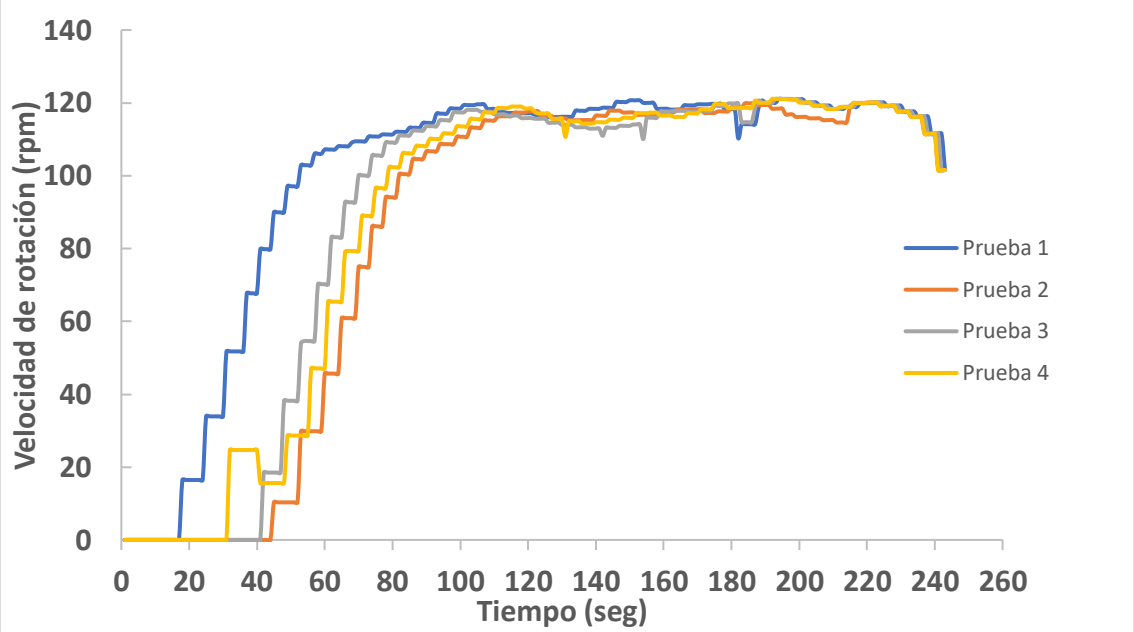


Gráfica 6.11 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 45º a 4 m/s.

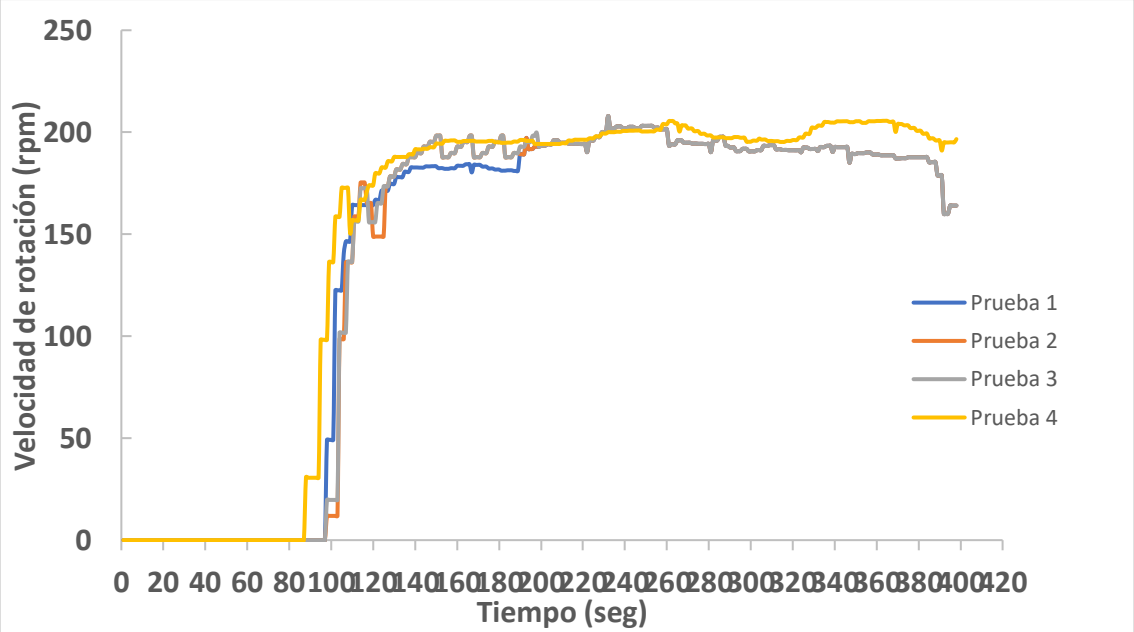


Gráfica 6.12 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 45º a 5 m/s.

En las gráficas 6.13 y 6.14 se observa la velocidad de rotación de la turbina con una velocidad de viento de 6 $\frac{m}{s}$, en la primera sin discos de inducción y en la segunda con los discos implementados. Para la turbina sin los discos, la medición de la velocidad más repetida fue de 118 rpm. Mientras que, para la turbina con discos, la velocidad más repetida fue 190 rpm.



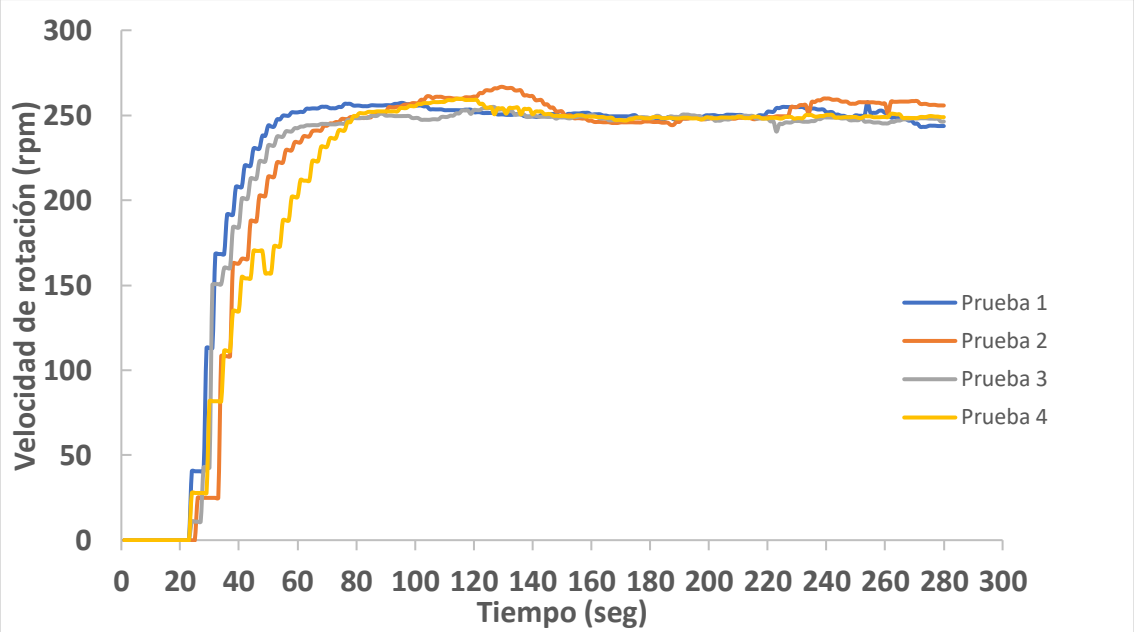
Gráfica 6.13 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 45º a 6 m/s.



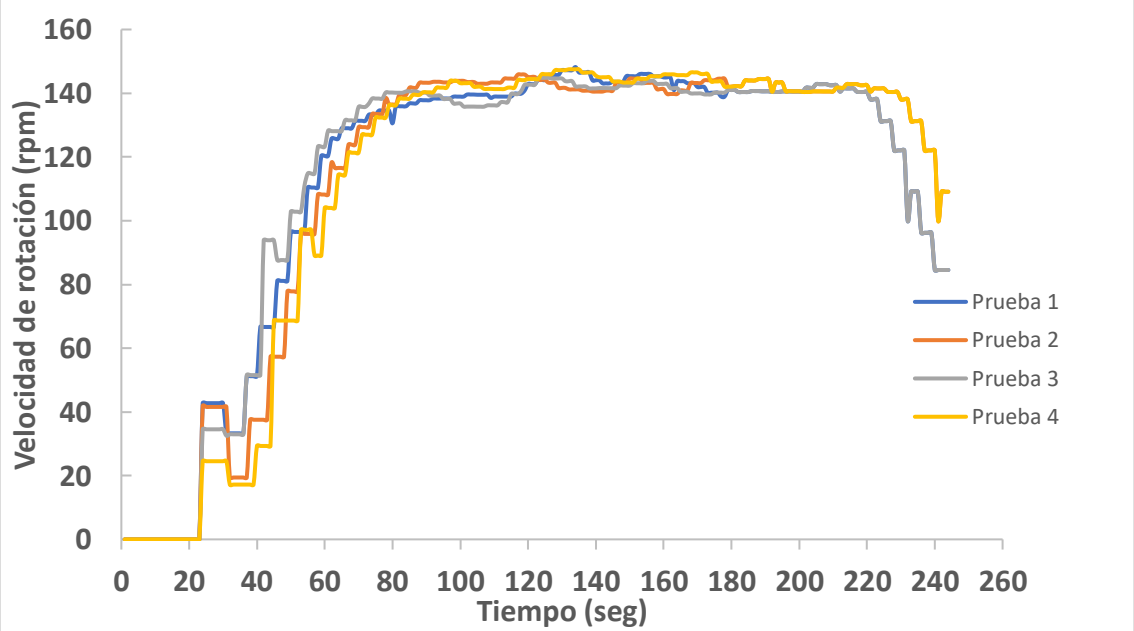
Gráfica 6.14 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal 45º a 6 m/s.

Por último, para este ángulo azimutal, las gráficas 6.15 y 6.16 representan la velocidad de rotación de la turbina con discos y sin discos inductores, respectivamente. En la gráfica 6.15, la turbina alcanzó una velocidad de rotación de 250 rpm. Mientras que en la gráfica 6.16, la turbina alcanzó una velocidad de 140 rpm.

Al igual que en los gráficos anteriores, las pruebas tuvieron una duración de 4-5 minutos aproximadamente.

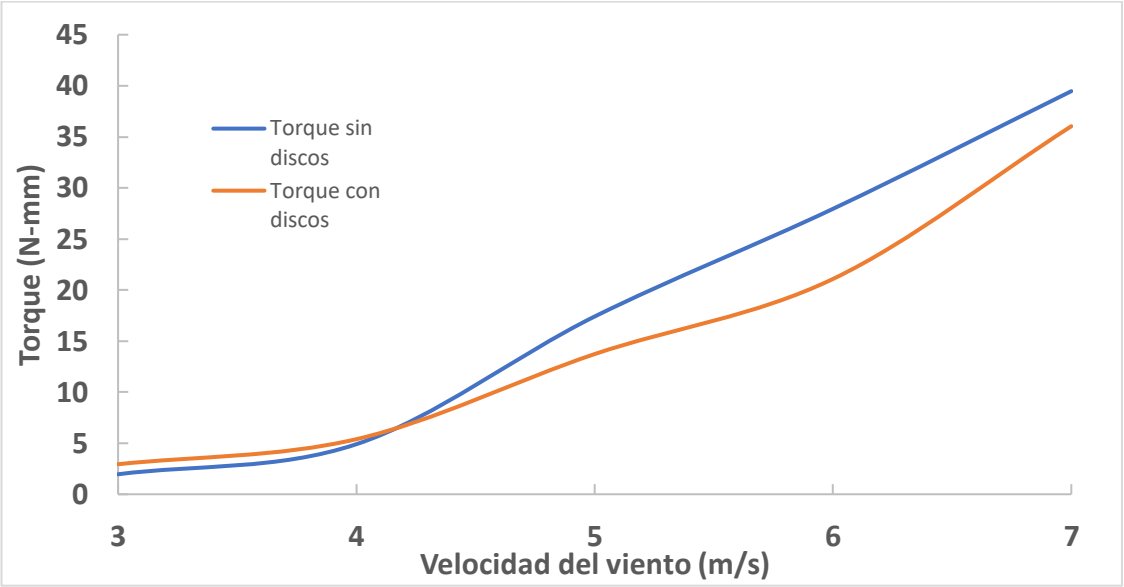


Gráfica 6.15 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal 45º a 7 m/s.



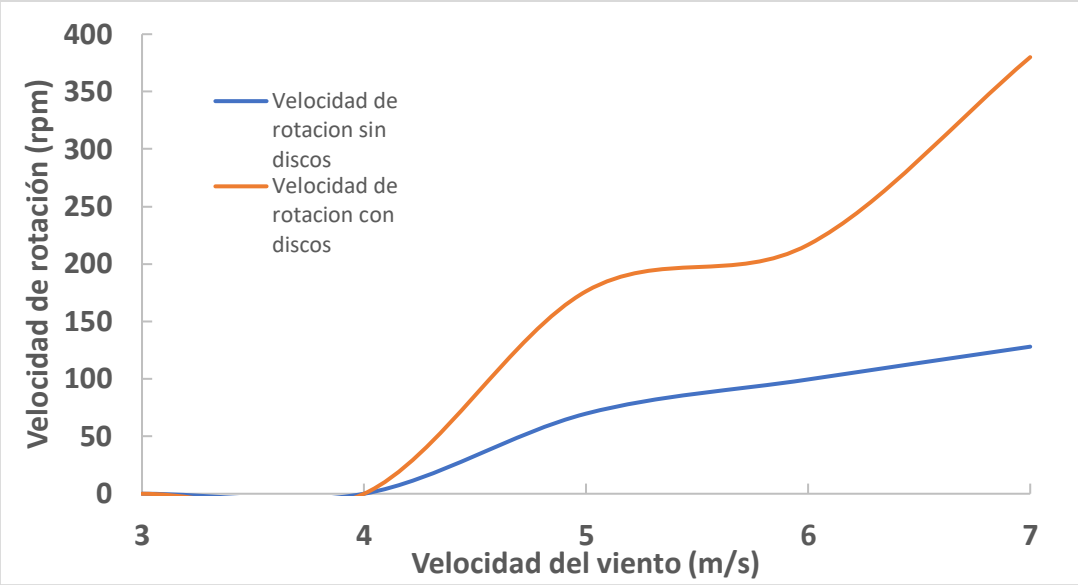
Gráfica 6.16 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 45º a 7 m/s.

El comportamiento de la turbina para el ángulo azimutal de 90º fue distinto a comparación de las dos posiciones anteriores. Como se puede observar en la gráfica 6.17, el torque de arranque tanto para la turbina sin discos como con ellos, fue prácticamente igual en todas las velocidades de viento, incluso, se presentaron mejores resultados en las pruebas de la turbina sin los discos, donde se presentó un torque máximo de 40 N-mm, mientras que, para la turbina con los discos de inducción, el mayor torque fue de 35 N-mm.



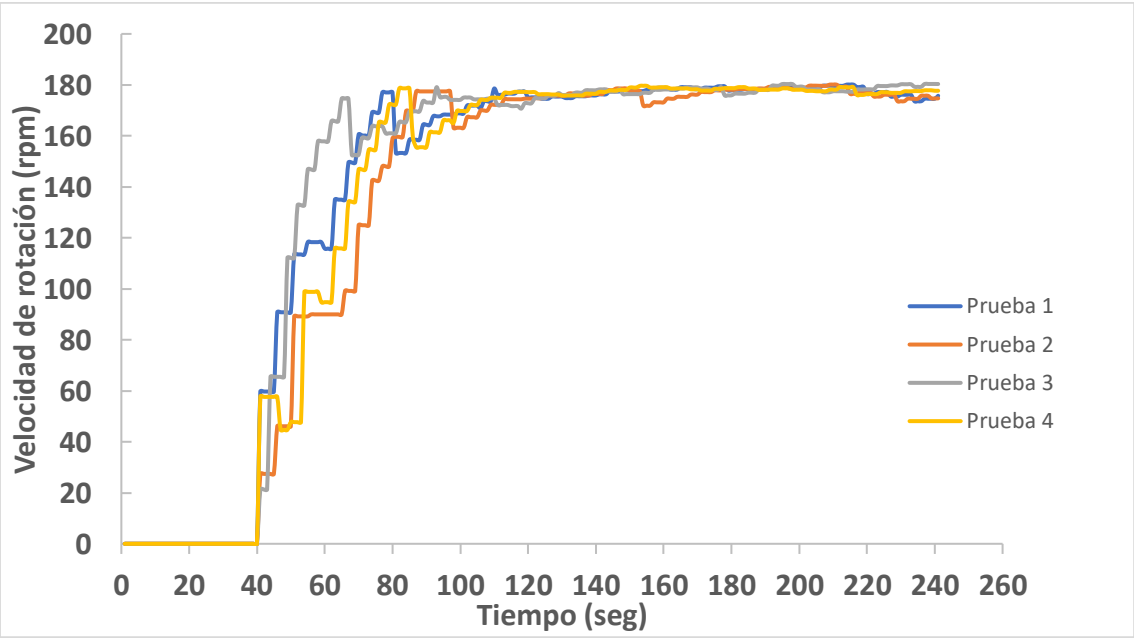
Gráfica 6.17 Torque de arranque de turbina con ángulo azimutal de 90º.

Por otro lado, en la gráfica 6.18, se observa con claridad que el comportamiento de la turbina con los discos inductores es superior comparado con la turbina sin ellos, principalmente a la velocidad de viento de 7 $\frac{m}{s}$, donde la velocidad de rotación de la turbina con discos alcanzo un valor de 390 rpm, mientras que la turbina sin discos inductores alcanzo un valor de 129 rpm. Para este ángulo azimuthal, ambas turbinas comenzaron a rotar a la velocidad de 5 $\frac{m}{s}$.

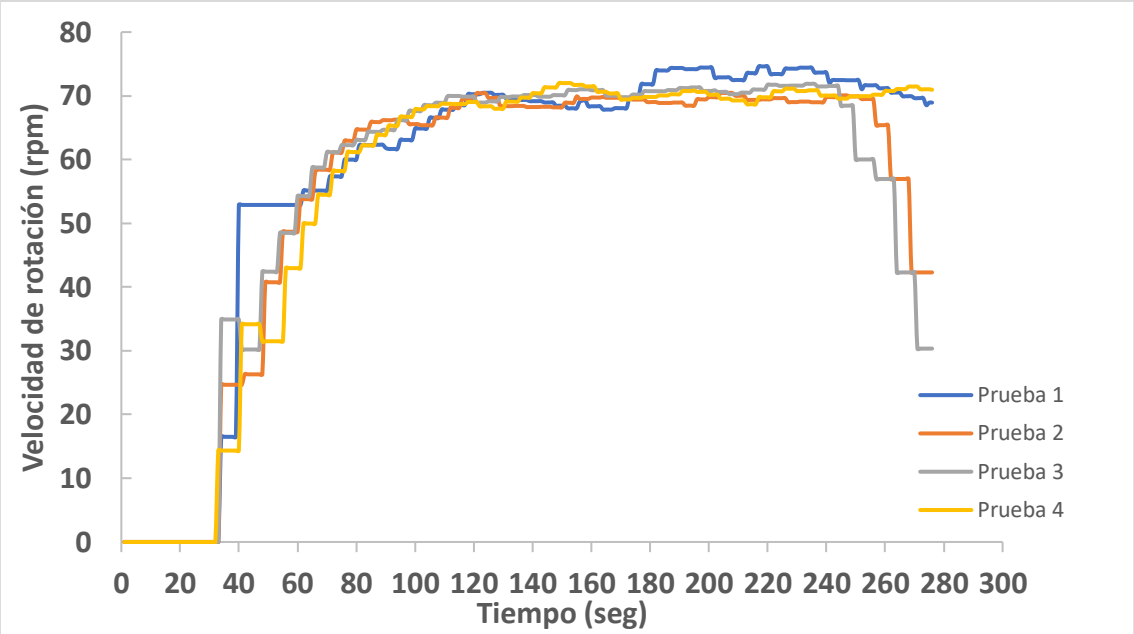


Gráfica 6.18 Velocidad de rotación de turbina con ángulo azimutal 90º.

En las gráficas 6.19 y 6.20 se observa más a detalle el comportamiento de la turbina con discos y sin discos inductores, a la velocidad de viento de 5 $\frac{m}{s}$, respectivamente. En la gráfica 6.19 se muestra que la turbina con discos inductores, la velocidad que más se mantuvo constante fue 175 rpm. Mientras que en la gráfica 6.20, se muestra que la velocidad más constante fue 70 rpm.

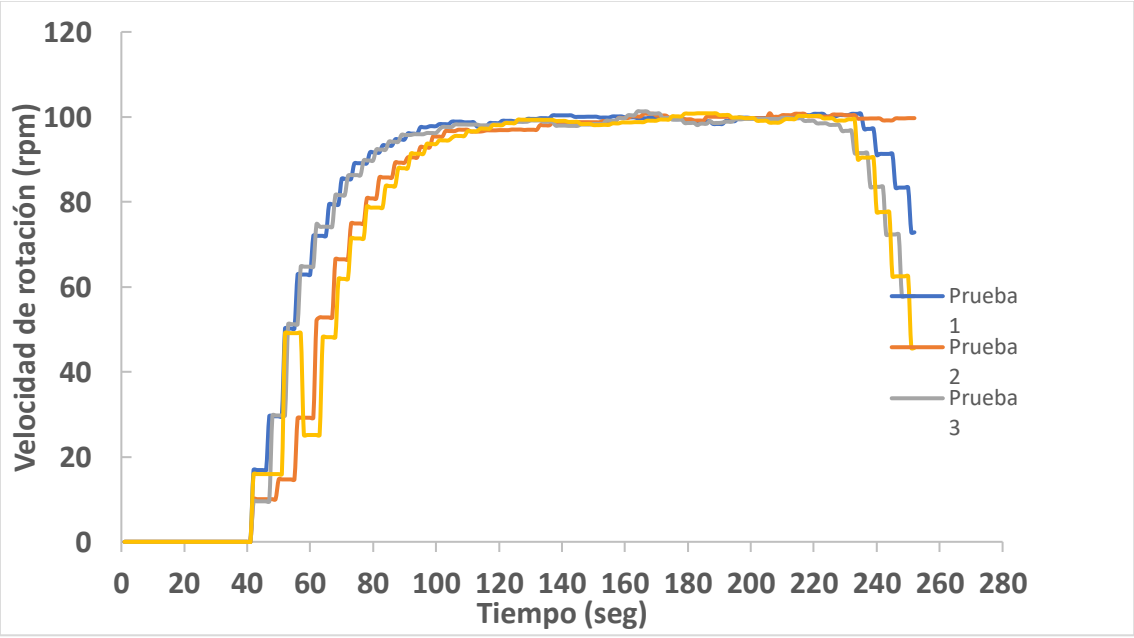


Gráfica 6.19 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal 90º a 5 m/s.

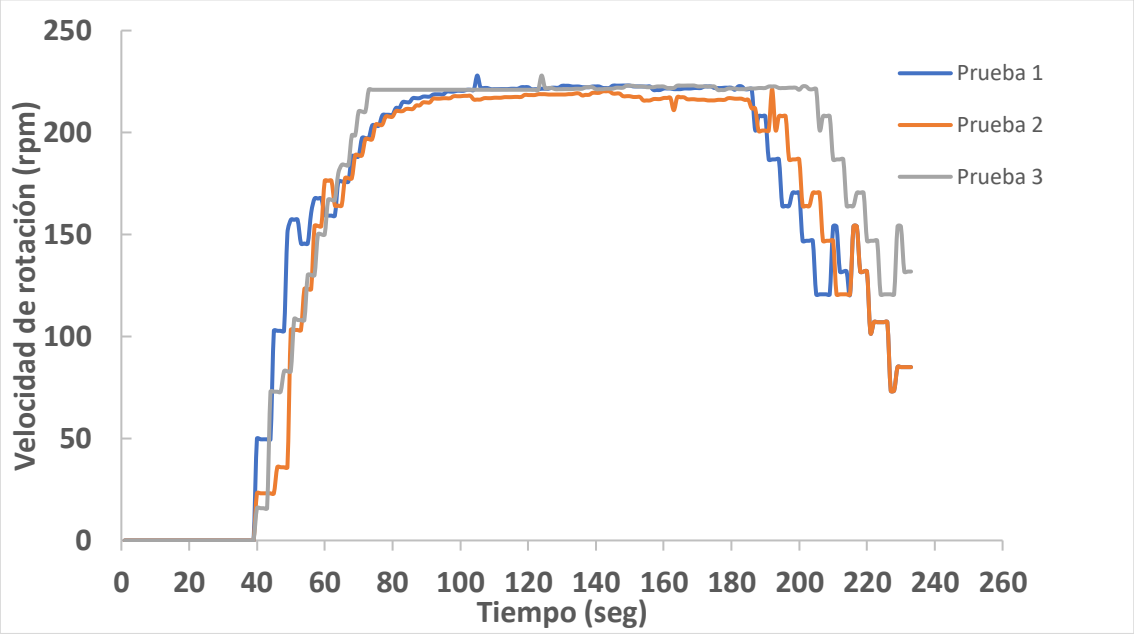


Gráfica 6.20 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 90º a 5 m/s.

El comportamiento de la turbina con velocidad de viento de 6 $\frac{m}{s}$ se muestra en las gráficas 6.21 y 6.22 siguientes. En la gráfica 6.21 se observa que la turbina sin discos inductores logra una velocidad de rotación de 100 rpm, mientras que en la gráfica 6.22, la turbina con discos inductores logra una velocidad de rotación de 220 rpm.

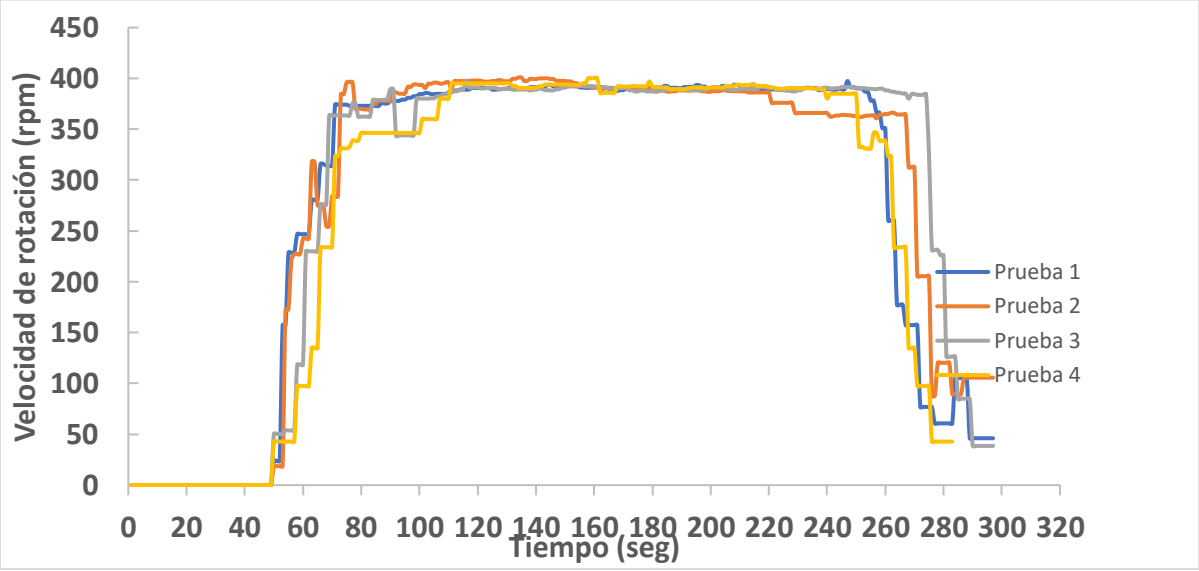


Gráfica 6.21 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 90º a 6 m/s.

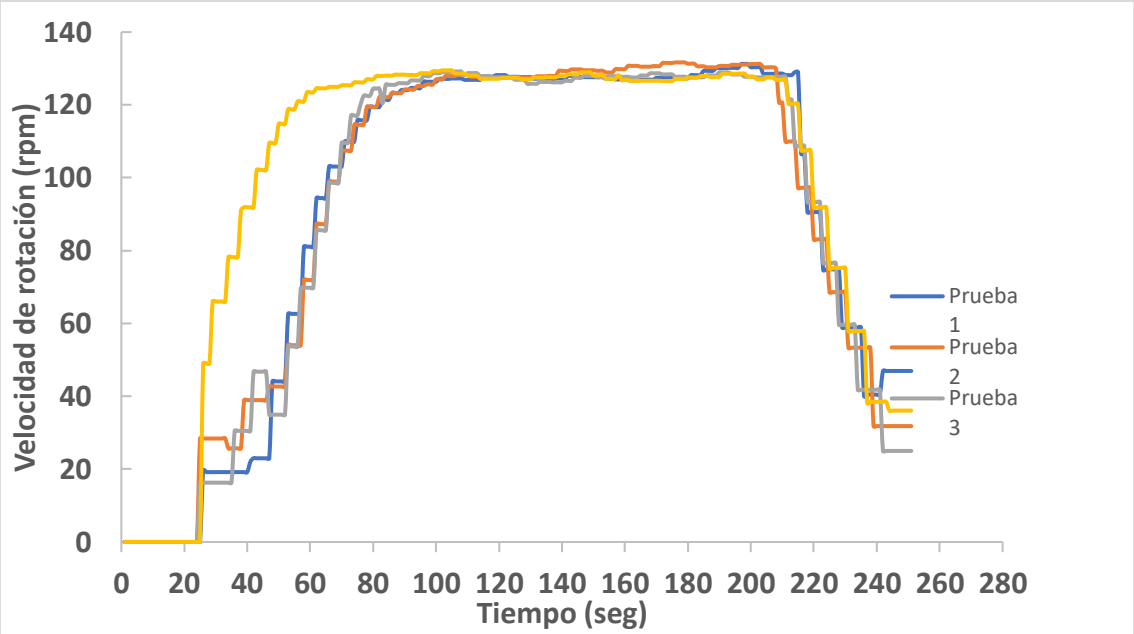


Gráfica 6.22 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal 90º a 6 m/s.

Por último, para este ángulo, se puede observar la gran diferencia entre las velocidades de rotación de la turbina con discos de inducción y sin ellos para una velocidad de viento de 7 $\frac{m}{s}$. En la gráfica 6.23 se observa que la turbina con discos alcanza velocidades cercanas a los 400 rpm. Así mismo, en la gráfica 6.24, se observa que la turbina sin discos logra velocidades de 125 rpm, pero manteniéndose más constante esta velocidad.



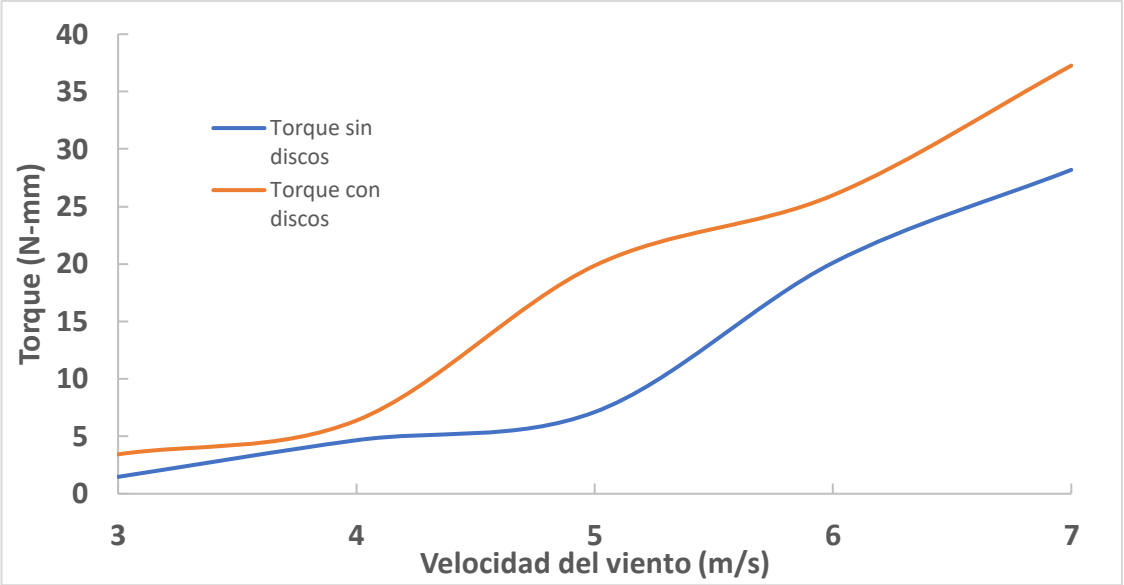
Gráfica 6.23 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal 90º a 7 m/s.



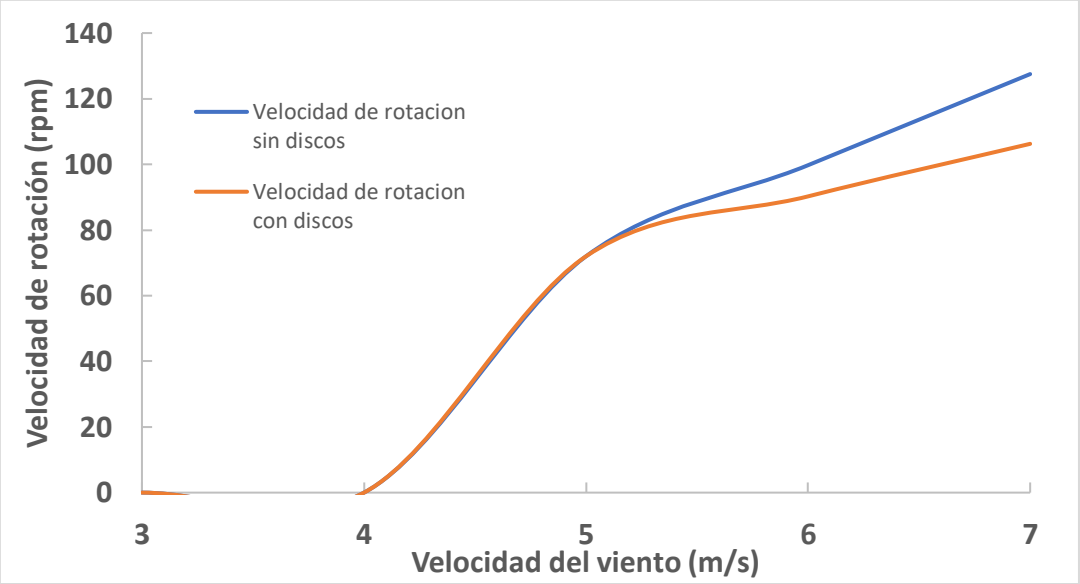
Gráfica 6.24 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal 90º a 7 m/s.

Por último, se realizaron pruebas para la posición de -45º de ángulo azimutal. Para este caso, las gráficas demuestran un comportamiento parecido a la posición anterior. Como se observa en la gráfica 6.25, el torque de arranque obtenido de la turbina con discos inductores fue superior para, prácticamente, todas las velocidades de viento, siendo no tan visible esta superioridad para la velocidad de 4 $\frac{m}{s}$ y registrando el mayor torque de 36 N-mm para la velocidad de viento de 7 $\frac{m}{s}$. A su vez, la turbina sin discos inductores alcanzó el mayor torque de 27 N-mm con la velocidad de 7 $\frac{m}{s}$.

En la gráfica 6.26 se presentan los resultados de velocidad de rotación, es posible observar que la turbina sin discos de inducción obtuvo mejores resultados, consiguiendo valores de 128 rpm, mientras que la turbina con los discos de inducción obtuvo valores de hasta 110 rpm.

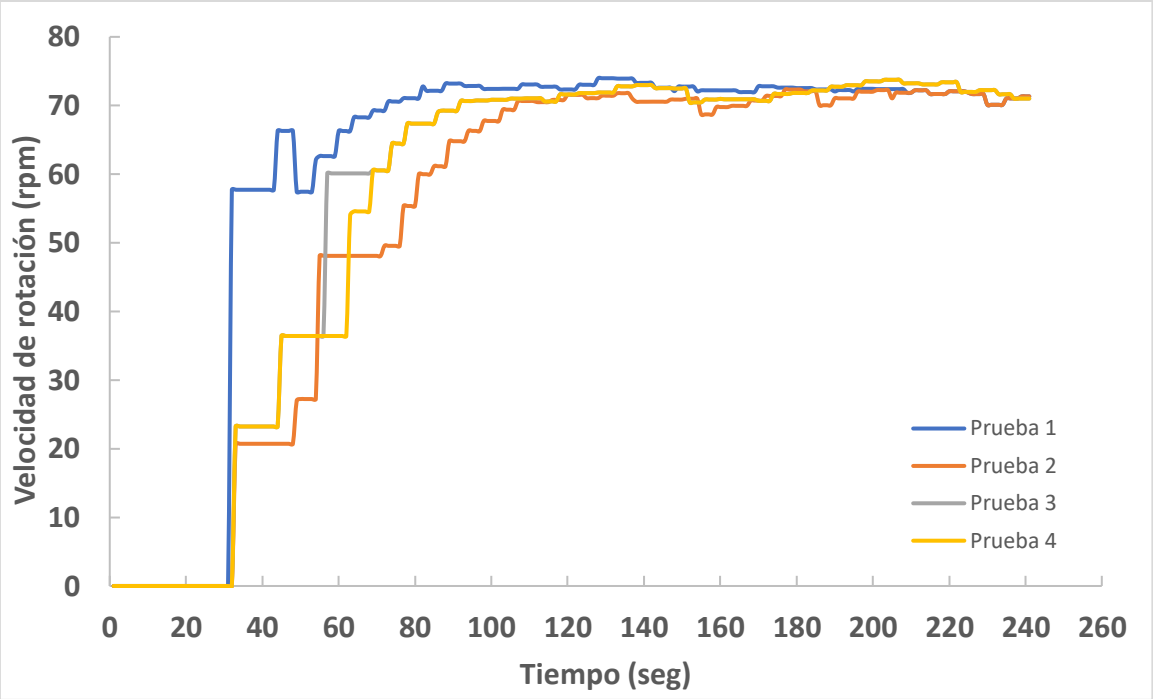


Gráfica 6.25 Torque de arranque de turbina con ángulo azimutal -45º.

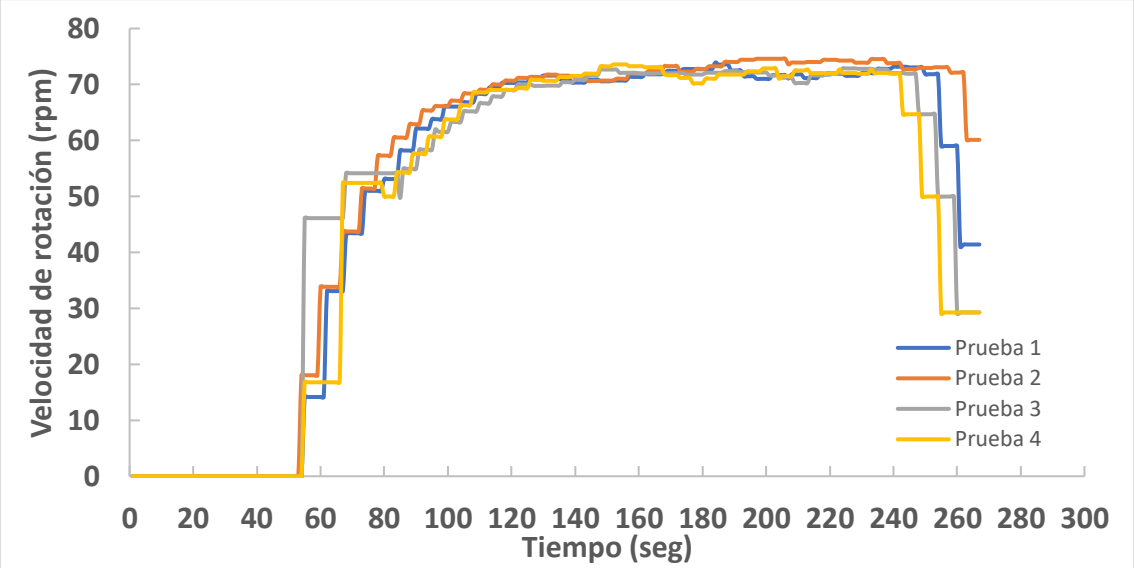


Gráfica 6.26 Velocidad de rotación de turbina con ángulo azimutal -45º.

Como se puede observar en la gráfica 6.26, la turbina comenzó a rotar, para ambos casos, a partir de 5 $\frac{m}{s}$ de velocidad de tiempo. A partir de aquí, las siguiente graficas muestran el comportamiento de la turbina para cada velocidad y con discos o sin discos de inducción instalados. En las gráficas 6.27 y 6.28 se presentan los datos obtenidos de velocidad de rotación a 5 $\frac{m}{s}$, para la turbina con discos y sin discos, respectivamente. Para la turbina con discos de inducción, se registró una velocidad constante de 70 rpm. Así mismo, la turbina sin discos de inducción registro la misma velocidad.

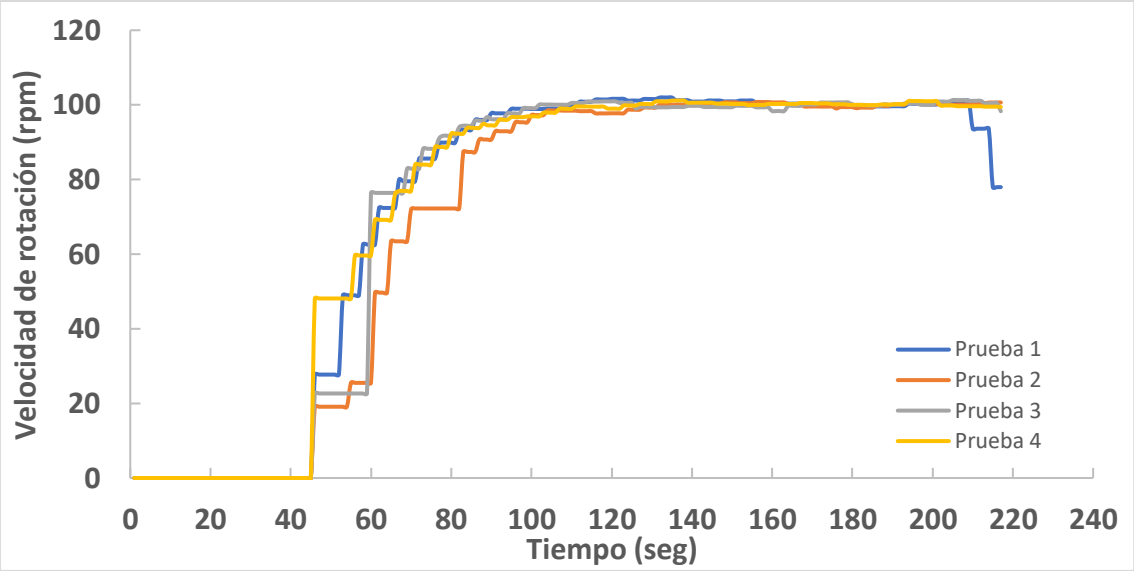


Gráfica 6.27 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal -45º a 5 m/s.

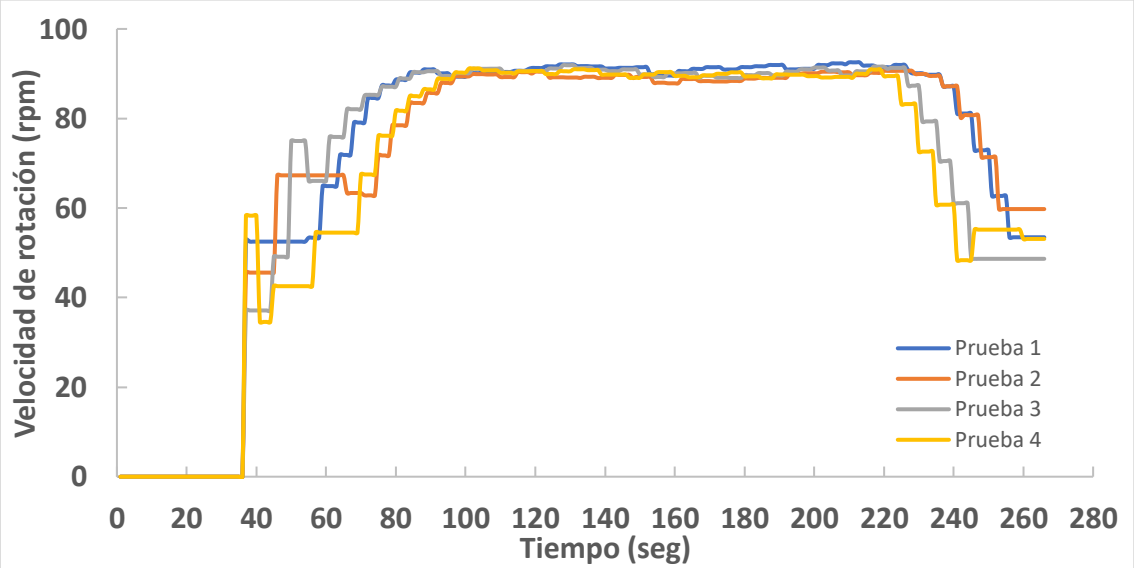


Gráfica 6.28 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal -45º a 5 m/s.

El comportamiento de la turbina para 6 $\frac{m}{s}$ se muestra en las gráficas 6.29 y 6.30, correspondientes a la turbina sin discos y con discos de inducción. En la primera, la turbina logró una velocidad de rotación constante de 100 rpm. Por otro lado, en la gráfica 6.30, se observa que la turbina con discos alcanzó una velocidad constante de 90 rpm.

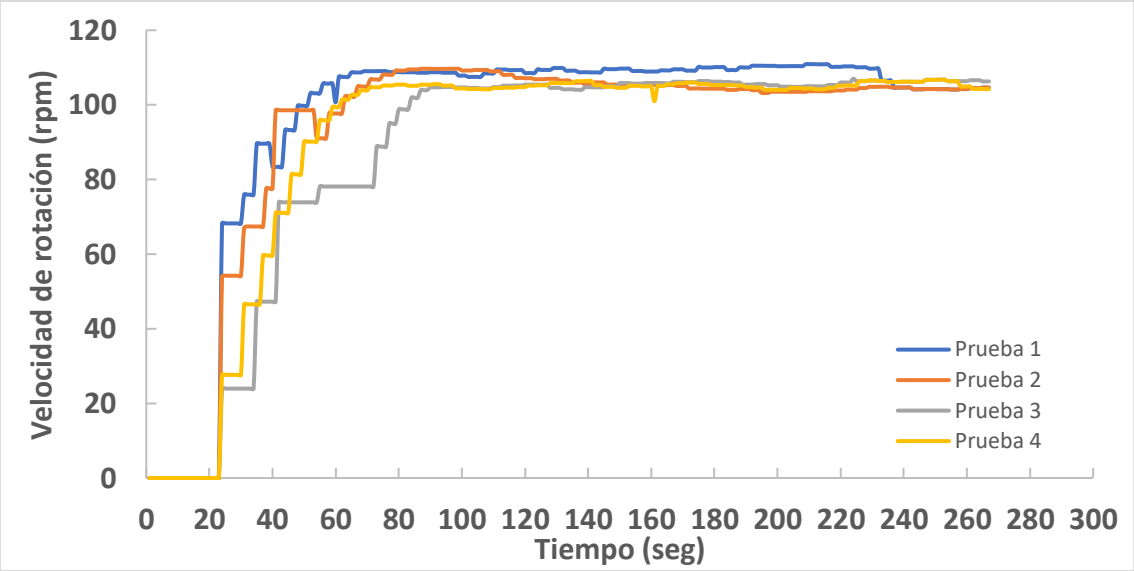


Gráfica 6.29 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal -45º a 6 m/s.

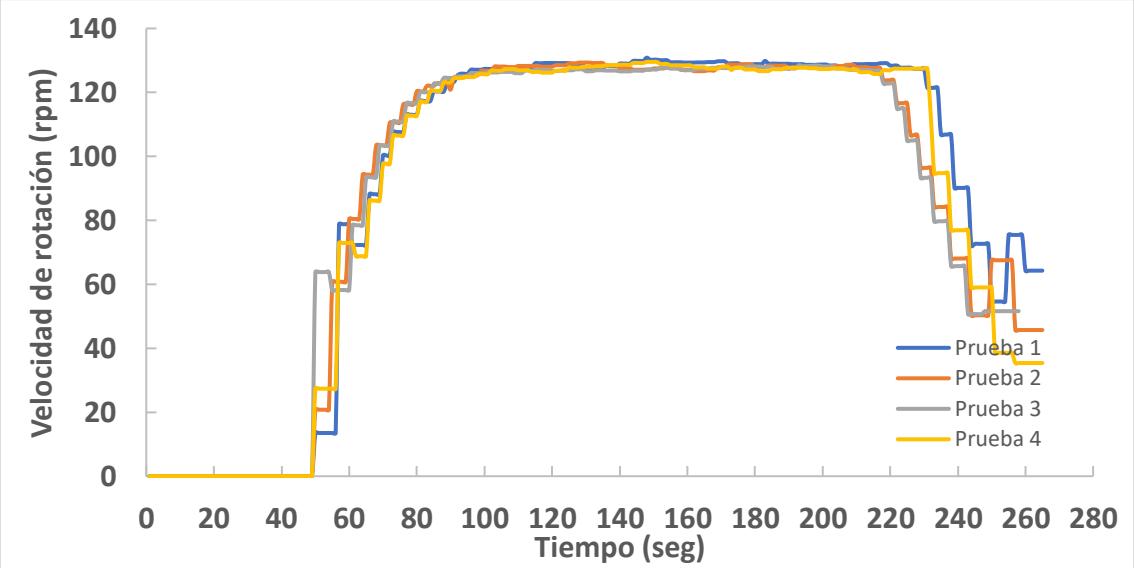


Gráfica 6.30 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal -45º a 6 m/s.

Por último, el desempeño de la turbina a 7 $\frac{m}{s}$ está representado en las gráficas 6.31 y 6.32. En la gráfica 6.31 se muestran los datos obtenidos de la prueba con discos inductores, en esta se observa que la velocidad más constante fue 110 rpm. La prueba sin discos está representada en la gráfica 6.32, en esta prueba, la turbina alcanzo una velocidad constante de 130 rpm.



Gráfica 6.31 Velocidad de rotación de turbina con discos inductores con ángulo azimutal -45º a 7 m/s.



Gráfica 6.32 Velocidad de rotación de turbina sin discos inductores con ángulo azimutal -45º a 7 m/s.

Todas estas pruebas se realizaron a lo largo del día a distintas horas, empezando las pruebas a las 9:00 y concluyendo algunas ocasiones a las 20:00. Para el inicio de cada prueba se hicieron mediciones de temperatura y humedad por lo que se registraron variaciones en las pruebas debido al cambio de estos dos factores en el ambiente. Otro factor importante a considerar es la luminosidad del lugar, ya que para la prueba de velocidad de rotación se utilizó un tacómetro digital laser, el cual sufría variaciones en la medición dependiendo de si había "mucha luz" o poca, también si el láser se reflejaba correctamente o no y si el fondo del objeto a medir era claro u obscuro.

En las tablas 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 se puede observar de una manera condensada los resultados obtenidos en ambas pruebas, para la turbina con y sin discos de inducción y con su

porcentaje de mejora o de disminución del rendimiento de la turbina con discos de inducción comparado con la turbina sin discos.

Tabla 6.1. Resultados de las pruebas a la posición de 0°.

POSICION 0º								
Humedad: 13%	Hora: 11:39		Temperatura: 33º			Hora: 9:28	Humedad: 42.5%	Temperatura: 25º
Velocidad del viento en tunel (m/s)	Velocidad viento en turbina con discos (m/s)		Torque sin discos (N-mm)	Torque con discos (N-mm)	Porcentaje de mejora	Velocidad de rotacion sin discos (RPM)	Velocidad de rotacion con discos (RPM)	Porcentaje de mejora
3	3.83	28%	1.96133	4.903325	150%	0	0	0%
3			1.96133	1.96133	0%	0	0	0%
3			2.941995	2.941995	0%	0	0	0%
3			1.96133	3.92266	100%	0	0	0%
		PROMEDIO	2.20649625	3.4323275	56%	0	0	0%
4	5.09	27%	5.88399	4.903325	-17%	0	0	0%
4			5.88399	2.941995	-50%	0	0	0%
4			5.88399	3.92266	-33%	0	0	0%
4			4.903325	3.92266	-20%	0	0	0%
		PROMEDIO	5.63882375	3.92266	-30%	0	0	0%
5	6.3	26%	8.825985	14.709975	67%	0	0	0%
5			7.84532	18.632635	138%	0	0	0%
5			8.825985	14.709975	67%	0	0	0%
5			8.825985	15.69064	78%	0	0	0%
		PROMEDIO	8.58081875	15.935806	86%	0	0	0%
6	7.89	32%	17.65197	17.65197	0%	0	0	0%
6			16.671305	21.57463	29%	0	0	0%
6			19.6133	21.57463	10%	0	0	0%
6			22.555295	21.57463	-4%	0	0	0%
		PROMEDIO	19.1229675	20.593965	8%	0	0	0%
7	9.06	29%	25.49729	37.26527	46%	143	245	71%
7			22.555295	37.26527	65%	144	240	67%
7			24.516625	39.2266	60%	143	245	71%
7			28.439285	30.400615	7%	142	243	71%
		PROMEDIO	25.25212375	36.039439	43%	143	243.25	70%
						Hora: 3:39	Humedad: 32.7%	Temperatura: 34.5

Tabla 6.2. Resultados de las pruebas a la posición de 45°.

POSICION 45º								
Humedad: 13%	Hora: 11:39		Temperatura: 33º			Hora: 10:44	Humedad: 29%	Temperatura: 28º
Velocidad del viento en tunel (m/s)	Velocidad viento en turbina con discos (m/s)		Torque sin discos (N-mm)	Torque con discos (N-mm)	Porcentaje de mejora	Velocidad de rotacion sin discos (RPM)	Velocidad de rotacion con discos (RPM)	Porcentaje de mejora
3	3.65	22%	1.96133	1.96133	0%	0	0	0%
3			0.980665	1.96133	100%	0	0	0%
3			0.980665	1.96133	100%	0	0	0%
3			1.96133	2.941995	50%	0	0	0%
		PROMEDIO	1.4709975	2.2064963	50%	0	0	0%
4	4.95	24%	4.903325	4.903325	0%	60	0	0%
4			2.941995	4.903325	67%	60	0	0%
4			3.92266	4.903325	25%	59	0	0%
4			3.92266	3.92266	0%	60	0	0%
		PROMEDIO	3.92266	4.6581588	19%	59.75	0	0%
5	6.21	24%	8.825985	7.84532	-11%	94	0	0%
5			8.825985	9.80665	11%	92	0	0%
5			5.88399	10.787315	83%	92	0	0%
5			7.84532	10.787315	38%	93	0	0%
		PROMEDIO	7.84532	9.80665	25%	92.75	0	0%
6	7.76	29%	17.65197	22.555295	28%	117	188	61%
6			9.80665	18.632635	90%	116	198	71%
6			17.65197	16.671305	-6%	117	193	65%
6			11.76798	17.65197	50%	118	198	68%
		PROMEDIO	14.2196425	18.877801	33%	117	194.25	66%
7	9.11	30%	26.477955	32.361945	22%	139	250	80%
7			25.49729	29.41995	15%	141	256	82%
7			21.57463	35.30394	64%	140	245	75%
7			26.477955	23.53596	-11%	141	250	77%
		PROMEDIO	25.0069575	30.155449	21%	140.25	250.25	78%
						Hora: 5:26	Humedad: 37.7%	Temperatura: 33º

Tabla 6.3. Resultados de las pruebas a la posición de 90°.

POSICION 90º								
Humedad: 13%	Hora: 11:39		Temperatura: 33º			Hora: 11:35	Humedad: 35%	Temperatura: 30º
Velocidad del viento en tunel (m/s)	Velocidad viento en turbina con discos (m/s)		Torque sin discos (N-mm)	Torque con discos (N-mm)	Porcentaje de mejora	Velocidad de rotacion sin discos (RPM)	Velocidad de rotacion con discos (RPM)	Porcentaje de mejora
3	3.79	26%	1.96133	3.92266	100%	0	0	0%
3			1.96133	3.92266	100%	0	0	0%
3			0.980665	1.96133	100%	0	0	0%
3			2.941995	1.96133	-33%	0	0	0%
		PROMEDIO	1.96133	2.941995	50%	0	0	0%
4	5	25%	3.92266	5.88399	50%	0	0	0%
4			7.84532	3.92266	-50%	0	0	0%
4			4.903325	5.88399	20%	0	0	0%
4			2.941995	5.88399	100%	0	0	0%
		PROMEDIO	4.903325	5.3936575	10%	0	0	0%
5	6.3	26%	19.6133	19.6133	0%	70	175	150%
5			13.72931	12.748645	-7%	69	175	154%
5			16.671305	9.80665	-41%	70	178	154%
5			19.6133	12.748645	-35%	70	177	153%
		PROMEDIO	17.40680375	13.72931	-21%	69.75	176.25	153%
6	7.75	29%	29.41995	24.516625	-17%	99	220	122%
6			31.38128	18.632635	-41%	100	217	117%
6			24.516625	19.6133	-20%	99	215	117%
6			26.477955	21.57463	-19%	100	215	115%
		PROMEDIO	27.9489525	21.084298	-25%	99.5	216.75	118%
7	9.2	31%	30.400615	34.323275	13%	127	370	191%
7			42.168595	34.323275	-19%	129	370	187%
7			43.14926	36.284605	-16%	128	390	205%
7			42.168595	39.2266	-7%	128	390	205%
		PROMEDIO	39.47176625	36.039439	-9%	128	380	197%
						Hora: 11:52	Humedad: 37.5%	Temperatura: 31º

Tabla 6.4. Resultados de las pruebas a la posición de -45°.

POSICION -45º								
Humedad: 13%	Hora: 11:39		Temperatura: 33º			Hora: 2:29	Humedad: 29%	Temperatura: 33º
Velocidad del viento en tunel (m/s)	Velocidad viento en turbina con discos (m/s)		Torque sin discos (negativos) (N-mm)	Torque con discos (negativos) (N-mm)	Porcentaje de mejora	Velocidad de rotacion sin discos (RPM)	Velocidad de rotacion con discos (RPM)	Porcentaje de mejora
3	3.56	19%	0.980665	3.92266	300%	0	0	0%
3			0.980665	2.941995	200%	0	0	0%
3			0.980665	3.92266	300%	0	0	0%
3			2.941995	2.941995	0%	0	0	0%
		PROMEDIO	1.4709975	3.4323275	133%	0	0	0%
4	4.32	8%	3.92266	8.825985	125%	0	0	0%
4			3.92266	5.88399	50%	0	0	0%
4			6.864655	5.88399	-14%	0	0	0%
4			3.92266	4.903325	25%	0	0	0%
		PROMEDIO	4.65815875	6.3743225	37%	0	0	0%
5	5.79	16%	7.84532	21.57463	175%	71	72	1%
5			6.864655	23.53596	243%	73	72	-1%
5			6.864655	17.65197	157%	72	72	0%
5			6.864655	16.671305	143%	72	72	0%
		PROMEDIO	7.10982125	19.858466	179%	72	72	0%
6	7.24	21%	20.593965	23.53596	14%	99	91	-8%
6			19.6133	24.516625	25%	100	90	-10%
6			20.593965	30.400615	48%	100	90	-10%
6			19.6133	25.49729	30%	100	90	-10%
		PROMEDIO	20.1036325	25.987623	29%	99.75	90.25	-10%
7	8.27	18%	30.400615	40.207265	32%	128	110	-14%
7			28.439285	35.30394	24%	128	104	-19%
7			23.53596	34.323275	46%	127	106	-17%
7			30.400615	39.2266	29%	127	105	-17%
		PROMEDIO	28.19411875	37.26527	32%	127.5	106.25	-17%
						Hora: 1:42	Humedad: 28%	Temperatura: 32º

6.3 Análisis de resultados

Una vez realizadas las pruebas y analizados los resultados obtenidos, podemos llegar a diversas conclusiones.

Se pudo observar una mejora significativa en la velocidad de rotación de la turbina con los discos inductores en los ángulos azimutales de 0°, 45° y 90°.

Para el ángulo de 0°, la mejora se presentó a una velocidad de viento de 7m/s, siendo esta de un 70% respecto a la turbina sin discos inductores.

Para el ángulo de 45°, la mejora se observó a una velocidad de viento de 6 y 7m/s, alcanzando un 66% y 78% de mejoría respecto del comportamiento de la turbina sin discos inductores.

En el ángulo de 90°, la mejora estuvo presente para las velocidades de 5, 6, 7 m/s. Para este ángulo, la mejoría fue mayor, alcanzando porcentajes de 153% para 5 m/s, 118% para 6 m/s y 197% para 7 m/s.

Por otro lado, para el ángulo azimutal de -45°, el uso de los discos inductores presentó un empeoramiento de la velocidad de rotación.

A la velocidad de viento de 5 m/s, no existió variación en la velocidad de rotación. A los 6 m/s se presentó una reducción en el rendimiento de 10% y, por último, a los 7 m/s hubo una reducción de 17% respecto a la turbina sin discos inductores.

Además, en el ángulo azimutal de 45°, la turbina sin discos de inducción comenzó a girar a las velocidades de 4 y 5 m/s, mientras que la turbina con discos de inducción comenzó a girar hasta los 6 m/s.

Por otro lado, se presentó una mayor captación y aprovechamiento del viento que llega a la turbina con los discos de inducción implementados. A la velocidad de viento de 3 m/s en el túnel de viento, la turbina recibía el viento a 3.83 m/s, presentando un incremento del 28%. A 4m/s, el viento llegaba a la turbina con una velocidad de 5.09 m/s, presentando un aumento de 27%. En 5 m/s, el viento que llegaba a la turbina era de 6.3 m/s, con un aumento del 26%. A los 6 m/s, la velocidad del viento en la turbina era de 7.76 m/s, siendo un aumento de 29%. Y a la velocidad de 7 m/s, la velocidad alcanzada fue de 9.06 m/s, presentando un aumento de 29%.

Respectivo al torque de arranque, la mejoría presentada por los discos de inducción fue mínima, incluso, en algunos casos, hubo una disminución en el comportamiento de la turbina.

En la posición inicial de 0°, se presentó una mejoría en las velocidades de viento de 3, 5, 6, 7 m/s. El porcentaje de mejoría fue de 56%, 86%, 8% y 43% respectivamente. Mientras que a los 4 m/s, se presentó una disminución de 30% respecto a la turbina sin discos inductores.

La posición de 45° presentó mejores valores de mejoría en el torque de arranque. A la velocidad de 3 m/s hubo una mejoría de 50%. A la velocidad de 4 m/s se alcanzó un 19%

de mejora. A 5 m/s, el porcentaje de mejora fue de 25%. A las velocidades de 6 y 7 m/s las mejoras que se obtuvieron fueron de 33% y 21% respectivamente.

Para la posición de 90°, el comportamiento de la turbina fue mixto, ya que para las velocidades de viento de 3 y 4 m/s, se presentaron mejoras de 50% y 10% respectivamente. Por otro lado, a las velocidades de 5, 6 y 7 m/s, se presentaron reducciones en el torque inicial equivalentes al 21%, 25% y 9% respectivamente.

Por último, en la posición de -45° se presentó mejoría en las 5 velocidades de viento. A los 3 m/s hubo un incremento de 133%, a los 4 m/s el aumento fue de 37%, a 5 m/s el aumento fue de 179%, a 6 m/s el aumento es de 29% y por último a la velocidad de 7 m/s la mejora fue de 32%.

A partir de estos valores es posible observar que el rendimiento de la turbina está relacionado con el ángulo inicial azimutal. Por lo que es posible cuestionar una de las ventajas que tienen las turbinas de eje vertical, que es el aprovechamiento del viento en cualquier dirección ya que se presentaron variaciones en las mediciones entre ángulos azimutales, donde la posición que presento mejores valores fue la de 90° y la que presento un rendimiento más bajo fue la posición de 45°, esto de acuerdo al torque de arranque.

Hablando de la velocidad de rotación, la mejor posición para la turbina es en el ángulo de 90° mientras que el peor es la posición de 0°.

Capítulo 7. Conclusiones

Una vez recopilados y analizados los resultados obtenidos, es posible comparar los resultados con la hipótesis y los objetivos del trabajo. Se concluye entonces que fue posible diseñar, simular y experimentar discos inductores en una turbina de eje vertical de 20W. Así mismo, fue posible diseñar una turbina de eje vertical de 20W, realizar la simulación de la turbina en operación, fue posible realizar la manufactura de esta y sus discos inductores y fue posible realizar las pruebas de laboratorio de torque de arranque y velocidad de rotación de la turbina con y sin discos de inducción.

Durante las pruebas de laboratorio, estas variaciones se pudieron observar tratando de replicar las pruebas realizadas en la mañana, ya sea al medio día o en la tarde, y los resultados eran totalmente distintos. En cuanto a la luminosidad, esta variabilidad afectaba al tacómetro, ya que, al utilizar un láser para hacer las mediciones, era necesario que este se reflejara en la superficie a medir y si había mucha luz, el tacómetro perdía un poco el reflejo del láser. Esto se pudo observar de un momento a otro, ya que durante las pruebas y a lo largo del día, el clima estaba soleado, pero si se nublaba momentáneamente, se veía un aumento o una disminución en la medición de las rpm.

También se pudo observar que los factores ambientales afectaban a las mediciones de torque y de velocidad de rotación. Al realizar las pruebas a lo largo del día se experimentaban distintos valores de temperatura, distintos valores de humedad y, para el caso de la prueba de velocidad de rotación, la luminosidad del lugar también afectó a las mediciones. Estos valores modificaban la densidad del viento, la viscosidad y el número de Reynolds.

Acciones de difusión

Como acciones de difusión se participó en las ediciones 30 y 31 del tianguis de la ciencia con el taller titulado **Las turbinas eólicas – Energía limpia para tu casa-** y el taller titulado **La super energía de viento**. Llevados a cabo los días 14 de mayo de 2022 y 21 y 22 de abril de 2023.

Se participó en el **18 congreso estatal de ciencia, tecnología e innovación** y el **12 encuentro de jóvenes investigadores del estado de Michoacán** con la ponencia del trabajo titulado **Diseño, simulación y estudio comparativo de dos microturbinas eólicas de eje vertical y horizontal de 20W**. El cuál incluía la publicación de un artículo académico titulado con el mismo nombre. Este, realizado el día 6 de octubre de 2023.

También, se participó en el **seminario de Energía Eólica**, organizado por el posgrado de la **Facultad de Ingeniería Mecánica** debido a la visita de estudiantes de la carrera de **Ingeniería en Innovación Tecnológica Sustentable de la Universidad Intercultural Indígena de Michoacán**, llevado a cabo el día 30 de junio de 2023.

COORDINACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA

DEPARTAMENTO DE COMUNICACIÓN DE LA CIENCIA

Otorgan la presente

CONSTANCIA

Raúl Andrés Guerreo Alcalá

Por su participación como:

Colaborador

En el taller:

LA SUPER ENERGÍA DE VIENTO

En el 31 TIANGUIS DE LA CIENCIA realizado los días 21 y 22 de abril, en las instalaciones de Ciudad Universitaria de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo Morelia, Michoacán; abril 2023

Dr. Jesús Campos García
Coordinador de la Investigación Científica

Dr. Horacio Cano Camacho
Jefe del Departamento de Comunicación de la Ciencia

57 – años Impulsando el Desarrollo de la Ingeniería Mecánica. 1965-2022
21- años del Posgrado Generando Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico en Ingeniería Mecánica 2001-2022

UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE
SAN NICOLAS DE HIDALGO

INGENIERÍA MECÁNICA
POSGRADO

División de Estudios de Posgrado
Fac. Ing. Mec. Núm. Of. 455/06/2023

Ing. Raúl Andrés Guerrero Alcala
Alumno del Programa de Maestria
en Ciencias en Ingeniería Mecánica
de la U.M.S.N.H.

Presente:

Por medio de la presente el Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, hace Constar que el alumno: Raúl Andrés Guerrero Alcalá, participó en el Seminario de Energía Eólica el viernes 30 de junio de 2023, que con motivo de la visita de estudiantes de la carrera de Ingeniería en Innovación Tecnológica Sustentable de la Universidad Intercultural Indígena de Michoacán dicho Posgrado preparó. Lo anterior forma parte de las actividades de difusión y vinculación del Posgrado de la Facultad de Ingeniería Mecánica.

Sin más por el momento, aprovecho la oportunidad para enviarle un cordial saludo.

Morelia, Mich., a 30 de junio de 2023

ATENTAMENTE

DR. MARCO ANTONIO ESPINOSA MEDINA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA DE LA UMSNH

DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO
FAC. DE INGENIERÍA MECÁNICA

c.c.p. a la Division de Estudios Posgrado de la Fac. Ing. Mec. Edificio "M" Ciudad Universitaria, Avenida Francisco J. Mujica S/N C.P 58060, Tel: +52 (443) 322 35 00 Ext: 3103-3102-3152 y 2095.

2023 Francisco VILLA

COORDINACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA

DEPARTAMENTO DE COMUNICACIÓN DE LA CIENCIA

Otorgan la presente

CONSTANCIA

Raúl Andrés Guerrero Alcalá

Por su participación como:

colaborador

En el taller:

Las Turbinas Eólicas -Energía limpia para tu casa-

30 Tianguis de la Ciencia

En el 30 TIANGUIS DE LA CIENCIA realizado el día 14 de mayo, en las instalaciones de Ciudad Universitaria de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Morelia, Michoacán; mayo 2022

Dr. Marco Antonio Landavazo Arias
Coordinador de la Investigación Científica

Dr. Horacio Cano Camacho
Jefe del Departamento de Comunicación de la Ciencia

EL GOBIERNO DEL ESTADO DE MICHOACÁN, A TRAVÉS DEL
INSTITUTO DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN
OTORGAN LA PRESENTE:

CONSTANCIA

RAÚL ANDRÉS GUERRERO ALCALÁ;

A: POR LA EXPOSICIÓN DE SU PONENCIA ***DISEÑO, SIMULACIÓN Y ESTUDIO COMPARATIVO DE DOS MICROTURBINAS EÓLICAS DE EJE VERTICAL Y HORIZONTAL DE 20W*** EN EL EJE 1. INVESTIGACIÓN EN LAS CIENCIAS BÁSICAS DE LA MESA 2: CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

TRABAJO ASESORADO POR: **VÍCTOR LÓPEZ GARZA; CARLOS ALBERTO MAGAÑA ARANA; GILDARDO SOLORIO DÍAZ**

EN EL MARCO DE LAS ACTIVIDADES ACADÉMICAS DEL

18 CONGRESO ESTATAL de CIENCIA TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN y el 12 Encuentro de Jóvenes Investigadores del Estado de Michoacán

MORELIA, MICHOACÁN; A 6 DE OCTUBRE DE 2023

DRA. ALEJANDRA OCHOA ZARZOSA
DIRECTORA GENERAL DEL INSTITUTO DE CIENCIA,
TECNOLOGIA E INNOVACION DEL ESTADO DE MICHOACAN

DATOS DEL FIRMANTE

RFC: OOZA720610S70

NOMBRE: ALEJANDRA OCHOA ZARZOSA

NO CERTIFICADO: 00001000000512647018

CN:AUTORIDAD CERTIFICADORA

Folio: 6bbb91fd-8785-5716-8ae8-182915a0131e

Email: aleocho@hotmail.com

FIRMA ELECTRÓNICA AVANZADA

A7+uuqxCTTsR5vnHARPpUinJHwoXWoM2/aSMolR0bloJHApG8ENSJLIM/zxE4AeP8W1nof27eQ7mg5ZtruYCAlvnm
/9TLZuodhNyxBAS0Nqj!SwlVHkgz+qfozWNuKR4b2DTha1kewZqPpUnzTMcnSiNEzRxOfbRNMYCSNBIRKXTRv0K
GJPqucUc6Rbxe4Mnaa9TJJzil7KEsjXWxQoUpqKoW0kouNUxozHzVczvKZI2ECwB+7PeLQN43kRKgKjMK4EUinXT
FLshRgTPO7bkoozcyoGYXzffzgcuVF6Epr044dBJpmua0fvfjYDrDPXxQKxypFU/h+oxFY604zxHYQ==

Referencias y bibliografía

[1] Iberdrola, "¿Qué es la energía eólica, ¿cómo se transforma en electricidad y cuáles son sus ventajas?" Accessed: Sep. 18, 2022. [Online]. Available: https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica

[2] P. J. Coldwell and L. Beltrán Rodríguez, "Prospectiva de energias renovables 2016-2030," Mexico, 2016.

[3] AMDEE, "Informe anual AMDEE 2021," 2022.

[4] Organizacion de las Naciones Unidas, "La población mundial llegará a 8000 millones en 2022." Accessed: Nov. 08, 2022. [Online]. Available: https://www.un.org/es/desa-es/la-población-mundial-llegará-8000-millones-en-2022

[5] Prashanth Vishwanathan / IWMI, "El crecimiento de las energías renovables debe duplicarse para alcanzar los objetivos de París." Accessed: Nov. 08, 2022. [Online]. Available: https://unfccc.int/es/news/el-crecimiento-de-las-energias-renovables-debe-duplicarse-para-alcanzar-los-objetivos-de-paris

[6] E. Hau, *Wind Turbines*. 2005.

[7] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, "WIND ENERGY HANDBOOK," 2001.

[8] F. J. FERNANDEZ PASTOR, J. M. GARCIA CHAMIZO, and S. GOMEZ TRILLO, "PATENTES Y MARCAS ESPAÑA," 2016.

[9] G. Marin Tellez, "Simulación y optimización del rotor de una turbina eólica de eje vertical de baja capacidad," Morelia.

[10] J. L. Loth, "US 40 451 44," 1975.

[11] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, "Wind Energy Explained: Theory, Design and Application," 2010.

[12] F. A. Khammas, K. Hussein Suffer, R. Usubamatov, and M. T. Mustaffa, "Overview of Vertical Axis Wind Turbine (VAWT) is one of the Wind Energy Application," *Applied Mechanics and Materials*, vol. 793, pp. 388–392, Sep. 2015, doi: 10.4028/www.scientific.net/amm.793.388.

[13] J. Castillo, "SMALL-SCALE VERTICAL AXIS WIND TURBINE DESIGN," 2011.

[14] M. Islam, D. S. K. Ting, and A. Fartaj, "Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines," May 2008. doi: 10.1016/j.rser.2006.10.023.

[15] C. Shonhiwa and G. Makaka, “Concentrator Augmented Wind Turbines: A review,” Jun. 01, 2016, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.067.

[16] J. S. As. M. Fadil, Institute of Electrical and Electronics Engineers. Indonesia Section, and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Performance Analysis of Vertical Axis Wind Turbine with Variable Swept Area*.

[17] I. Paraschivoiu, “Wind turbine design with emphasis on Darrieus concept,” 2002.

[18] A. I. H. and E. Dover, *Theory of Wing Sections*. 1959.

[19] A. Rezaeiha, H. Montazeri, and B. Blocken, “Towards optimal aerodynamic design of vertical axis wind turbines: Impact of solidity and number of blades,” *Energy*, vol. 165, pp. 1129–1148, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.09.192.

[20] I. F. T. E. Institut Teknologi 10 Nopember (Surabaya, Institute of Electrical and Electronics Engineers. Indonesia Section, and Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Performance of SB-VAWT using a modified double multiple streamtube model*.

[21] R. G. Budynas and J. Keith Nisbett, “Diseño en ingeniería mecánica de Shigley, 9na Edición.”

[22] Torres Morimitsu. Daniela, “Diseño de un generador eólico de eje vertical de baja potencia,” *Universidad Tecnológica de Pereira*, 2015.

[23] R. G. Budynas and J. K. Nisbett, *Diseño en ingeniería mecánica de Shigley*, 9th ed. 2012.

[24] Norton. Robert L., *Diseño de máquinas. Un enfoque integrado*, 4th ed. 2011.

[25] F. Beer, “Mecánica de materiales,” *Mc Graw Hill*, vol. 5ed, 2009.

[26] ANSI/ASME, “Design of transmission shafting,” *ANSI/ASME*, vol. 2, 1985.

[27] H. Davari Seifi, M. Y. Abdollahzadeh Jamalabadi, and M. Seifi Davari, “The SG 6043 Airfoil Optimization for Low Reynolds Number Applications in Wind Turbines,” 2023.

[28] QBlade, “The QBlade software.” Accessed: Aug. 07, 2024. [Online]. Available: https://qblade.org

[29] C. E. Casillas Farfán, “Optimización del torque de arranque de una turbina eólica de eje horizontal de baja capacidad”.

[30] M. Akhlaghi, M. Asadbeigi, and F. Ghafoorian, “The Novel CFD and DMST dual method parametric study and optimization of a Darrieus vertical axis

wind turbine," *Journal of Applied Fluid Mechanics*, vol. x, no. x, pp. 1735–3645, doi: 10.47176/jafm.xx.xx.xxxxx.

[31] H. Eftekhari, A. S. M. Al-Obaidi, and S. Srirangam, "Numerical Investigation of Hybrid Savonius-Darrieus Vertical Axis Wind Turbine at Low Wind Speeds," in *Journal of Physics: Conference Series*, Institute of Physics, 2023. doi: 10.1088/1742-6596/2523/1/012032.

[32] B. Deda Altan and A. Gungor, "Improvement of Savonius wind turbine performance with using wind collector."

[33] D. H. Didane, N. Rosly, and S. S. Shamsudin, "Investigation of self-starting mechanism on the performance of darrieus rotor," *International Journal of Advanced Trends in Computer Science and Engineering*, vol. 8, no. 1.3 S1, 2019, doi: 10.30534/ijatcse/2019/1881.32019.

[34] B. K. Debnath, A. Biswas, and R. Gupta, "Computational fluid dynamics analysis of a combined three-bucket Savonius and three-bladed Darrieus rotor at various overlap conditions," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 1, no. 3, May 2009, doi: 10.1063/1.3152431.

[35] L. Johanna Puerto Molina, "DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN MINI AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL Autores CAROLINA ESPITIA CAITA UNIVERSIDAD MILITAR NUEVA GRANADA FACULTAD DE INGENIERIA PROGRAMA DE INGENIERIA EN MECATRONICA," 2014.

[36] Airfoil Tools, "SG6043."

[37] Ma. Blackwood, "Maximum Efficiency of a Wind Turbine ," *Undergraduate Journal of Mathematical Modeling: One + Two*, 2016.

[38] C. Shonhiwa and G. Makaka, "Concentrator Augmented Wind Turbines: A review," Jun. 01, 2016, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.067.

[39] J. Svorcan, O. Peković, A. Simonović, D. Tanović, and M. S. Hasan, "Design of optimal flow concentrator for vertical-axis wind turbines using computational fluid dynamics, artificial neural networks and genetic algorithm," *Advances in Mechanical Engineering*, vol. 13, no. 3, 2021, doi: 10.1177/16878140211009009.

[40] T. M. Letcher, "Wind Energy Engineering A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines."

[41] R. Kumar, K. Raahemifar, and A. S. Fung, "A critical review of vertical axis wind turbines for urban applications," Jun. 01, 2018, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.033.

[42] W. Tjiu, T. Marnoto, S. Mat, M. H. Ruslan, and K. Sopian, "Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations," Mar. 01, 2015, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.renene.2014.09.038.

[43] J. Hylander, G. Sidén, M. D', and A. M. Medaglia, "Vertical Axis Wind Turbines: History, Technology and Applications," 2010.

[44] W. Tong, "Wind Power Generation and Wind Turbine Design," 2010. [Online]. Available: http://library.witpress.comwww.witpress.comWITPRESS

[45] J. N. Sørensen, "Aerodynamic aspects of wind energy conversion," *Annu Rev Fluid Mech*, vol. 43, pp. 427–448, Jan. 2011, doi: 10.1146/annurev-fluid-122109-160801.

[46] A. Sarkar and D. Kumar Behera, "Wind Turbine Blade Efficiency and Power Calculation with Electrical Analogy," *International Journal of Scientific and Research Publications*, vol. 2, no. 2, 2012, [Online]. Available: www.ijsrp.org

[47] C. Nemes and F. Munteanu, "Optimal selection of wind turbine for a specific area," in *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, 2010, pp. 1224–1229. doi: 10.1109/OPTIM.2010.5510577.

[48] H. Eftekhari, A. S. M. Al-Obaidi, and S. Srirangam, "Numerical Investigation of Hybrid Savonius-Darrieus Vertical Axis Wind Turbine at Low Wind Speeds," in *Journal of Physics: Conference Series*, Institute of Physics, 2023. doi: 10.1088/1742-6596/2523/1/012032.

[49] AENOR, "norma española," 2015. [Online]. Available: www.aenor.es

[50] Structuralia, "Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: tipos, ventajas e inconvenientes." Accessed: Sep. 09, 2023. [Online]. Available: https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontal-tipos-ventajas-e-inconvenientes#:~:text=Los%20inconvenientes%20principales%20de%20este,estabilidad%20estructural%20de%20la%20turbina.

[51] beatriz García, "El método cientifico," Hojitas de conocimiento.

[52] Y. Castán, "Introducción al método científico y sus etapas," Aragón.

[53] R. Hernández Sampieri, C. Fernández Collado, and P. Baptista Lucio, *Metodología de la investigación*, 6th ed. Ciudad de México: Mc Graw Hill, 2014.

[54] Rafael. Ballesteros Tajadura, *Técnicas numéricas en mecánica de fluidos*. R. Ballesteros, 2003.

[55] Roger C. Knutson, "US20090191057A1," 2009.

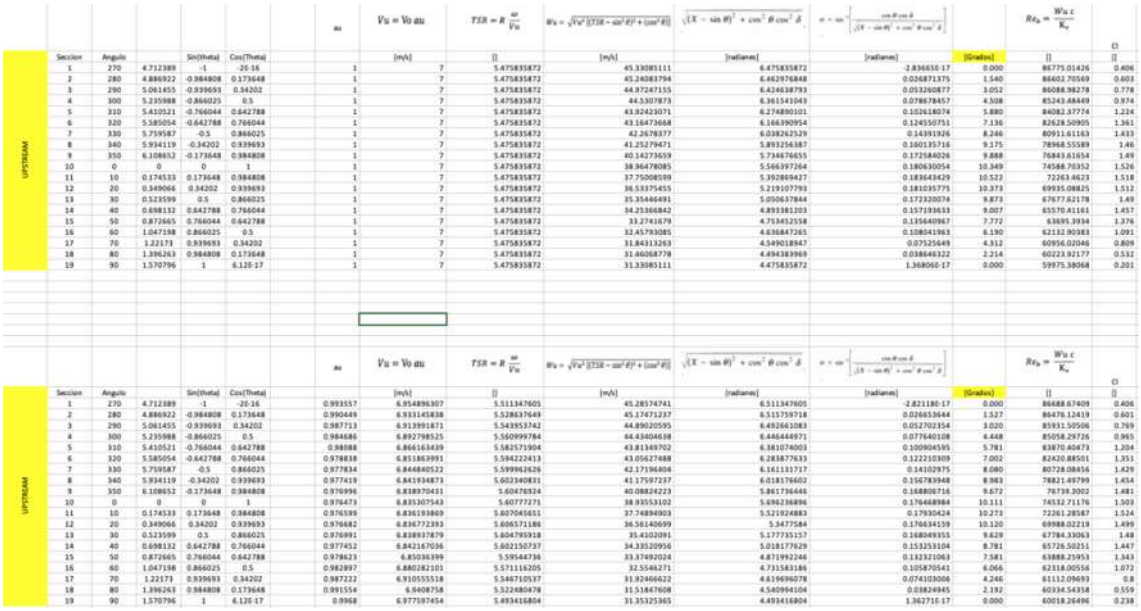
[56] GWEC, "Annual-Wind-Report-2022," pp. 10–11, 2022.

[57] GWEC, "La éolica en el mundo." Accessed: Nov. 08, 2022. [Online]. Available: https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/

[58] Irena, “Renewable Energy Technologies.” Accessed: Sep. 18, 2022. [Online]. Available: https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies

Anexo A: Metodo DMST tablas Excel

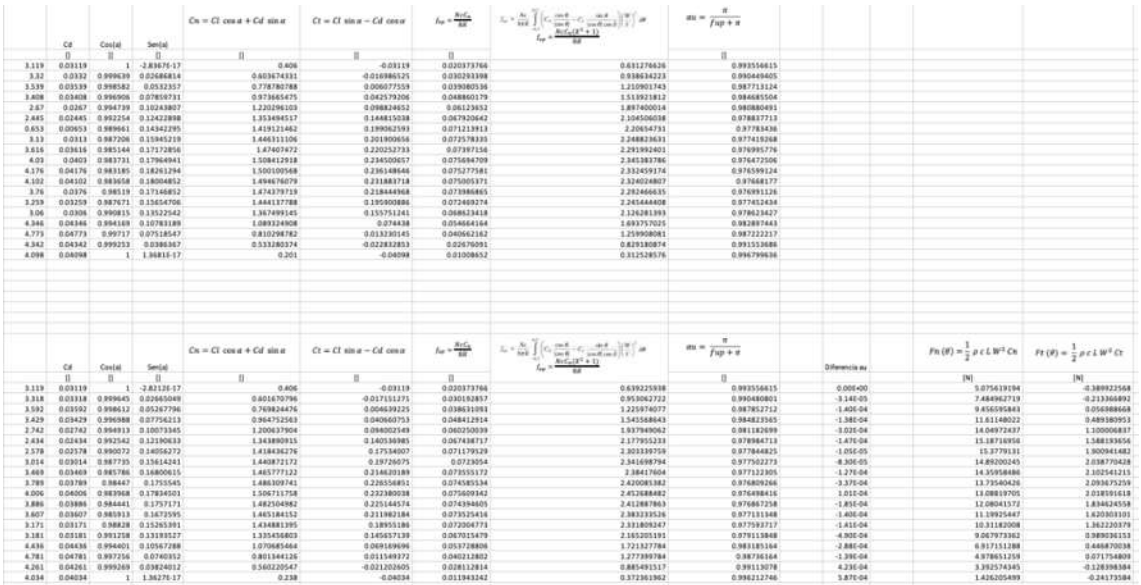
Tabla 0.1 Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Upstream



	Seccion	Angulo		Sin(theta)	Cos(Theta)			[m/s]	[]	[m/s]	[radianes]	[radianes]	[Grados]	[]	[]
UPSTREAM	1	270	4.712389	-1	-2E-16	1		7	5.475835872	45.33085111	6.475835872	-2.836651E-17	0.000	86775.01426	0.406
	2	280	4.886922	-0.984808	0.173648	1		7	5.475835872	45.24083794	6.462976848	0.026871375	1.540	86601.70569	0.603
	3	290	5.061455	-0.939693	0.34202	1		7	5.475835872	44.97247155	6.424638793	0.053260877	3.052	86088.98278	0.778
	4	300	5.235988	-0.866025	0.5	1		7	5.475835872	44.5307873	6.361541043	0.078678457	4.508	85243.48449	0.974
	5	310	5.410521	-0.766044	0.642788	1		7	5.475835872	43.92423071	6.274890101	0.102618074	5.880	84082.37774	1.224
	6	320	5.585054	-0.642788	0.766044	1		7	5.475835872	43.16473668	6.166390954	0.124550751	7.136	82628.50905	1.361
	7	330	5.759587	-0.5	0.866025	1		7	5.475835872	42.2678377	6.038262529	0.14391926	8.246	80911.61163	1.433
	8	340	5.934119	-0.34202	0.939693	1		7	5.475835872	41.25279471	5.893256387	0.160135716	9.175	78968.55589	1.46
	9	350	6.108652	-0.173648	0.984808	1		7	5.475835872	40.14273659	5.734676655	0.172584026	9.888	76843.61654	1.49
	10	0	0	0	1	1		7	5.475835872	38.96478085	5.566397264	0.180630054	10.349	74588.70352	1.526
	11	10	0.174533	0.173648	0.984808	1		7	5.475835872	37.75008599	5.392869427	0.183643429	10.522	72263.4623	1.518
	12	20	0.349066	0.34202	0.939693	1		7	5.475835872	36.53375455	5.219107793	0.181035775	10.373	69935.08825	1.512
	13	30	0.523599	0.5	0.866025	1		7	5.475835872	35.35446491	5.050637844	0.172320074	9.873	67677.62178	1.49
	14	40	0.698132	0.642788	0.766044	1		7	5.475835872	34.25366842	4.893381203	0.157193633	9.007	65570.41161	1.457
	15	50	0.872665	0.766044	0.642788	1		7	5.475835872	33.2741679	4.753452558	0.135640967	7.772	63695.3934	1.376
	16	60	1.047198	0.866025	0.5	1		7	5.475835872	32.45793085	4.636847265	0.108041963	6.190	62132.90383	1.091
	17	70	1.22173	0.939693	0.34202	1		7	5.475835872	31.84313263	4.549018947	0.07525449	4.312	60956.02046	0.809
	18	80	1.396263	0.984808	0.173648	1		7	5.475835872	31.46068778	4.494383969	0.038646322	2.214	60223.92177	0.532
	19	90	1.570796	1	6.12E-17	1		7	5.475835872	31.33085111	4.475835872	1.368066E-17	0.000	59975.38068	0.201

	Seccion	Angulo		Sin(theta)	Cos(Theta)			[m/s]	[]	[m/s]	[radianes]	[radianes]	[Grados]	[]	[]
UPSTREAM	1	270	4.712389	-1	-2E-16	0.993557		6.954896307	5.511347605	45.28574741	6.511347605	-2.821180E-17	0.000	86688.67409	0.406
	2	280	4.886922	-0.984808	0.173648	0.990449		6.933145838	5.528637649	45.17471237	6.515759718	0.026653644	1.527	86476.12419	0.601
	3	290	5.061455	-0.939693	0.34202	0.987713		6.913991871	5.543953742	44.89020595	6.492661083	0.052702354	3.020	85931.50506	0.769
	4	300	5.235988	-0.866025	0.5	0.984686		6.892798525	5.560999784	44.43404638	6.446644971	0.077640108	4.448	85058.29726	0.965
	5	310	5.410521	-0.766044	0.642788	0.98088		6.866163439	5.582571904	43.81349702	6.381074003	0.100904595	5.781	83870.40473	1.204
	6	320	5.585054	-0.642788	0.766044	0.976838		6.851863991	5.594222413	43.05627488	6.283877633	0.122210309	7.002	82420.88501	1.351
	7	330	5.759587	-0.5	0.866025	0.977834		6.844840522	5.599962626	42.17196404	6.161131717	0.14102975	8.080	80728.08456	1.429
	8	340	5.934119	-0.34202	0.939693	0.977419		6.841934873	5.602340831	41.17597237	6.018176602	0.156783948	8.983	78821.49799	1.454
	9	350	6.108652	-0.173648	0.984808	0.976996		6.838970431	5.6047632	40.08824223	5.861736446	0.168806716	9.672	76739.3002	1.481
	10	0	0	0	1	0.976473		6.833307543	5.607772171	38.9355312	5.689623689	0.176468984	10.111	74532.71176	1.503
	11	10	0.174533	0.173648	0.984808	0.976599		6.836193869	5.607045651	37.74894903	5.521924883	0.17930424	10.273	72261.28587	1.524
	12	20	0.349066	0.34202	0.939693	0.976682		6.836772393	5.606571186	36.56140699	5.3477584	0.176634159	10.120	69988.02219	1.499
	13	30	0.523599	0.5	0.866025	0.976991		6.838937879	5.604795918	35.4102091	5.177735157	0.168049355	9.629	67784.33063	1.48
	14	40	0.698132	0.642788	0.766044	0.977452		6.842167036	5.602150737	34.33520956	5.018177629	0.153253104	8.781	65726.50251	1.447
	15	50	0.872665	0.766044	0.642788	0.978623		6.85036399	5.59544736	33.37492024	4.871992246	0.132321063	7.581	63888.25953	1.343
	16	60	1.047198	0.866025	0.5	0.982897		6.880282101	5.571116205	32.5546271	4.731583186	0.105870541	6.066	62318.00556	1.072
	17	70	1.22173	0.939693	0.34202	0.987222		6.910555518	5.546710537	31.92466622	4.619696078	0.074103006	4.246	61112.09693	0.8
	18	80	1.396263	0.984808	0.173648	0.991554		6.9408758	5.522480478	31.51867608	4.560994104	0.03824945	2.192	60334.54358	0.559
	19	90	1.570796	1	6.12E-17	0.9968		6.977597454	5.493416804	31.35325365	4.493416804	1.362715E-17	0.000	60018.26496	0.238

Tabla 0.2. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Upstream parte 2.



	Cd	Cos(a)	Sen(a)								
	[]	[]	[]	[]	[]	[]		[]			
3.119	0.03119	1	-2.83676-17	0.406	-0.03119	0.020373766		0.631276626	0.993556815		
3.32	0.0332	0.999639	0.026864814	0.603674331	-0.016986525	0.030293398		0.938634223	0.990449405		
3.539	0.03539	0.998582	0.0532357	0.778780788	0.006077559	0.039080536		1.210901743	0.987713124		
3.408	0.03408	0.996906	0.07859731	0.973665475	0.042579206	0.048860179		1.513921812	0.984685504		
2.67	0.0267	0.994739	0.10243807	1.220296103	0.098824652	0.06123652		1.897400014	0.980880491		
2.485	0.02485	0.992254	0.12422898	1.353494517	0.144815038	0.067920642		2.104506038	0.978817713		
0.653	0.00653	0.989661	0.14342295	1.419121462	0.199062593	0.071213913		2.20654731	0.97783436		
3.13	0.0313	0.987206	0.15945219	1.446311106	0.201900656	0.072578335		2.248823631	0.977419268		
3.616	0.03616	0.985144	0.17172856	1.47407472	0.220252733	0.07397156		2.291992401	0.976995776		
4.03	0.0403	0.983731	0.17964941	1.508412918	0.234500657	0.075694709		2.345383786	0.976472506		
4.176	0.04176	0.983185	0.18261294	1.500100568	0.236148646	0.075277581		2.332459174	0.976599124		
4.102	0.04102	0.983658	0.18004852	1.494676079	0.231883718	0.075005371		2.324024807	0.97668177		
3.76	0.0376	0.98519	0.17166852	1.474379719	0.218444968	0.073986865		2.292466835	0.976991126		
3.259	0.03259	0.987671	0.15654706	1.444137788	0.195900886	0.072469274		2.245444408	0.977452434		
3.06	0.0306	0.990815	0.13522542	1.367499145	0.155751241	0.068623418		2.126281393	0.978623427		
4.346	0.04346	0.994169	0.10783189	1.08932498	0.074438	0.054664164		1.693757025	0.982897443		
4.773	0.04773	0.99717	0.07518547	0.810298782	0.013230145	0.040662162		1.259908081	0.987222217		
4.342	0.04342	0.999253	0.0386367	0.533280374	-0.022832853	0.02679091		0.829180874	0.991553686		
4.098	0.04098	1	1.36811E-17	0.201	-0.04098	0.01008652		0.312528576	0.996799636		

	Cd	Cos(a)	Sen(a)										
	[]	[]	[]	[]	[]	[]		[]			[N]	[N]	
3.119	0.03119	1	-2.82126-17	0.406	-0.03119	0.020373766		0.639225938	0.993556815	0.000+00	5.075619194	-0.389922568	
3.318	0.03318	0.999645	0.02665049	0.601670796	-0.017151275	0.030192857		0.953042722	0.990480801	-3.14E-05	7.484962719	-0.213368492	
3.592	0.03592	0.998612	0.05267796	0.769824476	0.006639225	0.038631093		1.225974077	0.987812712	-1.40E-04	9.456595843	0.056988668	
3.429	0.03429	0.996988	0.07756213	0.964752583	0.040660753	0.048412814		1.545568643	0.984823565	-1.38E-04	11.61148022	0.489380953	
2.742	0.02742	0.994913	0.10073345	1.200637904	0.094002549	0.060250039		1.937949062	0.981182699	-1.02E-04	14.04972437	1.100006837	
2.434	0.02434	0.992542	0.12190633	1.343890915	0.140536985	0.067438717		2.177955233	0.978984713	-1.47E-04	15.18716958	1.588193656	
2.578	0.02578	0.990072	0.14056272	1.418436276	0.175346007	0.071179129		2.303339759	0.977844825	-1.05E-05	15.3779131	1.900941482	
3.014	0.03014	0.987735	0.15614241	1.440872172	0.19726075	0.0723054		2.341698794	0.977502273	-8.30E-05	14.89200145	2.038779428	
3.469	0.03469	0.985786	0.16800615	1.465777122	0.214620189	0.073555172		2.38417604	0.977122305	-1.27E-04	14.35958486	2.102541213	
3.789	0.03789	0.98447	0.1755545	1.486309741	0.226556851	0.074585534		2.420085382	0.976809266	-3.37E-04	13.73540426	2.093675259	
4.006	0.04006	0.983968	0.17934501	1.506711758	0.232280038	0.075609342		2.452688482	0.976488416	1.01E-04	13.08619705	2.018591618	
3.889	0.03889	0.984441	0.1757171	1.482504982	0.225144574	0.074394405		2.412887863	0.976867258	-1.85E-04	12.08041572	1.834424558	
3.607	0.03607	0.985913	0.1672595	1.445184152	0.211982184	0.073525414		2.383233526	0.977131348	-1.40E-04	11.19925447	1.620303101	
3.171	0.03171	0.98828	0.15265391	1.434881295	0.18955186	0.072304771		2.331809247	0.977593717	-1.41E-04	10.33182008	1.362220379	
3.181	0.03181	0.991258	0.13193527	1.335436803	0.145657139	0.067015479		2.165205191	0.979115848	-4.90E-04	9.067973362	0.989036153	
4.436	0.04436	0.994401	0.10567288	1.070685464	0.069169696	0.053728806		1.721327784	0.983185164	-2.88E-04	6.917151288	0.446870038	
4.781	0.04781	0.997256	0.0740352	0.801344126	0.011549372	0.040212802		1.277399784	0.98736164	-1.39E-04	4.978651259	0.071754809	
4.261	0.04261	0.999269	0.03824012	0.560220547	-0.021202605	0.028112814		0.885491517	0.99113078	4.23E-04	3.392574345	-0.128398384	
4.034	0.04034	1	1.36276-17	0.238	-0.04034	0.011943242		0.372361962	0.996212746	5.87E-04	1.426205499	-0.24173584	

Tabla 0.3. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Upstream parte 3.

$Ft(\theta)=\frac{1}{2}\rho c L W^2 Ct$	$Q(\theta)=\frac{1}{2}\rho c R L Ct W^2$	$Q_{av}=\frac{N}{2\pi}\int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} Q(\theta)\,d\theta$	$Cq_{cr}=\frac{Q_{av}}{\frac{1}{2}\rho Vo^2 S R}$	$Cpu=Cqu_{av}\,Xt$		Torque total	Potencia up	Potencia Total
[N]	[N*m]	[N*m]						
-0.389922568	-0.101945998	-0.152918997	0.331410514	1.814749579	2.963824554	1.7972881	56.7109243	20.8023314
-0.213366892	-0.05578518	-0.08367777						
0.056988668	0.014899796	0.022349694				8.0021779		
0.489380953	0.127949582	0.191924373						
1.100006837	0.287598882	0.431398323						
1.588193656	0.415236255	0.622854383						
1.900941482	0.49700477	0.745507155						
2.038770428	0.53304041	0.799560615						
2.102541215	0.549713404	0.824570106						
2.093675259	0.547395383	0.821093074						
2.018591618	0.527764622	0.791646933						
1.834624558	0.479666084	0.719499126						
1.620303101	0.423631331	0.635446996						
1.362220379	0.356155112	0.534232668						
0.989036153	0.258585385	0.387878078						
0.446870038	0.116835022	0.175252533						
0.071754809	0.018760432	0.028140647						
-0.128398384	-0.033570002	-0.050355003						
-0.24173584	-0.063202296	-0.094803443						
	4.899732994	0.386821026						

Tabla 0.4. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Downstream.

							a_i	$Ve=Vo\,(2\,a_i-1)$	$Vd=Ve\,ad$	$TSR=R\frac{\omega}{Vu}$	$\theta_u=\sqrt{Vu^2\left[(TSR-\sin^2\theta)^2+(\cos^2\theta)\right]}$	$\sqrt{(X-\sin\theta)^2+\cos^2\theta\cos^2\beta}$	$\alpha=\sin^{-1}\left(\frac{\cos\theta\cos\beta}{\sqrt{(X-\sin\theta)^2+\cos^2\theta\cos^2\beta}}\right)$	
	Seccion	Angulo		Sin(theta)	Cos(Theta)				[m/s]	[]	[m/s]	[radianes]	[radianes]	[Grados]
DOWNSTREAM	19	270	4.712389	-1	-1.837E-16		0.9935566	6.909792615	6.865270163	5.583298282	85.19612127	6.583298282	-2.790351E-17	0.000
	20	260	4.5378561	-0.984808	-0.17364818		0.9904808	6.866731216	6.801365436	5.635758212	45.04437443	6.622842468	-0.026222588	-1.502
	21	250	4.3633231	-0.939693	-0.34202014		0.9878527	6.849937972	6.74697275	5.681192518	44.73049465	6.629713251	-0.051611891	-2.957
	22	240	4.1887902	-0.866025	-0.5		0.9848236	6.787529904	6.684519394	5.734271807	44.24622865	6.619208659	-0.075609751	-4.332
	23	230	4.0142573	-0.766044	-0.64278761		0.9811827	6.736557782	6.609793945	5.79909925	43.60174392	6.596536032	-0.097598074	-5.592
	24	220	3.8397244	-0.642788	-0.76604444		0.9788447	6.705785976	6.564861956	5.838790117	42.84681463	6.526889353	-0.117642227	-6.740
	25	210	3.6651914	-0.5	-0.8660254		0.9778448	6.688827555	6.541613257	5.859541003	41.98562199	6.418236656	-0.135344818	-7.755
	26	200	3.4906585	-0.34202	-0.93969262		0.9775023	6.685031826	6.534633807	5.865799406	41.02794999	6.278538507	-0.150231889	-8.608
	27	190	3.3161256	-0.173648	-0.98480775		0.9771223	6.679712265	6.526895843	5.872753607	39.98426727	6.126077118	-0.161457245	-9.251
	28	180	3.1415927	1.225E-16	-1		0.9768093	6.675329719	6.520523921	5.878492522	38.88150433	5.962941751	-0.168498659	-9.654
	29	170	2.9670597	0.1736482	-0.98480775		0.9764984	6.670977829	6.514199286	5.884199949	37.74878599	5.794866662	-0.17077401	-9.785
	30	160	2.7925268	0.3420201	-0.93969262		0.9768673	6.676141607	6.521704143	5.877428701	36.61678154	5.614603291	-0.168157181	-9.635
	31	150	2.6179939	0.5	-0.8660254		0.9771313	6.679838872	6.527079962	5.872587946	35.51997169	5.441939106	-0.1598186	-9.157
	32	140	2.443461	0.6427876	-0.76604444		0.9775937	6.686312041	6.536496643	5.864127713	34.49463339	5.277235693	-0.145674858	-8.347
	33	130	2.268928	0.7660444	-0.64278761		0.9791138	6.707593865	6.567498037	5.836446527	33.56637466	5.110983584	-0.126099855	-7.225
	34	120	2.0943951	0.8660254	-0.5		0.9831852	6.764592299	6.650846791	5.763303879	32.74036748	4.922736684	-0.101744973	-5.830
	35	110	1.9198622	0.9396926	-0.34202014		0.9873616	6.823062963	6.736810638	5.689745396	32.08314654	4.76235017	-0.071879393	-4.118
	36	100	1.7453293	0.9848078	-0.17364818		0.9911308	6.871830927	6.814847673	5.624608641	31.6416731	4.64304921	-0.037408323	-2.143
		90	1.5707963	1	6.123233E-17		0.9962127	6.946978441	6.920668468	5.538605307	31.41018264	4.538605307	1.349114E-17	0.000

							a_i		$Vd=Ve\,ad$	$TSR=R\frac{\omega}{Vu}$	$\theta_u=\sqrt{Vu^2\left[(TSR-\sin^2\theta)^2+(\cos^2\theta)\right]}$	$\sqrt{(X-\sin\theta)^2+\cos^2\theta\cos^2\beta}$	$\alpha=\sin^{-1}\left(\frac{\cos\theta\cos\beta}{\sqrt{(X-\sin\theta)^2+\cos^2\theta\cos^2\beta}}\right)$	
	Seccion	Angulo		Sin(theta)	Cos(Theta)				[m/s]	[]	[m/s]	[radianes]	[radianes]	[Grados]
DOWNSTREAM	19	270	4.712389	-1	-1.837E-16		1.0065275	6.909792615	6.954896307	5.511347605	45.28574741	6.511347605	-2.821188-17	0.000
	20	260	4.5378561	-0.984808	-0.17364818		1.0022217	6.866731216	6.881987242	5.569735856	45.12411276	6.556843418	-0.026486599	-1.518
	21	250	4.3633231	-0.939693	-0.34202014		0.9972093	6.829937972	6.810877985	5.627886917	44.79159745	6.576479207	-0.052030045	-2.981
	22	240	4.1887902	-0.866025	-0.5		0.9938604	6.787529904	6.745857519	5.682131738	44.3015219	6.567218738	-0.076209479	-4.366
	23	230	4.0142573	-0.766044	-0.64278761		0.9933646	6.736557782	6.69185769	5.7279836	43.66947394	6.525762495	-0.098659979	-5.653
	24	220	3.8397244	-0.642788	-0.76604444		0.993248	6.705785976	6.660508829	5.754943367	42.91652012	6.443429657	-0.119169548	-6.828
	25	210	3.6651914	-0.5	-0.8660254		0.9937491	6.688827555	6.64801001	5.765763145	42.05085095	6.325329066	-0.13734529	-7.869
	26	200	3.4906585	-0.34202	-0.93969262		0.9940923	6.685031826	6.645538678	5.767907308	41.08116763	6.181766389	-0.152601968	-8.743
	27	190	3.3161256	-0.173648	-0.98480775		0.9943022	6.679712265	6.641652793	5.771281983	40.02224975	6.025947306	-0.164164248	-9.406
	28	180	3.1415927	1.225E-16	-1		0.9944255	6.675329719	6.638118115	5.774355087	38.9013979	5.860305169	-0.171478731	-9.825
	29	170	2.9670597	0.1736482	-0.98480775		0.9943705	6.670977829	6.633423285	5.778441909	37.74852615	5.690655417	-0.173932659	-9.966
	30	160	2.7925268	0.3420201	-0.93969262		0.9941325	6.676141607	6.6369694	5.775354502	36.59621826	5.513995328	-0.171255435	-9.812
	31	150	2.6179939	0.5	-0.8660254		0.9946288	6.679838872	6.6439003	5.769277565	35.4785527	5.339970605	-0.162897409	-9.333
	32	140	2.443461	0.6427876	-0.76604444		0.9942657	6.686312041	6.647970906	5.765779706	34.43626465	5.179966208	-0.148430419	-8.504
	33	130	2.268928	0.7660444	-0.64278761		0.9937057	6.707593865	6.665374323	5.750742456	33.49998183	5.025971567	-0.128244447	-7.348
	34	120	2.0943951	0.8660254	-0.5		0.9933476	6.764592299	6.719591833	5.704342177	32.68465639	4.864083593	-0.102976184	-5.900
	35	110	1.9198622	0.9396926	-0.34202014		0.9936431	6.823062963	6.779689156	5.653777072	32.04403422	4.72647543	-0.072429321	-4.150
	36	100	1.7453293	0.9848078	-0.17364818		0.996572	6.871830927	6.852260706	5.593898532	31.60509819	4.61236073	-0.037657338	-2.158
		90	1.5707963	1	6.123233E-17		1.003221	6.946978441	6.969354522	5.499914086	31.36149658	4.499914086	1.360748-17	0.000

Tabla 0.5. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Downstream parte 2.

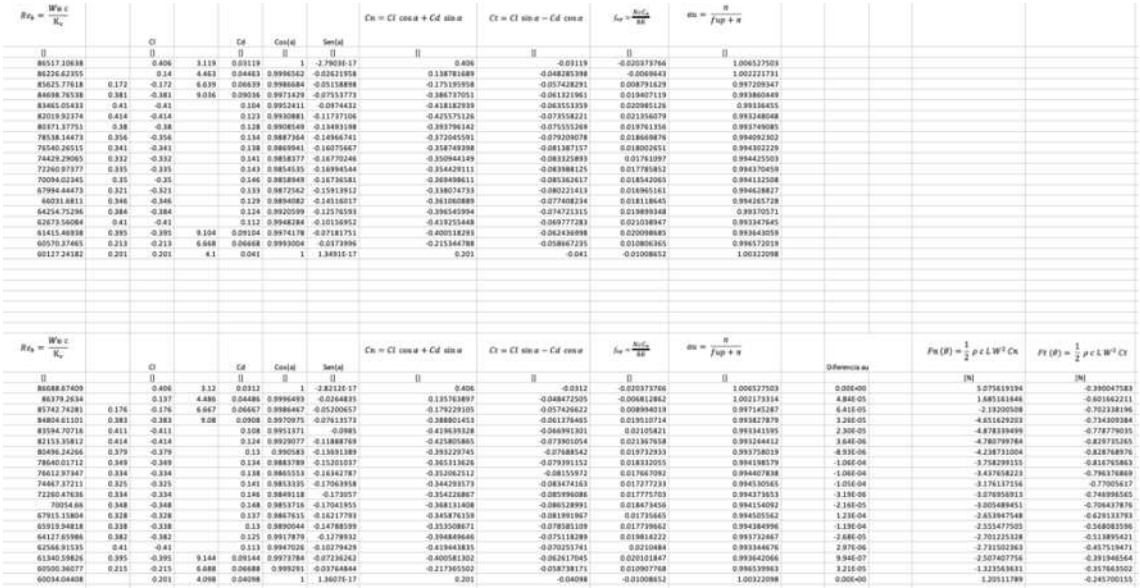


Tabla 0.6. Hoja de cálculo de diseño de turbina de eje vertical método DMST Downstream.

$Q(\theta) = \frac{1}{2}\rho c R L Ct W^2$	$Q_{av} = \frac{N}{2\pi}\int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} Q(\theta)\, d\theta$	$Cq_{av} = \frac{Q_{av}}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 S R}$	$Cpu = Cqu_{av} Xt$		Potencia dw
[N*m]	[N*m]				
-0.101978683	-0.152968025	-0.209844671	-1.149074975		-35.90859
-0.157305731	-0.235958596				
-0.183627659	-0.275441488				
-0.191986587	-0.28797988				
-0.203613262	-0.305419892				
-0.216935865	-0.325403797				
-0.216683227	-0.32502484				
-0.21354499	-0.320317485				
-0.208214249	-0.312321373				
-0.201332652	-0.301998978				
-0.195303674	-0.292955511				
-0.184699528	-0.277049292				
-0.164488228	-0.246732342				
-0.148526538	-0.222789807				
-0.134358936	-0.201538404				
-0.119619337	-0.179429005				
-0.102475175	-0.153712763				
-0.093511804	-0.140267705				
-0.064238773	-0.09635816				
-3.102444896	-0.24492986				

Anexo B: Propiedades mecánicas acero 1045 cold rolled

Physical Properties	Metric	English
Density	7.87 g/cc	0.284 lb/in³

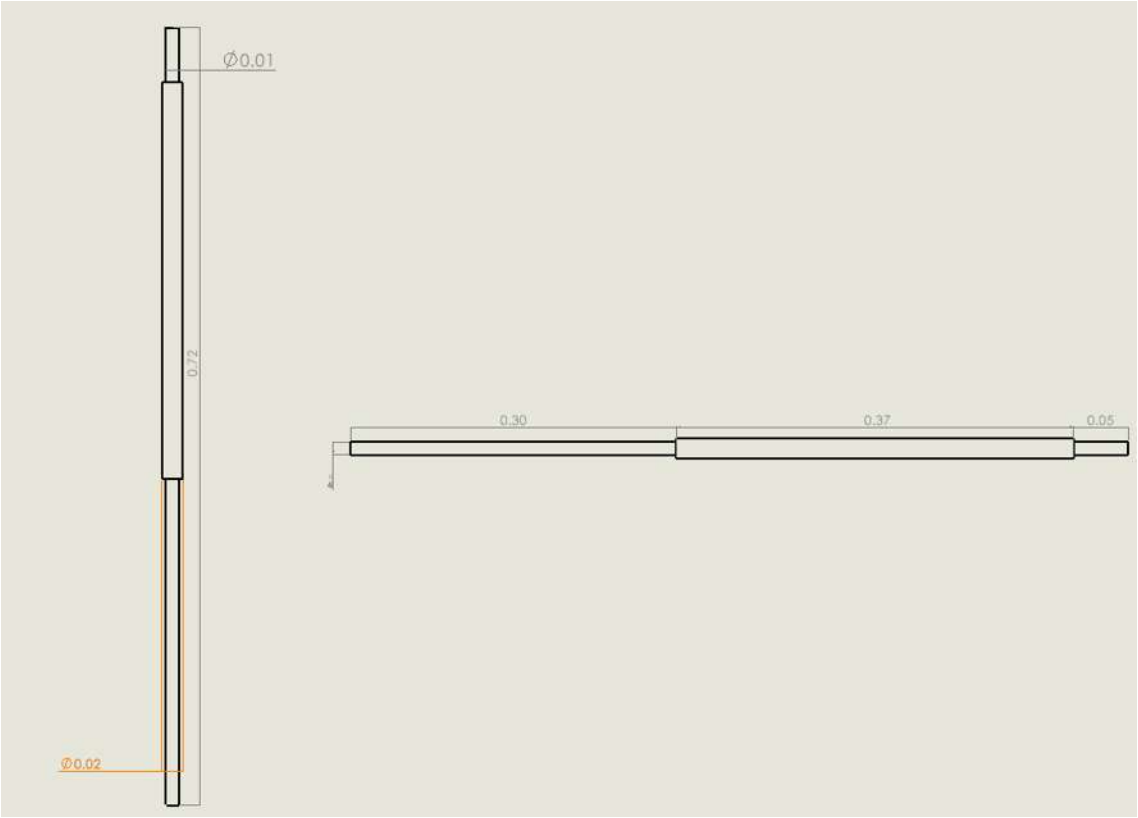
Mechanical Properties	Metric	English
Hardness, Brinell	187	187
Hardness, Knoop	209	209
Hardness, Rockwell B	90	90
Hardness, Rockwell C	10	10
Hardness, Vickers	196	196
Tensile Strength, Ultimate	655 MPa	95000 psi
Tensile Strength, Yield	585 MPa	84800 psi
Elongation at Break	12 %	12 %
Reduction of Area	35 %	35 %
Modulus of Elasticity	206 GPa	29900 ksi
Bulk Modulus	163 GPa	23600 ksi
Poissons Ratio	0.29	0.29
Machinability	56 %	56 %
Shear Modulus	80.0 GPa	11600 ksi

Electrical Properties	Metric	English
Electrical Resistivity	0.0000162 ohm-cm @Temperature 0.000 °C	0.0000162 ohm-cm @Temperature 32.0 °F
	0.0000223 ohm-cm @Temperature 100 °C	0.0000223 ohm-cm @Temperature 212 °F

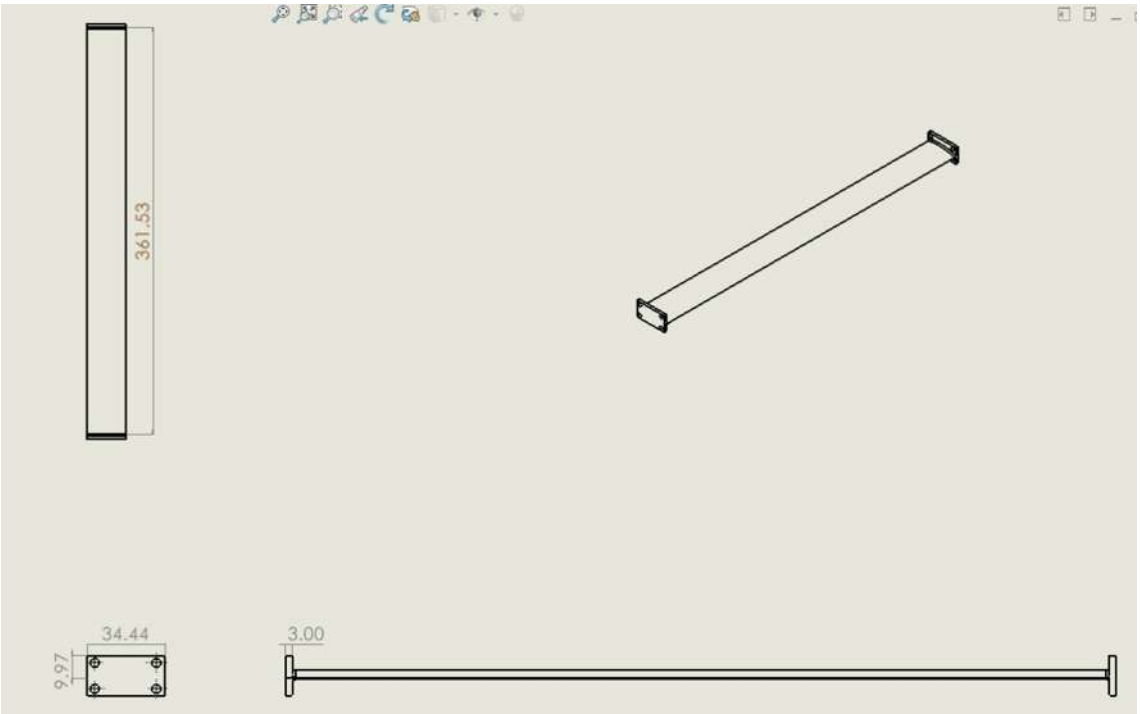
Thermal Properties	Metric	English
CTE, linear	11.5 µm/m-°C @Temperature 0.000 - 100 °C	6.39 µin/in-°F @Temperature 32.0 - 212 °F
	11.9 µm/m-°C @Temperature 25.0 - 200 °C	6.61 µin/in-°F @Temperature 77.0 - 392 °F
	12.6 µm/m-°C @Temperature 25.0 - 300 °C	7.00 µin/in-°F @Temperature 77.0 - 572 °F
	13.5 µm/m-°C @Temperature 25.0 - 400 °C	7.50 µin/in-°F @Temperature 77.0 - 752 °F
	14.0 µm/m-°C @Temperature 25.0 - 500 °C	7.78 µin/in-°F @Temperature 77.0 - 932 °F
	14.4 µm/m-°C @Temperature 25.0 - 600 °C	8.00 µin/in-°F @Temperature 77.0 - 1110 °F
	14.8 µm/m-°C @Temperature 25.0 - 700 °C	8.22 µin/in-°F @Temperature 77.0 - 1290 °F

https://www.matweb.com/search/DataSheet.aspx?MatGUID=20fffdaa96f14dd98f5032c4014b9587&ckck=1

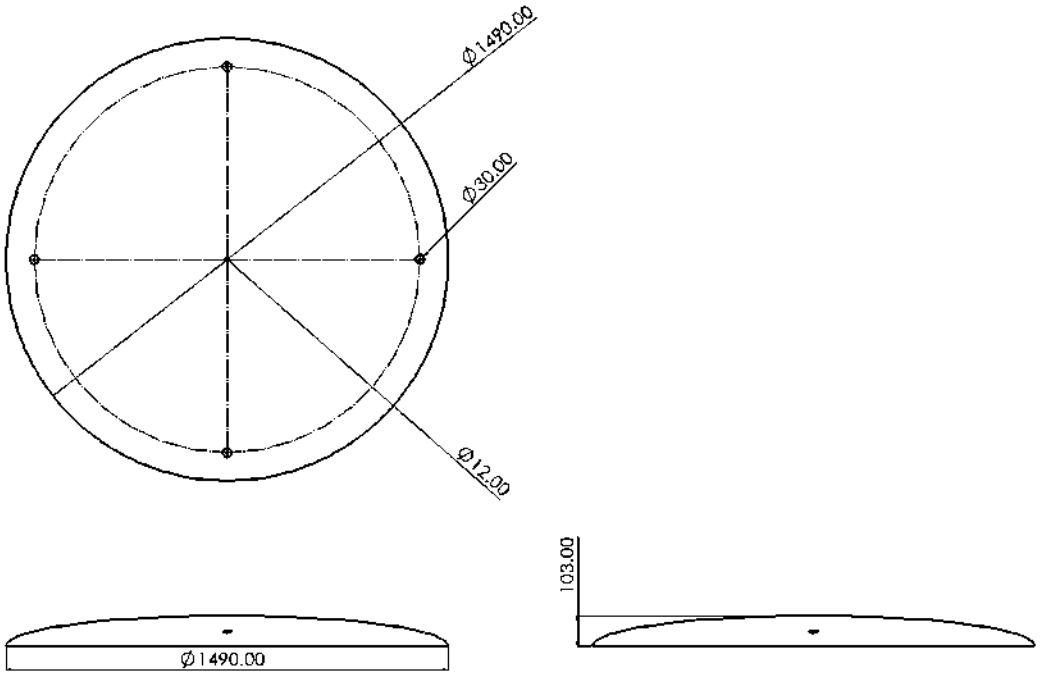
Anexo C: Dibujos



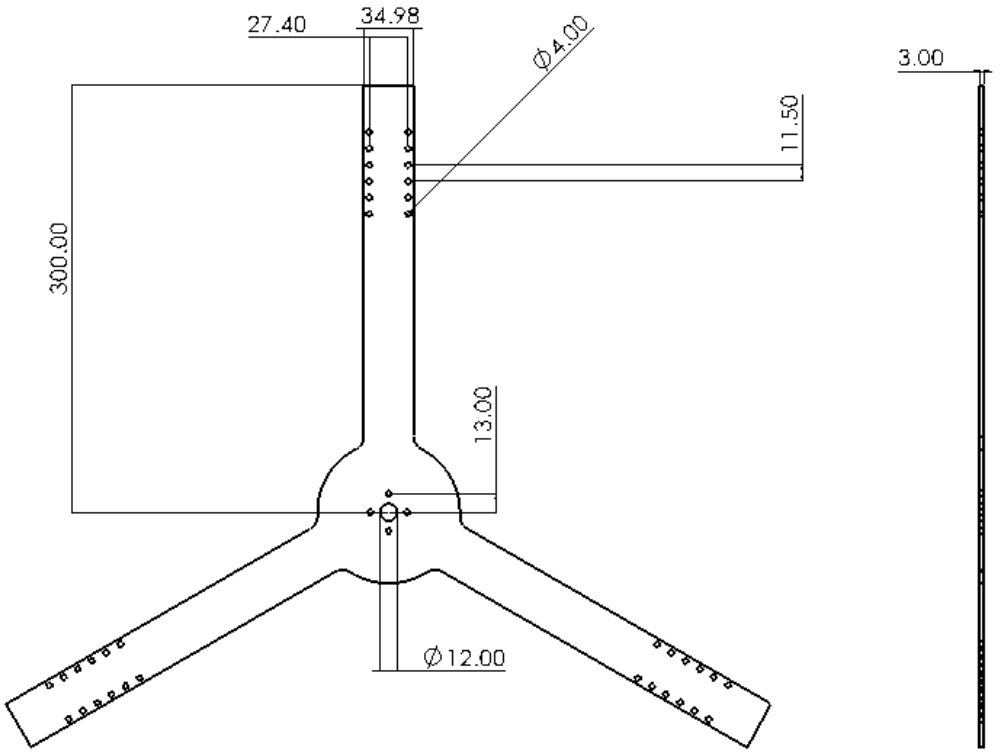
Dibujo 1. Eje de rotor, medidas en mm.



Dibujo 2. Álabe, medidas en mm.

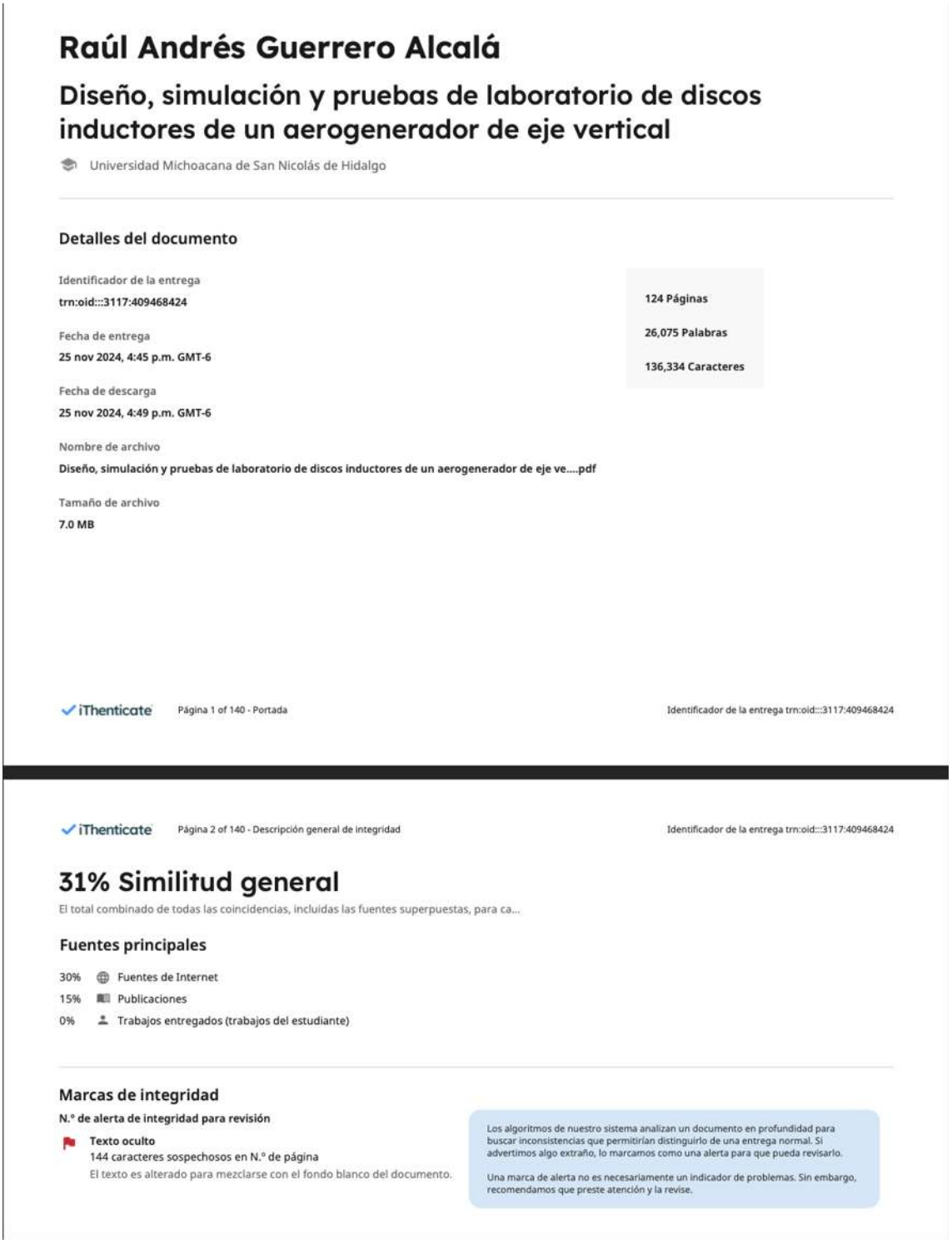


Dibujo 3. Discos inductores, medidas en mm.



Dibujo 4. Estrella del rotor, medidas en mm.

Anexo D: Reporte herramienta anti plagio



Raúl Andrés Guerrero Alcalá

Diseño, simulación y pruebas de laboratorio de discos inductores de un aerogenerador de eje vertical

Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid:::3117:409468424

Fecha de entrega
25 nov 2024, 4:45 p.m. GMT-6

Fecha de descarga
25 nov 2024, 4:49 p.m. GMT-6

Nombre de archivo
Diseño, simulación y pruebas de laboratorio de discos inductores de un aerogenerador de eje ve....pdf

Tamaño de archivo
7.0 MB

124 Páginas

26,075 Palabras

136,334 Caracteres

iThenticate Página 1 of 140 - Portada Identificador de la entrega trn:oid:::3117:409468424

iThenticate Página 2 of 140 - Descripción general de integridad Identificador de la entrega trn:oid:::3117:409468424

31% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Fuentes principales

30% Fuentes de Internet
15% Publicaciones
0% Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.° de alerta de integridad para revisión

Texto oculto
144 caracteres sospechosos en N.° de página
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Anexo E: Acuerdo de licencia

HOJA DE LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA

1. Datos del autor o autores: Llenar un campo por cada autor que se requiera.

Nombre completo: Raúl Andres Guerrero Alcala CURP:	Matrícula: 1341205G Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero): Mexicana
Nombre completo: CURP:	Matrícula: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):
Nombre completo: CURP:	Matrícula: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):
Nombre completo: CURP:	Matrícula: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):

2. Datos del asesor o asesores: Llenar un campo por cada asesor que se requiera

Nombre completo: Victor López Garza CURP: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero): Mexicana
Nombre completo: CURP: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):
Nombre completo: CURP: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):
Nombre completo: CURP: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):
Nombre completo: CURP: Nacionalidad (solo en caso de ser nacido en el extranjero):

HOJA DE LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA

Datos del trabajo de titulación:

Título del trabajo de titulación:	**Diseño, simulación y pruebas de laboratorio de discos inductores de un aerogenerador de eje vertical**

(marcar campos requeridos)

Tipo de documento:	TESIS	◉	TESINA	○	MEMORIA	○
	OTRO (especifique):	○				
Grado académico:	LICENCIATURA	○	MAESTRIA	◉	DOCTORADO	○
	NIVEL TÉCNICO	○	ESPECIALIDAD	○		

Condiciones para el otorgamiento de licencia de uso no exclusiva:

(marcar campos requeridos)

SÍ AUTORIZA	◉	**RESERVA DE PUBLICACIÓN**	○
Acepta lo descrito en el ACUERDO DE LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA y con base en ello **AUTORIZA Y OTORGA LA LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA.**		Después de haber leído el ACUERDO DE LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA, **SOLICITA UN PERIODO DE RESERVA DE PUBLICACION.**	

En caso de haber seleccionado **"RESERVA DE PUBLICACIÓN"** favor de llenar la siguiente tabla:

TIEMPO DE RESERVA REQUERIDO (en meses):				
Motivo de reserva de publicación:	TRÁMITE DE PATENTE	○	PUBLICACIÓN TOTAL O PARCIAL DE LA OBRA	○
OTRO:				

Al vencer el periodo de reserva, el Repositorio Institucional estará facultado para publicar la obra correspondiente. En caso de requerir una prórroga deberá comunicarse con anticipación al área del Repositorio Institucional o acudir personalmente a solicitarlo.

4. Otorgamiento de licencia de uso no exclusiva:

Declaro conocer, comprender y aceptar todo lo contenido en el ACUERDO DE LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA y, con base en ello, haber llenado el presente formato denominado HOJA DE LICENCIA DE USO NO EXCLUSIVA.

Raúl Andres Guerrero Alcala

NOMBRE **FIRMA**

Morelia Mich. a 22 de noviembre del año 2024.

Anexo F: Formato de declaración de originalidad y uso de Inteligencia Artificial

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica	
Título del trabajo	Diseño, simulación, y pruebas de laboratorio en discos inductores de un aerogenerador de eje vertical	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Raul Andrés Guerrero Aleald	1341205G@umich.mx
Director	Dr. Víctor López Garza	victor.garza@umich.mx
Codirector	Dr. Gildardo Solorio Díaz	gdiaz@umich.mx
Coordinador del programa	Dr. Miguel Villagomez Galindo	miguel.villagomez@umich.mx

Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	No	

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Traducción al español	Sí	Se utilizó para la traducción de textos complejos o de alto nivel técnico
Traducción a otra lengua	No	
Revisión y corrección de estilo	No	
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	Sí	Se utilizó para la búsqueda de artículos científicos de libre acceso y para realizar un filtro de información
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro	No	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Raul Andres Guerrero I
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán a 25 noviembre de 2024