



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO

DIVISIÓN DE CIENCIAS, INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Diseño de una turbina eólica Savonius de eje vertical de 30W

TESIS

Para obtener el grado de
INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

PRESENTA

ANDREI ELIAS SERRANO

DIRECTOR DE TESIS

DR. JOSÉ HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

ASESORES

DR. GUILLERMO BECERRA NUÑEZ
M. EN P. SET JUBAL CASTILLO ÁVILA
DR. GLISERIO ROMELI BARBOSA POOL
DRA. EDITH OSORIO DE LA ROSA



Chetumal, Quintana Roo, México, septiembre de 2021





UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO

DIVISIÓN DE CIENCIAS, INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Tesis elaborada bajo la supervisión del Comité de Tesis
del programa de licenciatura y aprobada como requisito
para obtener el grado de:


INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

COMITÉ DE TESIS

Director:


DR. JOSÉ HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

Asesor:


DR. GUILLERMO BECERRA NUÑEZ

Asesor:


M. EN P. SET JUBAL CASTILLO ÁVILA

Asesor:


DR. GLISERIO ROMELI BARBOSA POOL

Asesor:


DRA. EDITH OSORIO DE LA ROSA



Chetumal, Quintana Roo, México, septiembre de 2021

Dedicatoria

This thesis is dedicated to my parents, who have been always beside me to work hard and pursue my goals. Their support and love has provided me the motivation needed to finish this thesis. Without my family, I would not have had this wonderful opportunity for higher education.

Esta tesis está dedicada a mis padres, quienes siempre han estado a mi lado para trabajar duro y perseguir mis metas. Su apoyo y cariño me ha proporcionado la motivación necesaria para terminar esta tesis. Sin mi familia, no habría tenido esta maravillosa oportunidad de obtener una educación superior.

Agradecimiento:

A Dios y a mis padres por todo

Al Dr. José Hernández Rodríguez por su apoyo y guía durante esta etapa de mi carrera universitaria.

Tabla de Contenido:

Dedicatoria	3
Agradecimiento:	4
Índice de figuras:	7
Índice de Tablas:.....	12
Nomenclatura:	13
Resumen:	14
Introducción:.....	14
Justificación:.....	14
Objetivo General:.....	15
Objetivos Específico:	15
Capítulo 1 Breve historia y por qué elegir la energía eólica	16
1.1 Historia de la energía eólica:.....	16
1.2 ¿Por qué elegir la energía eólica como fuente sostenible?	17
Capítulo 2 Tipos de aerogeneradores	22
2.1 Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT):.....	22
2.1.1 Ventajas de HAWT:.....	23
2.1.2 Desventajas de HAWT:	23
2.1.3 Método de operación de un aerogenerador:	24
2.1.4 Componentes HAWT:	24
2.2 Aerogenerador de eje vertical (VAWT):	26
2.2.1 Aerogenerador Darrieus:.....	27
2.2.1.1 Ventaja de una turbina eólica Darrieus:	27
2.2.1.2 Desventaja de una turbina eólica Darrieus:	27
2.2.2 Aerogenerador Savonius:	28
2.2.2.1 Ventajas de un aerogenerador Savonius:	29
2.2.2.2 Desventaja de una turbina eólica Savonius:	29
Capítulo 3 Antecedentes teóricos.....	30
3.1 Ley de Betz:	30
3.2 Eficiencia aerodinámica de los aerogeneradores, en particular el aerogenerador Savonius:	31
3.2.1 Potencia en el viento:.....	31

3.2.2 Coeficiente de potencia, C_p	31
El coeficiente de potencia es la relación entre la potencia extraída por la turbina eólica de la potencia eólica disponible y se expresa como:.....	31
3.2.3 TSR (<i>Tip Speed Ratio</i>).....	33
3.3 Curva de potencia:.....	35
3.4 Turbulencia	35
Capítulo 4 Aerogenerador Savonius	37
4.1 Número de álabes:	37
4.2 Numero de módulos o etapas	40
4.3 Relación de aspecto	42
4.4 Relación de traslape.....	42
4.5 Tapas.....	43
Capítulo 5 Diseño de una turbina Savonius	45
5.1 Ubicación	45
5.2 Parámetros de diseño para la turbina Savonius.....	45
5.3 Diseño de geometría	46
5.4 Turbina Savonius Modelo 3D.....	50
Capítulo 6 Configuración de simulación.....	53
6.1 Introducción	53
6.2 Procedimiento:	53
6.3 ANSYS Geometría:	54
6.4 Generación de malla:	56
6.5 ANSYS CFX:.....	61
Capítulo 7 Resultados	77
7.1 Potencia generada simulada:.....	77
7.1.1 Potencia de la turbina simulada en velocidades de viento de 4.5 m/s	77
7.1.2 Otros estudios a diferentes velocidades del viento:.....	80
7.2 Contorno de presión:	82
7.3 Contorno de velocidad.....	88
Capítulo 8 Conclusión.....	95
Bibliografía:.....	96
Apéndice:	98

Índice de figuras:

Figura 1.1 Grafica de consumo de energía global en exajoules [2].....	17
Figura 1.2 Emisiones de CO ₂ global [2].	18
Figura 1.3 Crecimiento de reservas de petróleo [2].....	19
Figura 1.4 Consumo de energía renovable global en exajoules [2].....	20
Figura 1.5 Crecimiento de energía renovable global [2].....	20
Figura 1.6 Generación de energía renovable por diferentes fuentes por región en 2019 [2] 21	
Figura 2.1 Aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical	22
Figura 2.2 [A] Diseños de aerogeneradores de eje horizontal a favor del viento. [B] Diseños de aerogeneradores de eje horizontal en contra del viento [6].	23
Figura 2.3 El efecto de sustentación y arrastre en una turbina eólica horizontal [10].	24
Figura 2.4 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal [8].	25
Figura 2.5 Diseño Darrieus VAWT [13].	27
Figura 2.6 Aerogenerador Savonius, vista superior [18].	28
Figura 2.7 La figura muestra varios patrones de flujo alrededor de la turbina eólica Savonius, la turbina gira en diferentes ángulos con respecto a la dirección del viento, en la parte I muestra flujo de corriente libre, II muestra un flujo de tipo Coanda, III: muestra un flujo de tipo arrastre, IV: muestra flujo superpuesto, V: muestra flujo de separación, VI: muestra flujo estancado, VII: muestra flujo de retorno, VIII: muestra flujo de vórtice [20].	29
Figura 3.1 El coeficiente de rendimiento C_p en función del factor de interferencia b [21].	30
Figura 3.2 Variación de presión y velocidad en un modelo ideal de aerogenerador [21]....	32
Figura 3.3 Rendimiento de las principales máquinas eólicas convencionales [16].	34
Figura 3.4 Salida de energía eólica típica frente a la velocidad del viento [23].	35
Figura 4.1 Aerogeneradores Savonius con diferente número de aspas (A) turbina con 2 álabes, (B) turbina con 3 álaves y (C) turbina con 4 álaves. [23].	37
Figura 4.2 Relación entre el coeficiente de potencia y la velocidad del viento para rotores de dos, tres y cuatro aspas [24].	38
Figura 4.3 La variación del coeficiente de potencia con la relación de velocidad de la punta para una turbina eólica savonius de dos aspas [25].	38
Figura 4.4 La variación del coeficiente de potencia con la relación de velocidad de la punta para una turbina eólica savonius de tres aspas [25].	39
Figura 4.5 La variación de par estático con ángulo de rotación para aerogeneradores savonius de dos aspas [25].	39

Figura 4.6 La variación del coeficiente de par estático con el ángulo de rotación para turbinas eólicas savonius de tres aspas [25].	40
Figura 4.7 Rotor Savonius con diferente número de etapas, (A) Rotor con 3 etapas, (B) Rotor con 2 etapas, (C) Rotor con 1 etapa [26].	40
Figura 4.8 Variación de la potencia específica con la velocidad del viento para rotores de uno y de doble etapas [24].	41
Figura 4.9 Variación del coeficiente de par estático con la velocidad del viento para rotores de una y dos etapas [24].	41
Figura 4.10 Turbinas Savonius con diferentes relaciones de aspecto, (A) Rotor con un diámetro mas que su altura, (B) Rotor con doble altura al diámetro, (C) Rotor con una altura elevado comparado con diámetro [26].	42
Figura 4.11 Representación de la distancia de traslape (e) y el diámetro de la aspa (d) en un rotor Savonius de dos aspas.	43
Figura 4.12 Diferentes tipos de tapas en un rotor Savonius [26].	43
Figura 4.13 Variación de la potencia mecánica con la velocidad del viento para rotores con y sin tapas o placas finales [24].	44
Figura 5.1 Vista satélite de la ciudad de Chetumal, México, Google Maps.	45
Figura 5.2 Vista superior del rotor.	48
Figura 5.3 Vista superior del rotor con medidas	48
Figura 5.4 Vista superior del rotor, con eje y medida de traslapo	49
Figura 5.5 Vista Perfil del rotor.	49
Figura 5.6 Vista perfil con vista alzada del rotor.	50
Figura 5.7 Aerogenerador diseñado en SolidWorks	51
Figura 5.8 Aerogenerador diseñado en SolidWorks, sin tapa mostrando aspas y eje de soporte central.	51
Figura 5.9 Aerogenerador diseñado en SolidWorks, vista perfil y alzado.	52
Figura 6.1 Flujo de trabajo típico de modelado de CFD.	53
Figura 6.2 Modelo de turbina de Solidworks importado a ANSYS Geometry DesignModeler.	54
Figura 6.3 Mostrar Rotor y el Stator en ANSYS Geometry DesignModeler.	55
Figura 6.4 Mostrando la entrada, Inlet, del estator en ANSYS Geometry DesignModeler.	56
Figura 6.5 Malla del Rotor.	57
Figura 6.6 Malla del rotor, cortada por la mitad.	57
Figura 6.7 Malla apagada para observar la turbina en el interior, cortada por la mitad.	58

Figura 6.8 Malla de la turbina observada dentro del cilindro del Rotor.	58
Figura 6.9 Malla de la turbina observada en el interior del cilindro del rotor, observando el eje de soporte central.....	59
Figura 6.10 Malla de la turbina observada dentro del cilindro del rotor, mostrando las aspas.	59
Figura 6.11 Malla del estator.....	60
Figura 6.12 Malla del estator, dejando un espacio vacío para el rotor	61
Figura 6.13 ANSYS WorkBench que muestra el flujo de trabajo.....	62
Figura 6.14 Configuración de simulación CFX de mallas unidas	62
Figura 6.15 Mostrando cómo crear dominios en la configuración.....	63
Figura 6.16 Dominio del rotor.....	64
Figura 6.17 Dominio del estator	64
Figura 6.18 Mostrando cómo crear interfaces de dominio	65
Figura 6.19 Interfaces vinculada para Interface con Interface2	66
Figura 6.20 Interfaces vinculada para InterfaceUP con InterfaceUP2	66
Figura 6.21 Interfaces vinculada para InterfaceDOWN con InterfaceDOWN2	67
Figura 6.22 Mostrando cómo crear un límite para el estator.....	67
Figura 6.23 Configuración del límite de entrada velocidad del viento	68
Figura 6.24 Configuración de límite abierto y de salida del estator	68
Figura 6.25 Configuración de límite abierto y de salida del estator, régimen de flujo.....	69
Figura 6.26 Detalles del modelo de aspa transitoria	70
Figura 6.27 Interfaz de dominio de interfaces, ingresando un ángulo de inclinación de rotación de 360 grados	70
Figura 6.28 Configuración para encontrar el par de la turbina.....	71
Figura 6.29 Expresión de torque.....	72
Figura 6.30 Expresión de potencia	72
Figura 6.31 Seleccionar las variables deseadas	73
Figura 6.32 Monitoreo de potencia de salida	74
Figura 6.33 Proceso de configuración completado del flujo de trabajo.....	74
Figura 6.34 Inicio de solucionador	75
Figura 6.35 Solver ejecutando hasta 235 iteraciones, mostrando el impulso y la masa	75
Figura 6.36 Solver ejecutando hasta 235 iteraciones, mostrando turbulencias	76

Figura 7.1 Gráfica de potencia de la turbina obtenido de ANSYS Solver Manager a 235 iteraciones.....	77
Figura 7.2 Gráfica de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 4.5 m/s.....	78
Figura 7.3 Gráfica que muestra la potencia de la turbina a diferentes velocidades del viento	79
Figura 7.4 Gráfico de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 7 m/s.....	80
Figura 7.5 Gráfico de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 10 m/s.....	81
Figura 7.6 Gráfico de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 14 m/s.....	81
Figura 7.7 Contorno de presión para la turbina en ambas etapas	82
Figura 7.8 Contorno de presión de la turbina en ambas etapas, que muestra la dirección del viento.....	83
Figura 7.9 Contorno de presión para la primera etapa de la turbina Savonius.....	84
Figura 7.10 Contorno de presión para la segunda etapa de la turbina Savonius	84
Figura 7.11 Contorno de presión a 0 grados al viento	85
Figura 7.12 Contorno de presión a 45 grados al viento	85
Figura 7.13 Contorno de presión a 90 grados al viento	86
Figura 7.14 Contorno de presión a 121.5 grados al viento	86
Figura 7.15 Contorno de presión a 135 grados al viento	87
Figura 7.16 Contorno de presión a 180 grados al viento	87
Figura 7.17 Contorno de velocidad para la turbina en ambas etapas	88
Figura 7.18 Contorno de velocidad de la turbina en ambas etapas, que muestra la dirección del viento.....	89
Figura 7.19 Contorno de velocidad para la primera etapa	90
Figura 7.20 Contorno de velocidad para la segunda etapa.....	90
Figura 7.21 Contorno de velocidad a 0 grados al viento.....	91
Figura 7.22 Contorno de velocidad a 45 grados al viento.....	91
Figura 7.23 Contorno de velocidad a 90 grados al viento.....	92
Figura 7.24 Contorno de velocidad a 121.5 grados al viento.....	92
Figura 7.25 Contorno de velocidad a 135 grados al viento.....	93

Figura 7.26 Contorno de velocidad a 180 grados al viento..... 93

Índice de Tablas:

Tabla 1. Características de un aerogenerador Savonius que se diseñará	46
Tabla 2 Características del aerogenerador diseñado.....	50
Tabla 3 Potencia de la turbina a diferentes velocidades del viento	79

Nomenclatura:

C_p	la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible
$C_{p,prac}$	coeficiente practico de turbinas modernas
P_w	potencia en el viento [W]
W	Watts
ρ	la densidad del aire [kg/m^3]
A	es el área barrida de una turbina [m^2]
V	velocidad del viento [m/s]
$P_{turbina}$	potencia de la turbina eólica [W]
T	torque del rotor [$\text{N} \cdot \text{m}$]
ω	velocidad angular [radianes/segundo] de la turbina
λ	relación entre la velocidad de las álabes en las puntas del rotor al girar y la velocidad de la corriente libre del viento que se aproxima
V_{rotor}	Velocidad de las álabes en las puntas
R	radio del rotor [m]
D	diámetro del rotor
H	altura del rotor
AR	relación de aspecto
β	relación de traslapo
d	diámetro de un aspa
e	distancia de traslapo
D_f	diámetro de la tapa final
D_{eje}	Diámetro del eje
atm	presión atmosférica

Resumen:

En este trabajo se analiza la extracción de energía del viento en una turbina eólica de eje vertical. La turbina propuesta en este trabajo, se eligió por sus características, tales como la simplicidad y flexibilidad de donde puede operar.

En específico en este trabajo, se propuso, el diseño y simulación de una turbina Savonius, para esto, se utilizó el software de simulación, ANSYS, junto con SolidWorks en el proceso de diseño.

Introducción:

Actualmente contar con energía eléctrica es un bien básico en la mayoría de los hogares al igual que disponer de agua potable. Dado que la mayoría de nuestras necesidades de energía eléctrica provienen de combustibles fósiles, esto acelera el cambio climático y, aunque las fuentes de energía renovable están haciendo grandes avances para ser competitivas con los combustibles fósiles, la diferencia sigue siendo enorme. Debido a esto algunos individuos buscan hacer una pequeña diferencia en su propio hogar, pero su mayor desafío es la inversión inicial de comprar el equipo necesario. La energía solar y eólica son los 2 tipos más comunes de fuentes de energía renovable que se vienen a la mente cuando se piensa de energías renovables, aunque ambos sistemas requieren una gran inversión inicial, así como, considerar aspectos tales como la ubicación de los paneles y asegurarse de que no queden cubiertos por la sombra de árboles o edificios, en el caso de la energía solar.

Por otra parte, en el caso de la energía eólica se debe considerar que, si se utiliza una turbina de eje horizontal, necesita ser colocada sobre una torre o poste para aprovechar al máximo la energía del viento ya que el aire turbulento causado por árboles cercanos y los edificios pueden dañar el rotor. El ruido generado también puede ser un problema para el propietario de la casa e incluso para los vecinos cercanos.

Tomando en consideración los aspectos señalados, en este trabajo, se propone el diseño de un aerogenerador Savonius de eje vertical, y para comprobar su funcionamiento se ha simulado su comportamiento. Esta turbina no es una fuente de energía perfecta, pero cuando se trata de gastos, mantenimiento e instalación, es una fuente de energía atractiva y sus ventajas se explicarán con más detalle junto con otros tipos de aerogeneradores.

Justificación:

A pesar de que las turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT, *Horizontal axis wind turbine*) son una tecnología madura, ya que se ha realizado mucha investigación y desarrollo para mejorar su diseño, que van desde aumentar el tamaño de la turbina, estudiar y desarrollar nuevos diseños de perfil aerodinámicos para hacerlos más eficientes y para extraer más energía del viento, las turbinas eólicas de eje vertical (VAWT, *Vertical axis wind turbine*) se

han dejado a un lado debido a que son menos eficientes que las turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT).

Aunque a primera vista las HAWT son más atractivas por su mayor eficiencia, tienen restricciones en cuanto a dónde se pueden colocar y operar. La razón por la que las turbinas eólicas de eje vertical (VAWT) son una fuente de energía prometedora es porque a diferencia de las HAWT, se pueden colocar en áreas de baja potencia eólica, más cercanas al suelo, tienen un diseño más simple, su mantenimiento sea más fácil y la inversión inicial sea menor, ya que es una tecnología económica.

El sitio de estudio se simuló en Chetumal, Quintana Roo, México, dentro de los límites de la ciudad, por lo que esta turbina puede operar en un barrio residencial en comparación con una turbina eólica de eje horizontal (HAWT), donde hay corrientes de viento turbulento debido a edificios cercanos, árboles u otros objetos que perturben el flujo del viento. Esta turbina también, produce menos ruido por lo que pueden operar sin causar perturbaciones a los vecinos cercanos. Dado que esta turbina tampoco utiliza un mecanismo de guiñada, se puede alimentar con vientos que vienen en cualquier dirección y es de arranque automático. De esta forma los principales objetivos de este proyecto se orientan a comprobar si una turbina de eje vertical puede constituir una alternativa para aprovechar la energía de vientos de baja velocidad.

Este trabajo consta de 8 capítulos. El primer capítulo que trata sobre la historia de la energía eólica y la razón de haber elegido esta fuente de energía. En el segundo capítulo consta de información teórica sobre cómo funciona la energía eólica y cómo la capturan las turbinas, además de cómo se determina la potencia del viento y de las turbinas, a diferentes eficiencias. El tercer capítulo habla sobre los tipos de turbinas utilizadas para la producción de energía, junto con los aspectos más destacados y defectos, mientras que el cuarto capítulo trata sobre las ventajas de una turbina eólica Savonius. El capítulo cinco explica sobre el proceso de diseño y los factores deseados en una turbina. El capítulo seis trata sobre la configuración del software para la simulación y el capítulo siete es sobre el estudio realizado junto con los datos y gráficos obtenidos. El capítulo final es la conclusión, con comentarios sobre el proyecto, observaciones, resultados calculados y resultados simulados.

Objetivo General:

Diseñar y simular una turbina eólica Savonius de 30 W similarlo a velocidades de viento de 4.5m/s utilizando un software de simulación para visualizar los contornos de presión y velocidad alrededor de la turbina durante su funcionamiento.

Objetivos Específico:

Análisis de los aerogeneradores de eje vertical, específicamente del tipo Savonius.

Realizar la simulación de un aerogenerador de eje vertical a través de software especializado.

Capítulo 1 Breve historia y por qué elegir la energía eólica

1.1 Historia de la energía eólica:

La energía eólica está a nuestro alrededor, esta es la fuerza que hace que los mares se agiten y las olas del mar batan la costa, erosionando la tierra, crea dunas y tormentas de polvo en los desiertos, el viento es una fuerza poderosa. Dado que tiene tanta energía y es una fuerza que está presente desde el origen del planeta no podemos establecer una fecha exacta en la que la humanidad intentó por primera vez aprovechar la energía cinética del viento.

Los primeros antecedentes conocidos se remontan a los egipcios quienes utilizaron el viento para propulsar barcos con velas en el 3100 A.C. En el siglo X a.C., se encontró evidencia de que en la región de Seistan, en Persia, se usaban molinos de viento para moler granos y sacar agua de los arroyos. Esta no es la única región que aprovecho esta energía, sino también en India y China para obtener agua, moler granos y caña de azúcar.

Europa también utilizó molinos de viento, que eran una turbina eólica de eje horizontal, denominada molino de postes, ya que el molinero solía orientar el molino de postes hacia el viento haciendo girar todo el molino de viento alrededor del poste. Más tarde, los molinos de torre reemplazaron a estos molinos de postes y se hicieron con madera, ladrillo y piedra. Con semejanzas al molino de viento moderno, tenían un eje horizontal, la tapa con el rotor y los engranajes descansaban en un bordillo en la parte superior de la torre y apuntaban hacia el viento girando la tapa en su bordillo para que no todo el molino tuviera que hacerlo al ser girado en la dirección del viento como con los primeros molinos de postes. Se usaban mayoritariamente en Inglaterra porque la energía eólica no estaba controlada, como sucedía con el molino de agua en los arroyos o ríos, ya que la nobleza tenía los derechos de agua y por lo tanto nadie podía poner un molino de agua en los cuerpos de agua sin tener los derechos.

Los molinos de torre se expandieron luego a otras áreas como España, Francia, Dinamarca, Holanda y Bélgica. También se usaron en otras aplicaciones en lugar de simplemente moler grano, redujeron la pimienta y otras especias, como energía para los aserraderos y se usaron para hacer papel al reducir la pulpa de madera a papel. Incluso afirma que una autoridad estimó que estos molinos proporcionaron aproximadamente el 25% de la energía industrial de Europa desde el año 1300, hasta hasta el siglo XIX [1], momento en que se desarrolló la máquina de vapor y se inició el aprovechamiento de la energía del carbón.

En la navegación a través de los océanos también se utilizó la energía eólica, con ella la humanidad pudo cruzar grandes distancias a través del océano usando el viento, explorando nuevas regiones y continentes durante la época de Colón e incluso aún a lo largo del siglo XIX. Durante todo este tiempo, el viento se usó principalmente en el mar y algo en tierra, pero ahora, las cosas parecen ser todo lo contrario, ya que la demanda de energía para alimentar nuestros hogares continúa creciendo.

1.2 ¿Por qué elegir la energía eólica como fuente sostenible?

La energía eléctrica antes era un lujo, ahora se convirtió en una necesidad para el avance de nuestra civilización, así también con una población en constante crecimiento, la demanda de energía seguirá aumentando. Hoy en día son muchos los países que buscan alejarse de las fuentes de energía tradicionales como el carbón o el petróleo. El consumo mundial de petróleo para el año 2019 fue de 98.272 millones de barriles por día [2]. Dicha cantidad de petróleo consumida a nivel mundial es insostenible y es por eso que existen preocupaciones por el uso de los combustibles fósiles que son: el petróleo, el carbón y el gas natural. Dichos combustibles principalmente para satisfacer las necesidades energéticas globales debido a su alta energía específica, pero cuando se queman liberan diferentes gases a la atmósfera, como dióxido de carbono CO_2 , monóxido de carbono CO y óxidos nitrosos NO_x . Dado que el CO_2 contribuye al efecto invernadero, esto genera preocupaciones globales sobre el cambio climático, por lo que ahora tanto los países como la comunidad internacional fomentan más las fuentes de energía renovables.

Las siguientes gráficas muestran la cantidad del creciente consumo global de energía. A medida que pasan los años, la energía necesaria sigue aumentando y, con esto, nuestras emisiones de CO_2 también aumentan, ya que gran parte de su energía proviene de combustibles fósiles.

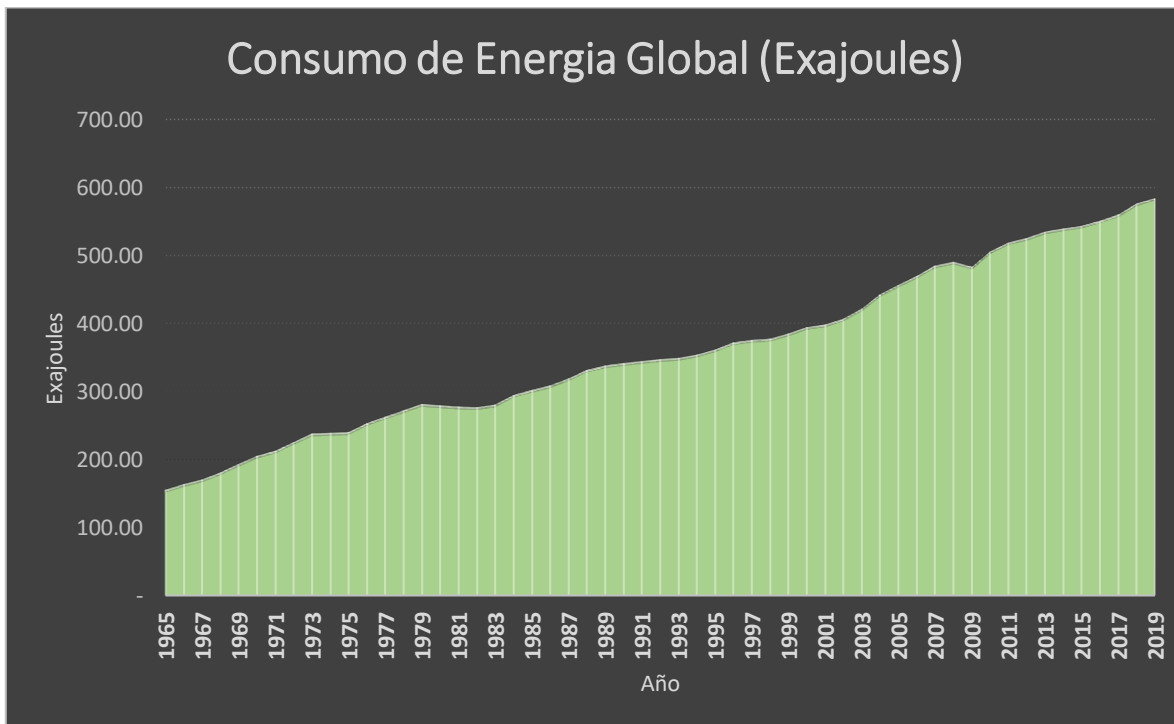


Figura 1.1 Gráfica de consumo de energía global en exajoules [2].

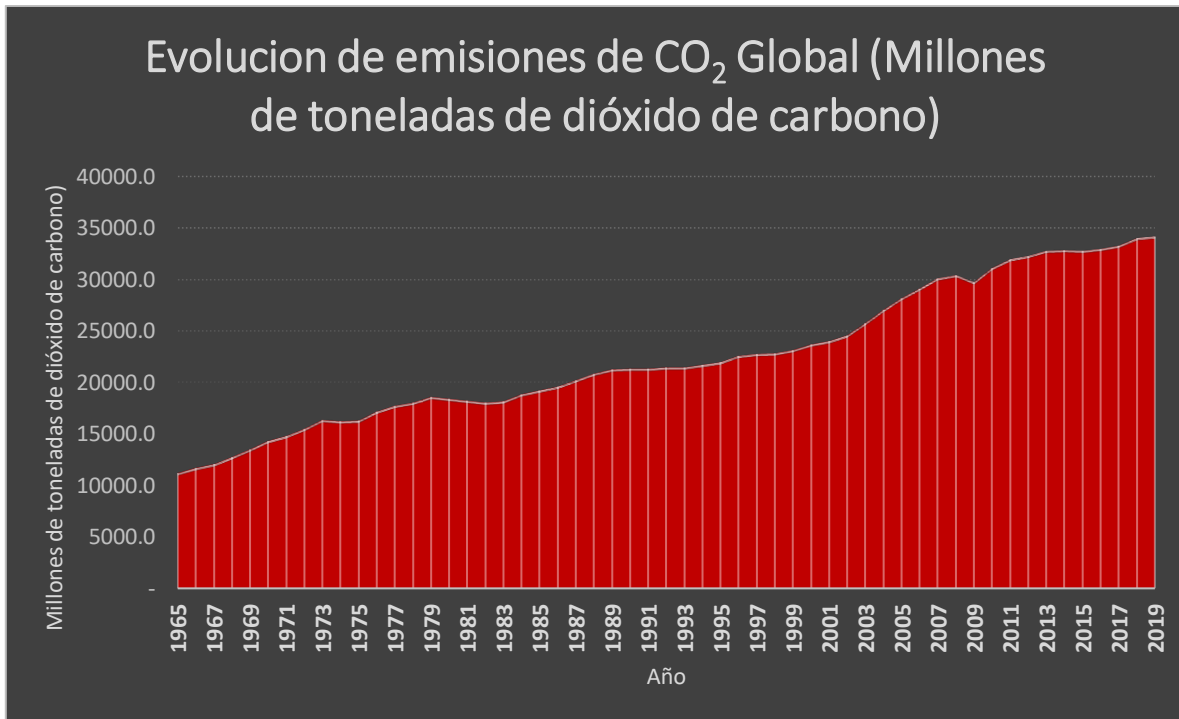


Figura 1.2 Emisiones de CO₂ global [2].

Nuestra dependencia de los combustibles fósiles para obtener energía se puede ver claramente con el aumento de las reservas mundiales de petróleo que van en cantidades masivas de barriles.

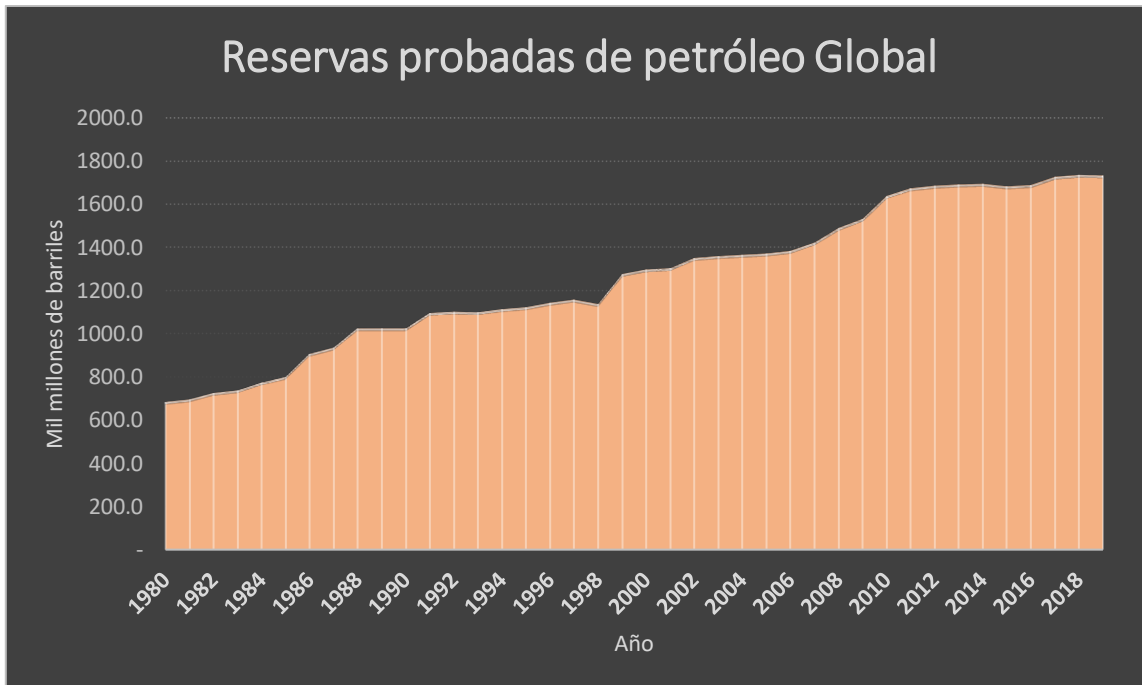


Figura 1.3 Crecimiento de reservas de petróleo [2].

La energía de fuentes renovables está lejos de satisfacer nuestras necesidades energéticas, pero con más avances, investigación e inversión en ella, la cantidad de energía producida aumenta constantemente.

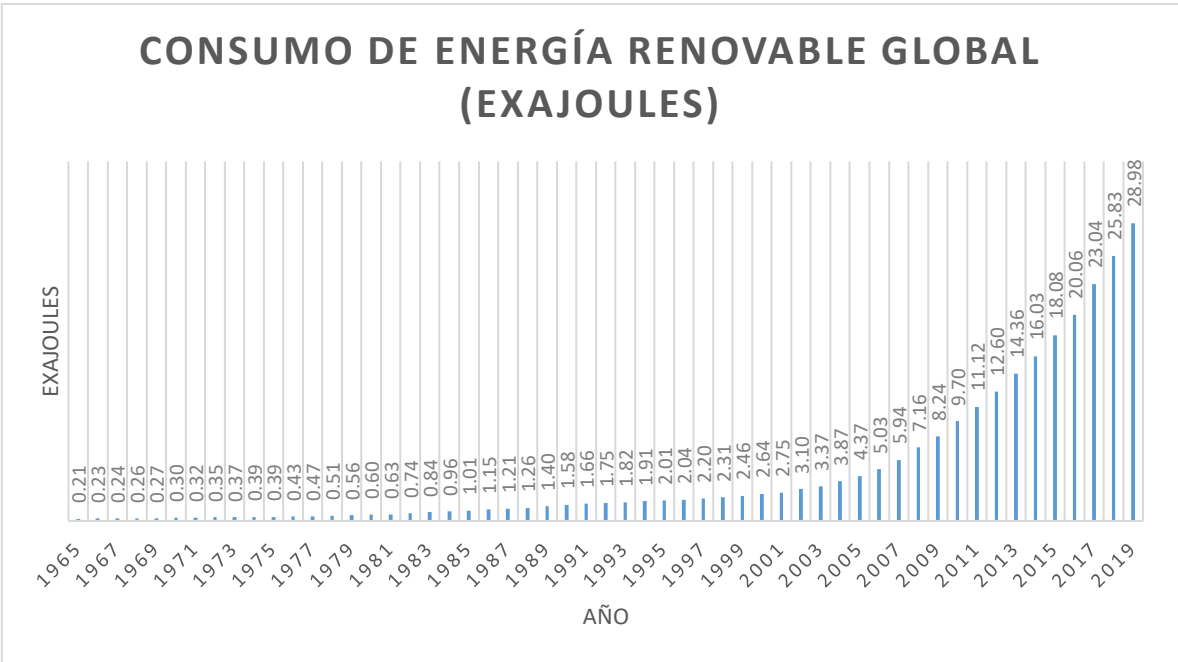


Figura 1.4 Consumo de energía renovable global en exajoules [2].

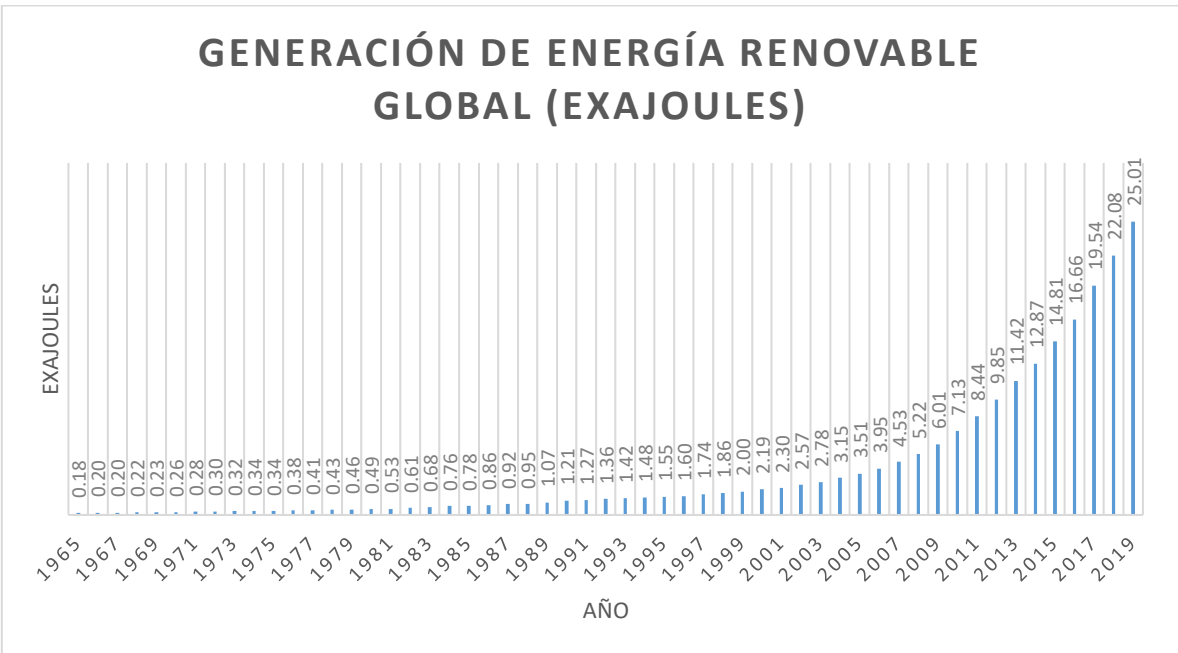


Figura 1.5 Crecimiento de energía renovable global [2].

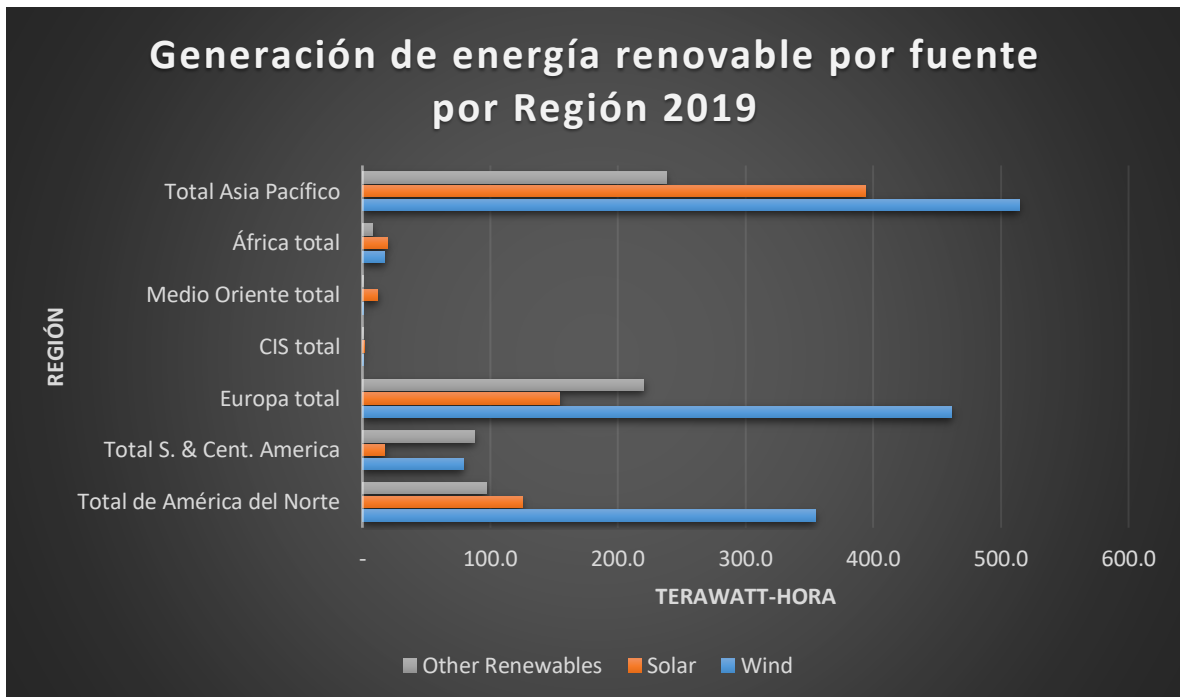


Figura 1.6 Generación de energía renovable por diferentes fuentes por región en 2019 [2]

La gráfica muestra la cantidad de energía renovable generada por fuente de diferentes regiones para el año 2019. A medida que se invierta más para hacer que la energía renovable sea más viable, la energía producida aumentará constantemente a medida que disminuya nuestra dependencia de los combustibles fósiles.

Las fuentes de energía renovables no producen dióxido de carbono al generar la energía, estas incluyen la energía solar, eólica e hidráulica que son las más comunes, pero también se incluyen la energía geotérmica, biocombustible, biomasa y energía mareomotriz [3]. Una vez que comencemos a depender de formas más limpias de energía, no solo para nosotros sino para todo el planeta en su conjunto, ayudaremos a sanar el daño que hemos causado y a combatir el cambio climático.

Capítulo 2 Tipos de aerogeneradores

La energía eléctrica obtenida del viento en los últimos años se ha incrementado y se ha convertido en una forma común de energía renovable, y junto con la energía solar, como fuente de energía alternativa debido a su disponibilidad en diferentes momentos a lo largo del día. Cuando se trata de obtener energía del viento, existen dos tipos o categorías principales de turbinas eólicas, que luego se dividen en subcategorías. Son el aerogenerador de eje horizontal (HAWT, *Horizontal Axis Wind Trubine*) y el aerogenerador de eje vertical (VAWT, *Vertical Axis Wind Turbine*) [4].

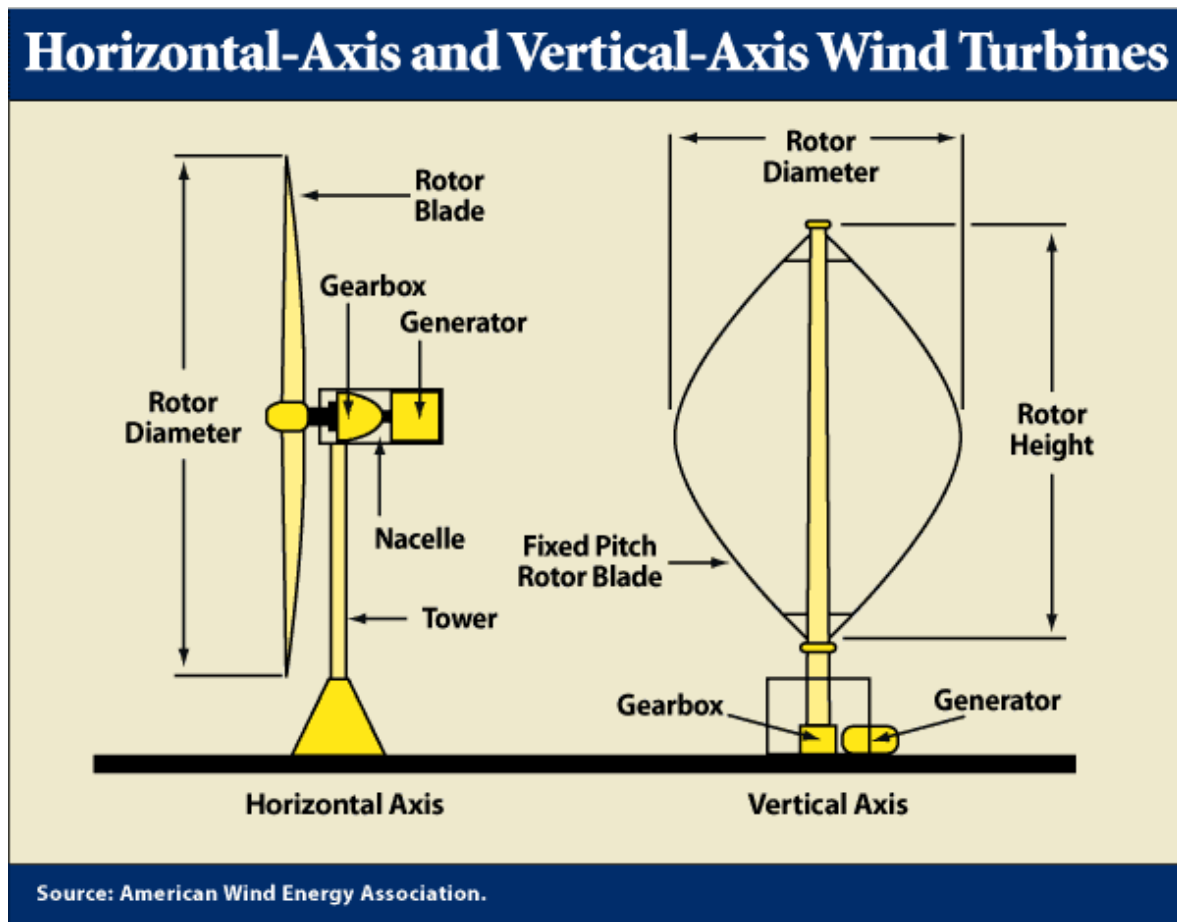


Figura 2.1 Aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical

2.1 Turbinas eólicas de eje horizontal (HAWT):

Este tipo de turbinas se definen como turbinas eólicas de eje horizontal porque las alabes del rotor están conectadas a un eje central horizontal. Esta turbina está compuesta de muchas partes y entre ellas incluyen el rotor, la caja de cambios, el anemómetro, el motor de guiñada, el generador, el sistema de control y su torre. También hay turbinas eólicas a barlovento o

sotavento, la turbina a barlovento se enfrenta al viento mientras que la turbina sotavento permite que el viento pase por la góndola y la torre antes de tocar el rotor. Aunque las turbinas sotavento a veces pueden ser atractivas por un costo menor ya que no se necesita un mecanismo de guiñada activo, todavía ofrecen otras desventajas como un mayor ruido y fatiga de carga en comparación con las turbinas normales en contra del viento [5].

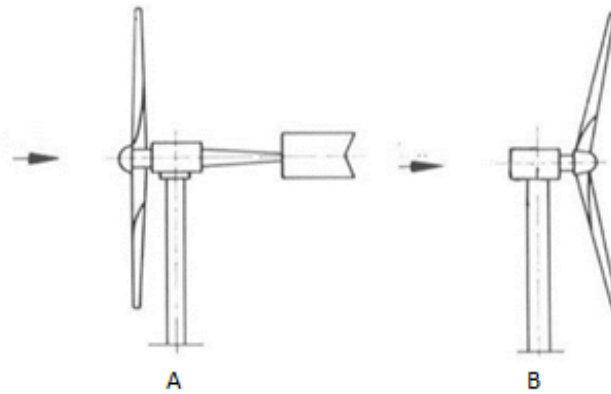


Figura 2.2 [A] Diseños de aerogeneradores de eje horizontal a favor del viento. [B] Diseños de aerogeneradores de eje horizontal en contra del viento [6].

2.1.1 Ventajas de HAWT:

Este tipo de turbinas se utilizan en la industria debido a su alta capacidad de generación de energía y mayor eficiencia. Otra ventaja es la capacidad del alabe de paso variable, ya que cambiar el ángulo de grado de la alabe permite un mejor flujo y ayuda a garantizar que la turbina no se sobrecargue, por lo que el control de velocidad de las alabes. Una sola turbina grande puede proporcionar megawatts de energía y, aunque su inversión económica es alta, las industrias ven el potencial en ellas para proporcionar energía limpia en los próximos años.

2.1.2 Desventajas de HAWT:

A pesar de que estas turbinas son más populares ya que son más eficientes en comparación con VAWT, por el hecho de estar colocadas en torres altas, brindándoles acceso a vientos más fuertes, su principal desventaja es que funcionan mejor con vientos altos y también producen contaminación acústica, esto puede ser un problema para las viviendas cercanas a los sitios de instalación, por lo que la ubicación siempre es un factor a tener en cuenta a la hora de elegir un lugar adecuado para el aerogenerador [7]. Otra desventaja es que debido a que se colocan en una torre alta, esta torre debe ser realmente fuerte, lo que aumenta el costo de instalación de la turbina, también debido a la torre alta, cada componente debe elevarse a tales alturas, lo que aumenta aún más los costos. Aunque los HAWT utilizados hoy en día son mejores y más eficientes que los antiguos molinos de viento utilizados para bombear

agua o moler grano [8]. También, tienen una buena cantidad de desventajas, y para muestra, no es una fuente de energía que se pueda aprovechar en cualquier lugar.

2.1.3 Método de operación de un aerogenerador:

La turbina está formada por una hélice que tiene un conjunto de alabes, que giran en un eje horizontal. Cuando el viento pasa, hace que las alabes se muevan, esto se debe a que las alabes dependen de la fuerza de elevación para moverse y rotar, haciendo girar el rotor conectado al eje del rotor principal y el generador eléctrico colocado en la parte superior de la torre. Estos alabes tienen forma de perfil aerodinámico, esto significa que las alabes funcionan de manera similar a la del ala de un avión. El principio de funcionamiento es que existe una diferencia de presión entre los dos lados del aspa, por lo que esto da como resultado una fuerza de elevación o sustentación que es perpendicular al aspa, lo que provoca la rotación. Los mejores alabes para un HAWT son las que tienen una alta relación entre sustentación y arrastre, ya que la mayor parte de la energía eólica hará girar el rotor, el arrastre se minimizará y producirá más potencia [9].

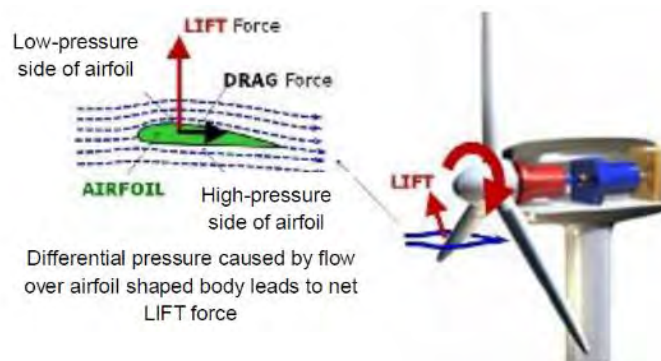


Figura 2.3 El efecto de sustentación y arrastre en una turbina eólica horizontal [10].

2.1.4 Componentes HAWT:

La góndola, es donde se almacenan los equipos que hacen funcionar la turbina, incluye la caja de cambios, eje principal, motores, generadores eléctricos y el rotor, etc. [11]. A su vez sirve como protección a dichos componentes.

Este tipo de turbina necesita tener un mecanismo de guiñada, esto es para orientar la turbina eólica en la dirección del viento, esto se hace usando un sensor de viento en la torre, que indica al servomotor que se mueva y oriente la turbina hacia la dirección del viento [12]. Este mecanismo de guiñada junto con un mecanismo de frenado evita que el rotor gire demasiado rápido para proteger la turbina de fallas en sus componentes críticos, aumentan los costos de producción y también los costos de mantenimiento. Para determinar la dirección y otra información importante sobre el viento para la turbina, cuenta con un anemómetro. Dicho anemómetro se utiliza para recopilar datos sobre el viento que utiliza el sistema. Antes de

que una turbina comience a funcionar, el anemómetro primero tiene que medir la velocidad y la dirección del viento, generalmente se colocan en la parte superior trasera de la turbina.

La caja de cambios permite aumentar la velocidad de rotación del eje conectado al generador eléctrico, ya que el generador eléctrico requiere ciertas revoluciones por minuto para comenzar a generar energía. El generador eléctrico es lo que convierte la energía mecánica del rotor obtenida del viento en energía eléctrica que se utiliza para alimentar hogares.

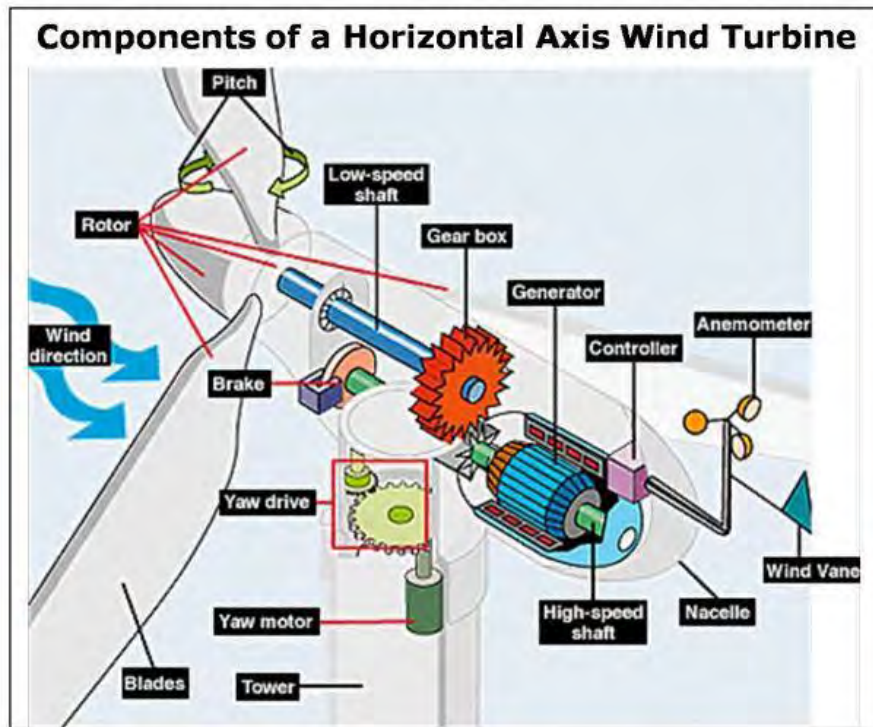


Figura 2.4 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal [8].

Otro componente es la torre, esto es lo que sostiene la góndola junto con el rotor y, a medida que los rotores se hacen más grandes debido a los mayores rendimientos de producción de energía, las torres también se hacen más altas.

Esto se debe a que cuanto más alta es la torre, más energía hay disponible ya que la velocidad del viento aumenta con la altura sobre el nivel del suelo. Adicionalmente a esto, existe menos aire turbulento, debido a que hay menos obstrucciones de edificios y árboles a esas alturas,.

La tecnología HAWT ha madurado a lo largo de los años y se ha realizado una gran cantidad de investigación y desarrollo para mejorar su diseño, pero incluso con estos, la ubicación es siempre un factor importante a considerar. Como HAWT comerciales pequeños tienen un rango de velocidad de operación entre 3 m/s y 12 m/s, pero si opera a vientos menor de 6m/s su eficiencia es muy baja que solamente logra obtener una capacidad de potencia de 10% de la nominal, HAWT pequeños como el Air X 400W.

Entonces la principal limitación la constituye la velocidad del viento que requieren para operar. Por tal motivo, en condiciones de baja velocidad de viento se prefiere emplear los generadores VAWT.

2.2 Aerogenerador de eje vertical (VAWT):

Para este tipo de turbina, a diferencia de la turbina anterior, el eje del rotor se coloca perpendicular al suelo. Esto también significa que generalmente no necesitan una torre alta, por lo que el generador y otros equipos no necesitan ser elevados a grandes alturas. Ahora comparándolo con HAWT, en general tienen una eficiencia menor, pero pueden funcionar con velocidades de viento más bajas, algunos son de arranque automático ya que pueden comenzar a girar a velocidades de viento bajas, mientras que otros tipos de VAWT necesitan algo de ayuda para arrancar. Este tipo de turbinas tampoco necesitan estar orientadas en la dirección del viento, por lo que no necesitan un mecanismo de guiñada, ya que los alabes pueden capturar el viento desde todas las direcciones [4].

Estas turbinas son más económicas de construir ya que usan menos componentes y mecanismos en comparación con HAWT, y su mantenimiento es menor y menos costoso, ya que no tienen muchas partes complejas, pero su único inconveniente es que su eficiencia general es baja. Esta baja eficiencia se debe a que tienen una fuerza de arrastre más alta y no tienen acceso a vientos fuertes, pues normalmente se colocan a alturas más bajas. Dado que VAWT tiene un par de arranque bajo, esto significa que es ineficiente en vientos de alta velocidad, ya que la aspa que regresa se mueve en dirección contra el viento, porque esta aspa es empujada por el viento, la turbina sigue girando porque el hoja de avance que tiene más arrastre y mayor resistencia.

Dos tipos principales de VAWT son: las turbinas eólicas Darrieus y Savonius.

2.2.1 Aerogenerador Darrieus:

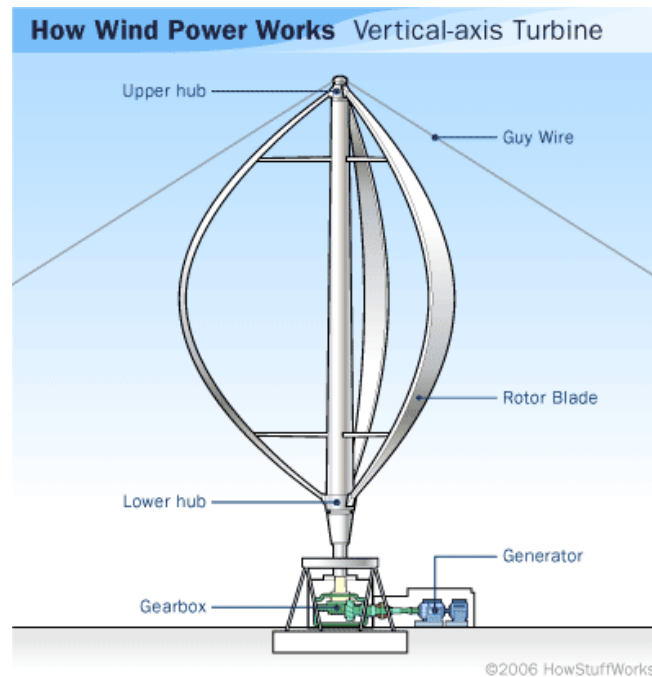


Figura 2.5 Diseño Darrieus VAWT [13].

Este diseño, fue patentado por el ingeniero francés George Darrieus en 1925 [14]. Su diseño es que consta de dos o tres aspas curvadas, en forma de batidor de huevos, con sección transversal aerodinámica, ambos extremos de las alabes están unidos a un eje vertical. La tensión pura es lo que hace que giren las alabes, que están hechas de materiales lo suficientemente fuertes como para soportar la fuerza del viento [15]. Como todos los VAWT, este tipo de turbina no necesita una torre alta para ser montada, por lo que puede colocarse cerca del suelo y también puede soportar el viento proveniente de cualquier dirección.

2.2.1.1 Ventaja de una turbina eólica Darrieus:

Una ventaja importante es que tiene un λ (TSR, relación de velocidad de punta) y C_p (coeficiente de potencia) más altos, no tan altos como HAWT, pero aún superior a un aerogenerador Savonius. Esto significa que su eficiencia es mayor, alrededor de un 15% más eficiente que una turbina Savonius como se ve en la figura 3.3 [16], que explica más sobre este tema.

2.2.1.2 Desventaja de una turbina eólica Darrieus:

Sus desventajas son: no es completamente de autoencendido, por lo que necesita ayuda mecánica externa para arrancar; y dependiendo de su diseño y altura total, puede necesitar una estructura de soporte fuerte y un cable de sujeción para asegurarla en su lugar. Otras

desventajas son que tiene menor eficiencia en comparación con HAWT y, dado que está tan cerca del suelo, solo está expuesto a vientos de menor velocidad. Esta desventaja de menor eficiencia se aplica a todos los VAWT, no solo a la turbina Darrieus [17].

2.2.2 Aerogenerador Savonius:

Desarrollado por el ingeniero finlandés Sigurd J. Savonius en 1922 [14], es un rotor de diseño basado en el arrastre. Para este tipo de turbinas, su TSR, relación de velocidad de puntas, es cercana o menor a uno, normalmente en 0.8 [16]. El diseño de esta turbina es posiblemente uno de los más simples, ya que se puede hacer fácilmente cortando un cilindro por la mitad a lo largo de su eje, luego deslizándose ambas mitades a lo largo del plano de corte como se muestra a continuación.

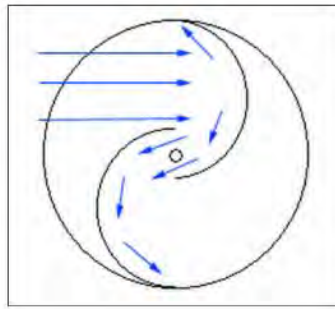


Figura 2.6 Aerogenerador Savonius, vista superior [18].

Esta turbina funciona por el par aerodinámico inducido por la deflexión del flujo en los alabes, a medida que el viento sopla contra la turbina, el aire quedará atrapado en el lado cóncavo del rotor contra el viento entrante, esto da como resultado una acumulación de presión en este lado.

En el lado convexo del rotor, el viento entrante se desvía lejos de él y esto reduce la presión en este lado del alabe. Dado que existe una diferencia de presión en los lados opuestos del rotor, esto hace que gire alrededor de su eje [19].

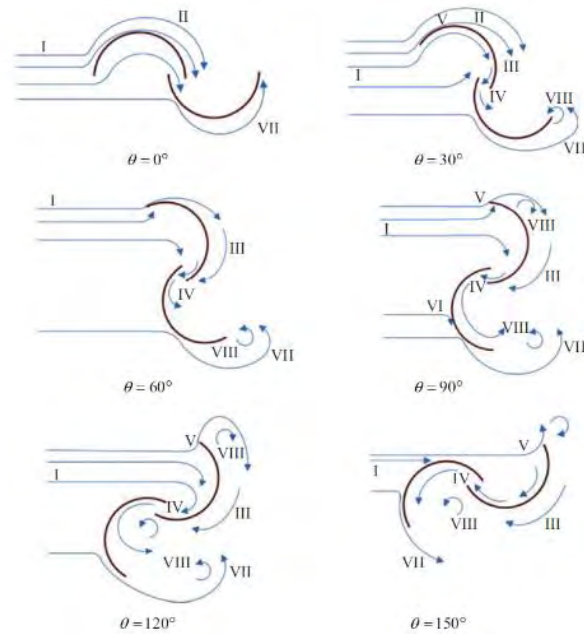


Figura 2.7 La figura muestra varios patrones de flujo alrededor de la turbina eólica Savonius, la turbina gira en diferentes ángulos con respecto a la dirección del viento, en la parte I muestra flujo de corriente libre, II muestra un flujo de tipo Coanda, III: muestra un flujo de tipo arrastre, IV: muestra flujo superpuesto, V: muestra flujo de separación, VI: muestra flujo estancado, VII: muestra flujo de retorno, VIII: muestra flujo de vórtice [20].

2.2.2.1 Ventajas de un aerogenerador Savonius:

Es un tipo de turbina simple, y se debe a que esta turbina es fácil de construir, por lo que no es difícil de armar en comparación con otras, lo que significa que tiene un bajo costo de inversión y mantenimiento. Son de arranque automático y emplean bajas velocidades de operación, por lo que el daño a la estructura y al rotor tiende a ser menor, y no necesitan un mecanismo de guiñada ya que pueden aprovechar el viento proveniente de cualquier dirección.

2.2.2.2 Desventaja de una turbina eólica Savonius:

Las principales desventajas de este rotor es que tiene un TSR y C_p bajos, por lo que la eficiencia general es baja. También puede dañarse durante las tormentas, a menos que se utilice un dispositivo de frenado durante esos momentos. Aunque esta turbina tiene una buena cantidad de desventajas, la principal es su baja eficiencia, pero su gran simplicidad puede superar su mayor inconveniente.

Capítulo 3 Antecedentes teóricos

3.1 Ley de Betz:

El físico alemán Albert Betz, estableció que la máxima eficiencia teórica que puede alcanzar cualquier aerogenerador, es del 59.3%. Ningún aerogenerador puede hacer que el aire que viaja a través de las aspas descansa totalmente, ya que siempre habrá algo de aire fluyendo a su alrededor. Esto significa que una turbina eólica solo puede extraer una fracción de la energía cinética disponible del viento. Albert Betz demostró que la energía cinética máxima que se puede extraer del viento no puede superar los $16/27$, esto simplemente significa que ni siquiera la turbina más eficiente podrá extraer toda la energía del viento, por lo que nunca se podrá aprovechar toda la energía del viento que fluye [21].

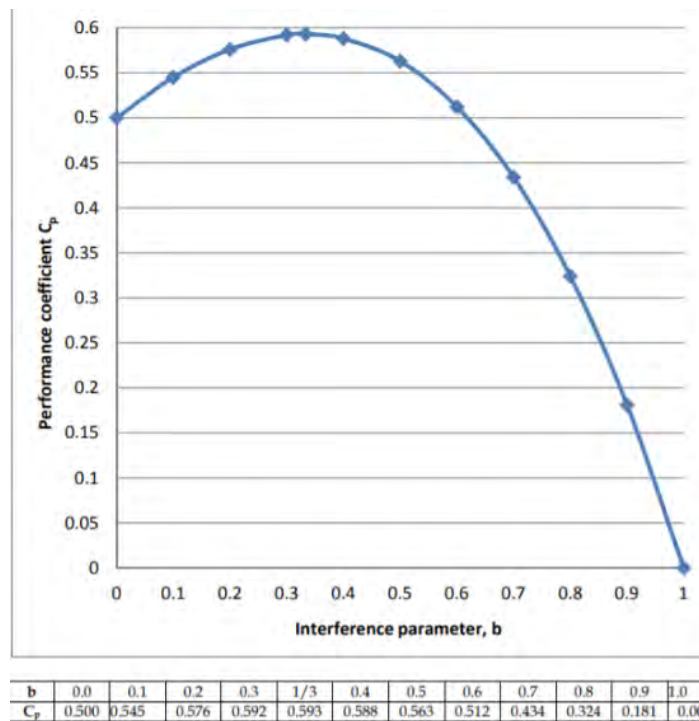


Figura 3.1 El coeficiente de rendimiento C_p en función del factor de interferencia b [21].

La figura 3.1 muestra la variación del coeficiente de potencia de una turbina C_p (esto es la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible) frente a la relación entre la velocidad del viento antes y después de pasar por la turbina.

3.2 Eficiencia aerodinámica de los aerogeneradores, en particular el aerogenerador Savonius:

Una turbina eólica funciona extrayendo energía cinética del viento, cuando el aire fluye alrededor de la turbina, debido al flujo de aire a su paso, esta energía cinética se transforma en energía cinética de rotación.

3.2.1 Potencia en el viento:

La potencia total disponible en el caudal de viento por unidad de tiempo se define por:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V^3 \text{ [Watt]} \quad (1)$$

Dónde

P_w : potencia en el viento [W]

ρ [kg/m³] : densidad del aire, en este caso se utiliza la densidad al nivel del mar.

A [m²]: área barrida de una turbina de eje vertical, se obtiene multiplicando la altura del rotor (H) por el ancho o diámetro del rotor (D) para una turbina eólica de eje vertical, mientras que el área para una turbina de eje horizontal se obtiene multiplicando el radio de la turbina, al cuadrado, por π , similar para encontrar el área de un círculo.

V [m/s]: velocidad del viento que se aproxima a la turbina.

3.2.2 Coeficiente de potencia, C_p .

El coeficiente de potencia es la relación entre la potencia extraída por la turbina eólica de la potencia eólica disponible y se expresa como:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{P_w} \quad (2)$$

Dónde

$P_{turbina}$ [W]: potencia de la turbina eólica.

El C_p simplemente significa la cantidad de energía que una turbina puede absorber del viento. Debido a la ley de Betz, esta cantidad que puede ser absorbida o extraída del viento tiene un límite, 59.3% pero esto es en las mejores condiciones ideales, por lo que generalmente es mucho menor que el límite de Betz. La velocidad del viento después de que ha pasado el rotor es normalmente 1/3 de la velocidad que tenía antes de pasar por la turbina, como se ve

en la figura 3.2. Por esta razón, la ubicación de los aerogeneradores es importante, porque si hay más de un aerogenerador, y se colocan uno en la estela de otro aerogenerador (uno detrás del otro), uno de ellos tendrá más turbulencias, y además, dispondrá de menos potencia para extraer del viento.

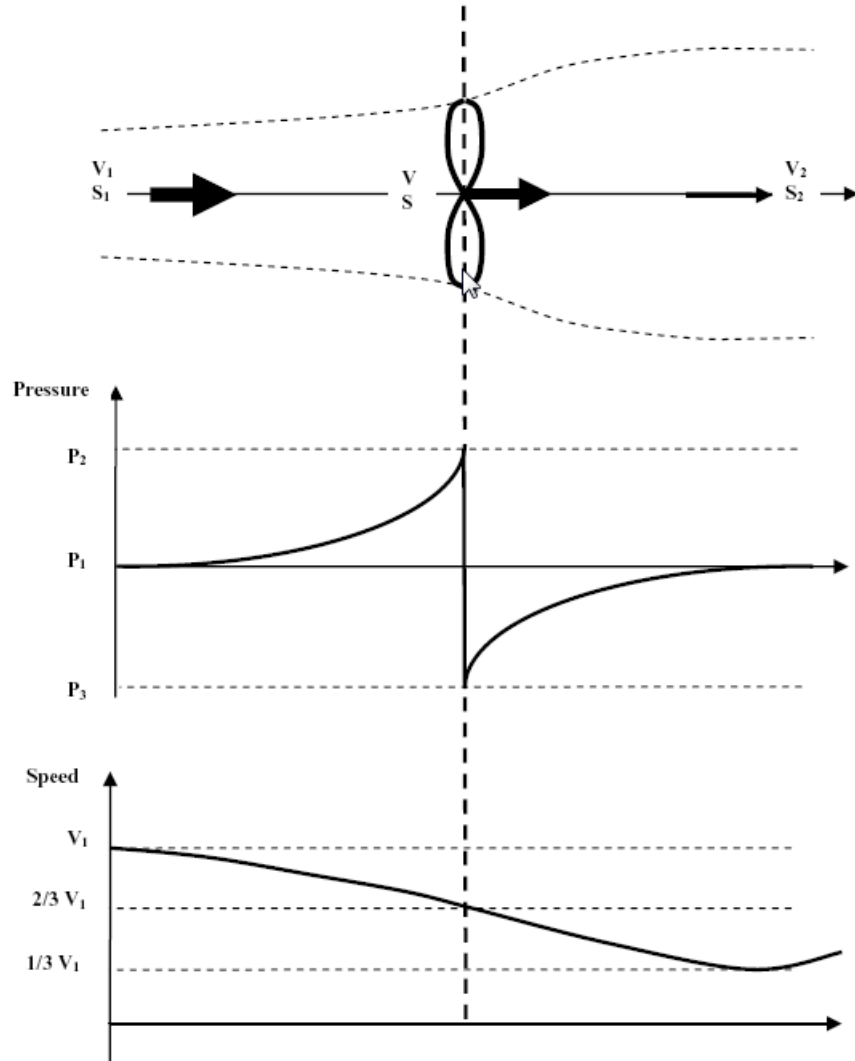


Figura 3.2 Variación de presión y velocidad en un modelo ideal de aerogenerador [21].

Conociendo el coeficiente de potencia, las ecuaciones de potencia de la turbina son:

$$P_{turbina} = T\omega \quad (3)$$

Dónde:

T : torque del rotor [$N \cdot m$]

ω : velocidad angular [radianes/segundo] de la turbina

Usando (1) y (3) obtenemos:

$$C_p = \frac{T\omega}{0.5 \rho AV^3} \quad (4)$$

y también como:

$$C_p = \frac{P_{turbina}}{0.5 \rho AV^3} \quad (5)$$

Dado que se puede establecer la potencia de salida que se desea, entonces se puede calcular el área necesaria para alcanzar dicha demanda.

El coeficiente de potencia de una turbina puede verse afectado por muchos factores, e incluso el tipo de turbina. Uno de tales factores afectarlo es la relación de velocidad de punta de álabe [21].

3.2.3 TSR (*Tip Speed Ratio*)

La relación de velocidad de punta de álabe (Tip speed ratio) o λ (lambda), se define como la relación entre la velocidad de las alabes en las puntas del rotor al girar y la velocidad de la corriente libre del viento que se aproxima.

$$\lambda = \frac{\text{velocidad de las alabes en las puntas}}{\text{velocidad del viento}} = \frac{V_{rotor}}{V} \quad (6)$$

$$V_{rotor} = \omega R \quad (7)$$

Dónde:

ω [rad/s]: velocidad angular de la turbina.

R [m]: radio del rotor.

V[m/s]: velocidad del viento sin perturbaciones.

Diferentes tipos de rotores giran a diferentes velocidades, por lo que esto significa que la relación de velocidad de punta de ábabe (TSR) también es variable en función del tipo de turbina, y debido a esto también el coeficiente de potencia. Esta es la razón por la que existen diferentes eficiencias para diferentes turbinas. De lo que se puede deducir, que cuando hay un valor de TSR bajo, simplemente significa que no se extrae suficiente energía del viento. Por lo tanto, las turbinas Savonius que tienen un valor de TSR bajo, su eficiencia es menor en comparación con otras turbinas.

Esto no quiere decir que un valor alto de TSR sea lo mejor, tener un valor de TSR demasiado alto también puede significar que las alabes de las turbinas giran demasiado rápido y, dependiendo del material seleccionado, la velocidad de rotación provoca una gran tensión en los alabes, situación que pueden provocar daños o falla total de los alabes y de la turbina.

En la figura a continuación, figura 3.3, podemos ver claramente los diferentes valores de relación de C_p y la relación de velocidad de la punta de ábabe (TSR) en comparación con los diferentes tipos de aerogeneradores.

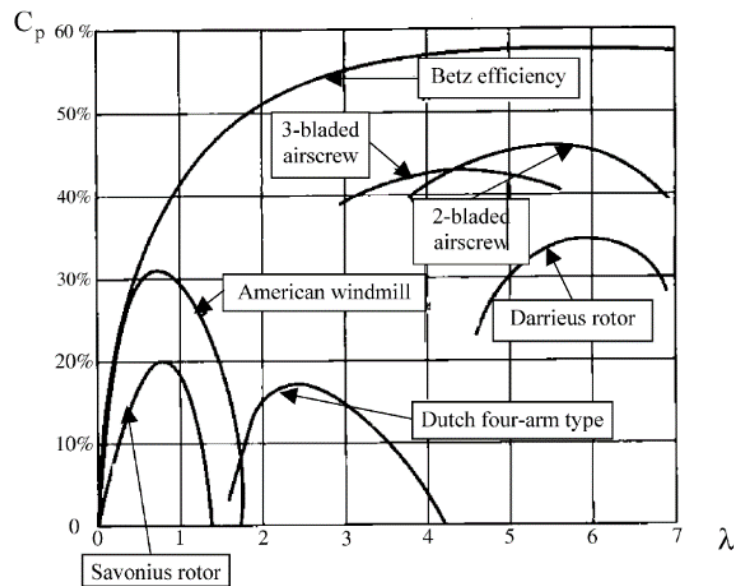


Figura 3.3 Rendimiento de las principales máquinas eólicas convencionales [16].

De la figura anterior, se ha tomado para el presente trabajo un valor de TSR de 0.8 y un valor de C_p de 0.2 (20% de eficiencia) como se obtiene de la figura, como la turbina está diseñada para vientos de baja velocidad, promedio de 4.5 m/s.

De un estudio realizado para turbinas Savonius [22], propuso un valor de coeficiente de potencia máxima (C_p) de 0.29 para una turbina de 2 módulos, pero las pruebas se realizaron con velocidades del viento de 7.3 m/s.

Sin embargo, cabe recordar que en el presente trabajo se ha considerado utilizar una velocidad del viento de 4.5 m/s, con una turbina más pequeña y una relación de aspecto diferente a esta turbina que se propuso. Por eso se utilizó un valor de C_p de 0.2.

3.3 Curva de potencia:

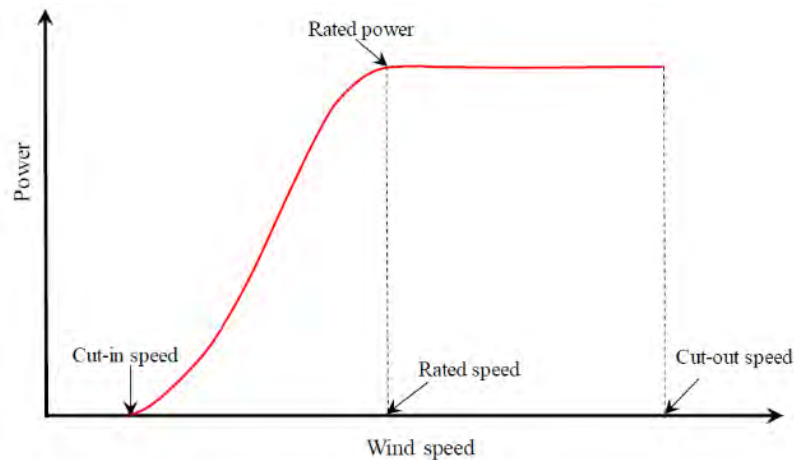


Figura 3.4 Salida de energía eólica típica frente a la velocidad del viento [23].

La figura 3.4, es un gráfico que muestra la producción de energía de una turbina en función a la velocidad del viento. En esta figura se puede ver a qué velocidades puede operar la turbina de manera segura, y a mayor velocidad de viento, mayor es la potencia extraída. La velocidad de corte es la velocidad mínima que la turbina necesita para poder comenzar a girar y la velocidad nominal de viento corresponde a la potencia nominal cual es la potencia máxima y valor ideal de operación que el generador eléctrico es capaz de alcanzar. El apagado de protección contra tormentas, aunque no todas las turbinas pueden tener esta característica, es la velocidad máxima a la que la turbina puede operar de manera segura, si se excede, puede dañar la turbina debido a la alta tensión en las palas y en toda la estructura [23].

3.4 Turbulencia

La turbulencia se puede definir como una perturbación o inestabilidad en el flujo, esto se debe a que las líneas de corriente no tienen una trayectoria bien definida. Esto a menudo se ve en los vientos más cercanos al suelo, debido al impacto de árboles, edificios u otras estructuras que entran en contacto con el viento, por lo que el viento fluye alrededor de esos objetos y termina distorsionándose. La turbulencia se debe evitar porque aumenta las

tensiones mecánicas en el rotor, ya que también hace que el perfil del alabe sea inconsistente y el aire turbulento hace que la turbina no pueda extraer energía eficientemente del viento. Incluso los alabes giratorios pueden hacer que el flujo sea turbulento para el siguiente alabe que avanza, ya que cuando la aspa gira, deja una estela turbulenta en donde giró [21].

Capítulo 4 Aerogenerador Savonius

4.1 Número de álabes:

La turbina tipo Savonius, puede tener un número diferente de álabes como se muestra en la figura 4.1, muestra 3 turbinas cada uno con un diferente número de álabes.

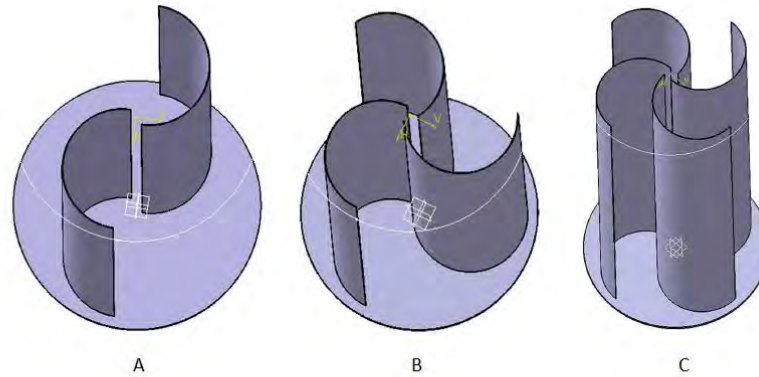


Figura 4.1 Aerogeneradores Savonius con diferente número de aspas (A) turbina con 2 álabes, (B) turbina con 3 álabes y (C) turbina con 4 álabes. [23].

El número óptimo de aspas de una turbina Savonius según las investigaciones es de 2 aspas [24] [25]. Esto se debe a que, para 2 aspas, la turbina tiene una mayor eficiencia y coeficiente de potencia. Dos aspas parecen ser óptimas porque si el número de aspas aumenta, también aumenta la interferencia del aire con las aspas, debido a esto vemos una disminución en la velocidad angular, por lo que TSR disminuye. Si hay 3 alabes en la turbina, el aumento en el número de alabe incrementa las superficies de arrastre contra el flujo del viento, provocando un retroceso en el par que conduce a una disminución en el par neto de toda la turbina. Esto se puede apreciar en la figura 4.2

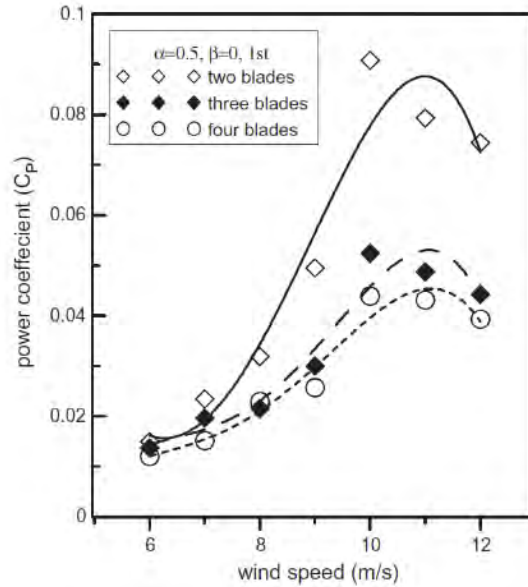


Figura 4.2 Relación entre el coeficiente de potencia y la velocidad del viento para rotores de dos, tres y cuatro aspas [24].

Por otra parte, las dos figuras siguientes (Figura 4.3 y 4.4) muestran el coeficiente de potencia frente a la relación de velocidad de las puntas del álabes para una turbina Savonius de 2 y 3 álabes, la turbina de 2 alabes se observan que tienen un coeficiente de potencia y un TSR más altos.

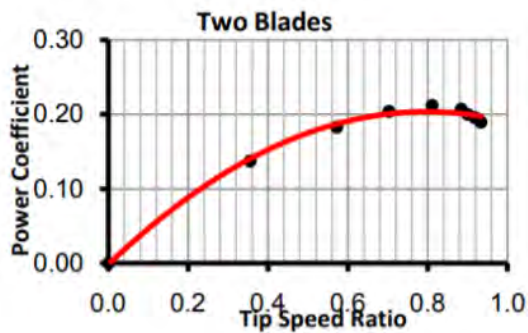


Figura 4.3 La variación del coeficiente de potencia con la relación de velocidad de la punta para una turbina eólica savonius de dos aspas [25].



Figura 4.4 La variación del coeficiente de potencia con la relación de velocidad de la punta para una turbina eólica savonius de tres aspas [25].

Adicionalmente, en las figura 4.5 y 4.6, tomados de [25], muestran que para dos alabes, el coeficiente de par estático máximo se produce en un ángulo de fase del aspa de 30° y 210° , mirando el gráfico y dado que un rotor de dos alabes es simétrico, tiene dos períodos de 180 grados.

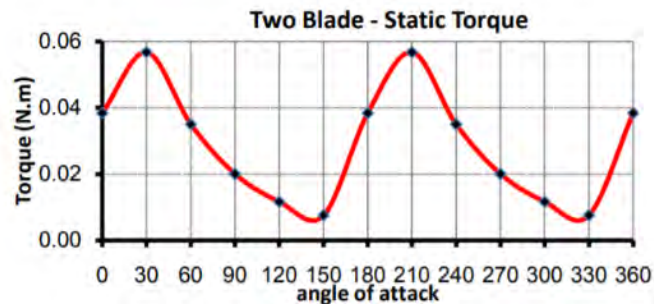


Figura 4.5 La variación de par estático con ángulo de rotación para aerogeneradores savonius de dos aspas [25].

En la figura 4.6, se observa el coeficiente de par estático para una turbina de 3 alabes, y varía al aumentar el ángulo de rotación, el par estático para 2 y 3 palas es positivo en cualquier ángulo, y significa que es suficiente para que ambas turbinas sean de arranque automático.

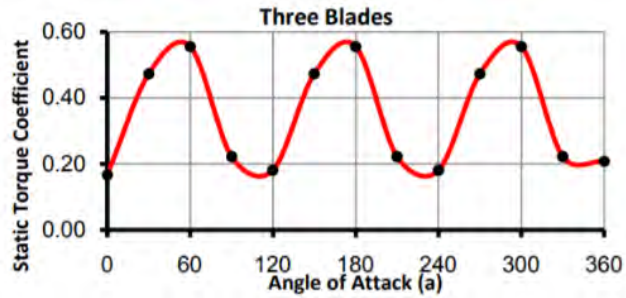


Figura 4.6 La variación del coeficiente de par estático con el ángulo de rotación para turbinas eólicas savonius de tres aspas [25].

De todo ello, la cantidad de palas que se utilizarán para este estudio es de dos alabes por modulo.

4.2 Numero de módulos o etapas

Una turbina Savonius puede tener de 1 a 3 etapas. Una sola etapa es una sola capa de aspas en el rotor, si tiene dos etapas, están una encima de la otra y perpendiculares entre sí en 90°, 120° entre sí para un sistema de 3 etapas como se muestra en la figura 4.7, que tiene varias etapas o sola una etapa.

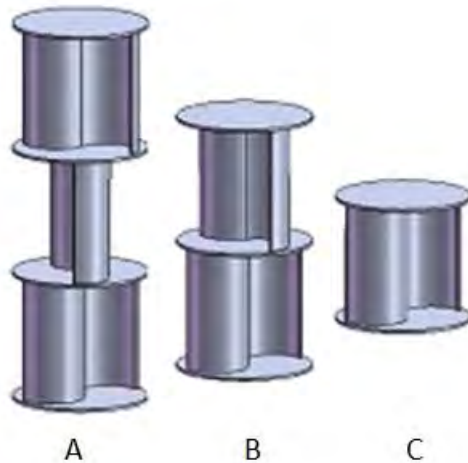


Figura 4.7 Rotor Savonius con diferente número de etapas, (A) Rotor con 3 etapas, (B) Rotor con 2 etapas, (C) Rotor con 1 etapa [26]

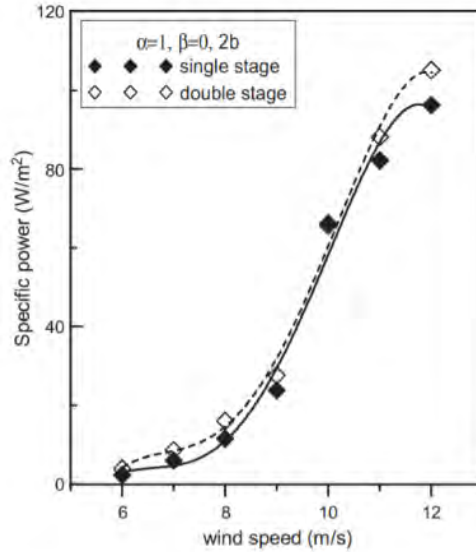


Figura 4.8 Variación de la potencia específica con la velocidad del viento para rotores de uno y de doble etapas [24].

La turbina con mayor eficiencia es la de dos etapas [24]. Esto se debe a que, como se ve en la figura 4.8, cuando la turbina tiene 2 etapas, proporciona una potencia específica más alta, potencia obtenida de la unidad de área proyectada del rotor, en comparación con una turbina de una sola etapa.

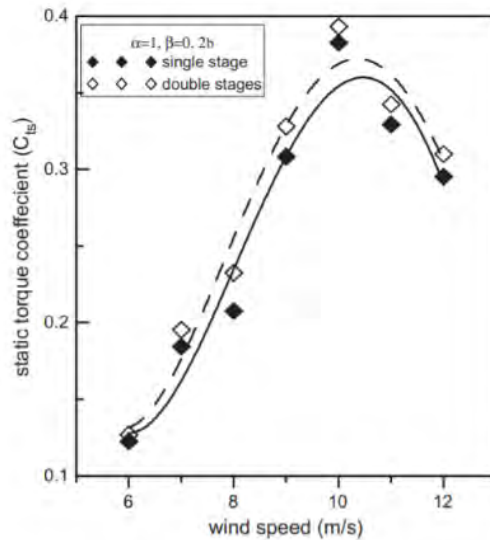


Figura 4.9 Variación del coeficiente de par estático con la velocidad del viento para rotores de una y dos etapas [24].

La figura 4.9 ahora muestra la comparación del par estático entre una turbina de 1 y 2 etapas, mostrando claramente que la turbina de doble etapa tiene un coeficiente de par estático más altos. Entonces, debido a esto se eligió una turbina de doble etapa.

4.3 Relación de aspecto

La relación de aspecto es otro factor importante, porque dependiendo de ello, puede alterar el aspecto y el funcionamiento del rotor. Esta es la relación entre la altura del rotor y el diámetro del rotor como se puede ver en figura 4.10 con turbinas teniendo diferentes relaciones de aspecto.



Figura 4.10 Turbinas Savonius con diferentes relaciones de aspecto, (A) Rotor con un diámetro mas que su altura, (B) Rotor con doble altura al diámetro, (C) Rotor con una altura elevado comparado con diámetro [26].

El diámetro del rotor (D) es el diámetro de la circunferencia que forman las alabes del rotor al girar, la altura del rotor (H) se considera igual a la altura de sus aspas. Si el rotor tuviera una relación de aspecto (AR) de 1, significa que si el rotor tiene 1 m de altura, su diámetro también sería de 1 m. Por supuesto, esta relación puede reducir la eficiencia general de la turbina y diferentes relaciones tienen diferentes eficiencias [24].

Un valor ideal que se puede utilizar como relación de aspecto sería 0.77, esto se debe a diferentes investigadores [27] [28]. Este valor proporciona el rendimiento más alto para este tipo de turbina.

4.4 Relación de traslape

La relación de traslape (β) de una turbina Savonius es la relación entre la distancia de traslape (e), y el diámetro de un aspa (d), e/d . Usando el diagrama 4.11, es más fácil de visualizar.

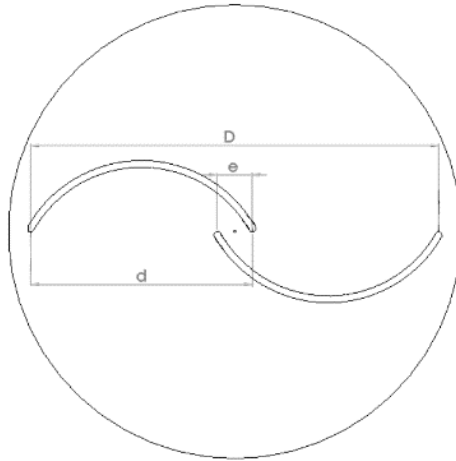


Figura 4.11 Representación de la distancia de traslape (e) y el diámetro de la aspa (d) en un rotor Savonius de dos aspas

Dado que la mayoría de las turbinas Savonius tienen un eje que pasa por el medio, este eje a menudo es necesario para proporcionar soporte y rigidez a toda la turbina, y este eje también es el eje principal que gira y proporciona energía mecánica al generador eléctrico. De las investigaciones se ha llegado a la conclusión de que la mejor relación de traslape es 0.15, ya que este valor muestra el mejor rendimiento para una turbina Savonius [29].

4.5 Tapas

Las tapas de los extremos son la base que conecta las aspas al rotor, están ubicadas en los extremos del rotor, y si el rotor tiene 2 o más etapas, también se ubican entre estas etapas. Como se puede ver en la siguiente figura 4.12, muestra diferentes rotores con diferentes espesores de tapa, algunos tienen una tapa delgada, una tapa más gruesa o ninguna tapa.



Figura 4.12 Diferentes tipos de tapas en un rotor Savonius [26].

Pero si las aspas están conectadas directamente al eje central, estas tapas no serían necesarias solo como soporte estructural, por lo que ahora la pregunta es si las tapas aumentan o disminuyen el rendimiento de la turbina. De algunos trabajos, se ha probado que el disponer de tapas en la turbina realmente marca una diferencia [24].

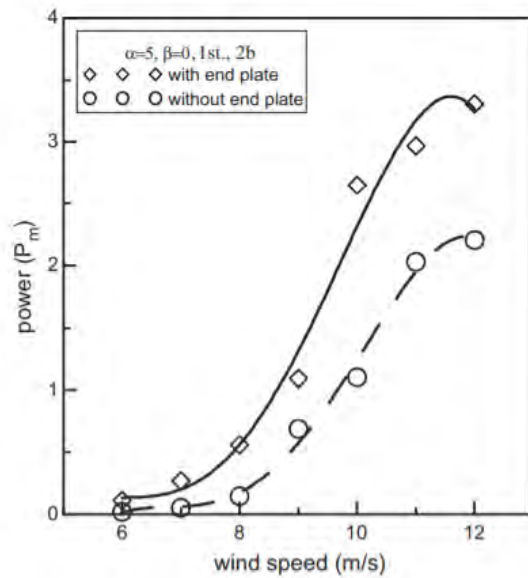


Figura 4.13 Variación de la potencia mecánica con la velocidad del viento para rotores con y sin tapas o placas finales [24]

Lo anterior se debe a que las tapas aumentan la cantidad de aire que golpea las aspas de la turbina, esto hace que la turbina tenga una mayor potencia mecánica a la misma velocidad del viento en comparación con una turbina similar, pero sin tapas.

A partir de esto, se puede decir que las tapas de hecho afectan a la turbina y mejoran el rendimiento aerodinámico, por lo que el coeficiente de potencia y la eficiencia del rotor son más altos en comparación con no tener tapas como se ve en la figura 4.13. En una investigación también se concluyó que un valor óptimo de las tapas debería ser aproximadamente un 10% más grande que el diámetro del rotor [16], por lo que, según nuestro modelo, esto es lo que también se utilizó.

Capítulo 5 Diseño de una turbina Savonius

5.1 Ubicación

Dado que una turbina tipo Savonius, puede funcionar en una amplia gama de ambientes, significa que no siempre tiene que estar lejos de edificios, árboles u otras obstrucciones. Si pudiéramos colocarlo en una posición ideal donde no haya obstrucciones y una buena velocidad del viento, funcionaría de manera más eficiente y a mejores velocidades del viento se puede extraer más potencia. Otras veces esto simplemente no es posible, debido a que no se dispone de un buen recurso eólico, en el sitio donde se instalará la turbina.

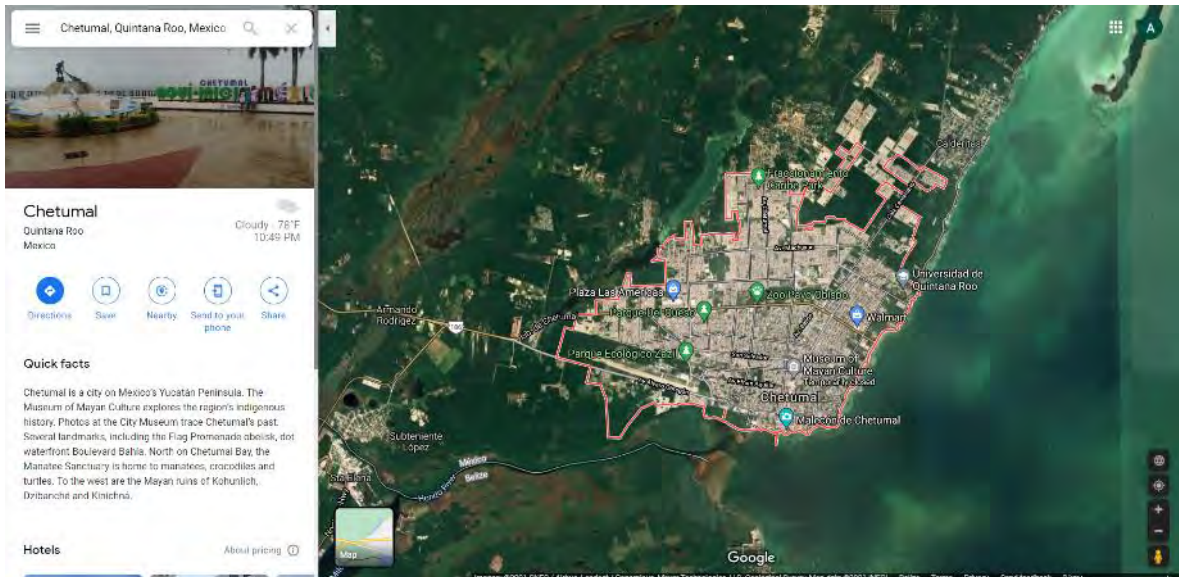


Figura 5.1 Vista satélite de la ciudad de Chetumal, México, Google Maps.

Para el presente trabajo, se planteó que la turbina se colocaría en un sitio, de la Cd. De Chetumal, Quintana Roo, México, donde la velocidad del viento disponible fuera de 4.5 m/s en promedio. Usando este punto de referencia con la velocidad del viento y aplicando las ecuaciones anteriores discutidas, podemos elegir una potencia de salida deseada de 30 watts y, a partir de esto, determinar el tamaño de la turbina.

5.2 Parámetros de diseño para la turbina Savonius

La Tabla 1, muestra las características y proporciones deseadas de una turbina Savonius para una máxima eficiencia, a partir de investigaciones realizadas anteriormente para obtener un coeficiente de potencia más alta para este tipo de turbina.

Tabla 1. Características de un aerogenerador Savonius que se diseñará

Característica	Valor	Razones de la investigación realizada:
Numero de álabes	2	Da mayor coeficiente de potencia y eficiencia.
Numero de etapas	2	Da un coeficiente de potencia más alto en comparación con una sola etapa
Relación de aspecto	0.77	Coeficiente de potencia más alto
Relación de traslapo (β)	0.15	Proporciona un par estático más alto y un mejor rendimiento aerodinámico.
Eje	Yes	Necesario para soporte de turbina
Tapa	Yes	El diámetro elegido para ser un 10% más grande que el del rotor, ofrece un mejor rendimiento aerodinámico y proporciona resistencia a la estructura.

Potencia esperada deseada de la turbina: 30Watts

Usando la ecuación (5) para encontrar el área necesaria para producir esta energía a velocidades del viento de 4.5 m/s.

Para encontrar el área necesaria, despejamos el área (A) de la ecuación y obtenemos:

$$A = \frac{2P_{turbina}}{C_p \rho v^3} \quad (8)$$

Dónde

C_p :0.2, para una turbina Savonius [16]

ρ :1.225 kg/m³, densidad del aire al nivel del mar

v :4.5 m/s, velocidad del viento

$P_{turbina}$: 30W, potencia deseada propuesta

TSR se tomó como 0.8 para esta turbina [16]

5.3 Diseño de geometría

El área de barrido calculada de la turbina nos da un valor de 2.688 m², redondeándolo a 3m². Como tendrá 2 etapas, elegimos un área de 3m² ya que será más simétrica.

Dado que la turbina tiene 2 etapas, esto significa que cada etapa debe tener un área de barrido de aproximadamente 1.5m².

Usando una relación de aspecto (AR) de 0.77, se encontró que un diámetro de $D = 1.4$ m y una altura de $H = 1.075$ m, estos valores se pueden usar para obtener un valor óptimo de la etapa.

$$AR = \frac{H}{D} = 0.77 \quad (9)$$

$$AR = \frac{1.075}{1.4} = 0.7678, \text{cerca de } 0.77 \text{ valor deseado}$$

Las 2 etapas están una encima de la otra, separadas por una tapa entre ellas, con un grosor de 20 mm para cada tapa, siendo un 10% más grande que el diámetro de la turbina, por lo que tiene un valor de 1.54 m.

$$D_f = 1.1 * D \quad (10)$$

$$D_f = 1.1 * 1.4 = 1.54m$$

Se eligió la relación de traslape de 0.15, por lo que, teniendo esto en cuenta, el diámetro exterior de un solo álabe es de 0.76 m (d), con un grosor de 10 mm. Por tanto, la distancia de traslape (e) será de 0.12 m, entre ambos álabes.

$$\beta = \frac{e}{d} = 0.15 \quad (11)$$

$$\beta = \frac{0.12}{0.76} = 0.1579$$

Se eligió un eje cilíndrico central de 40 mm de diámetro, este es el eje principal, que junto con las placas terminales, brindará soporte a la turbina.

A continuación, se muestran las dimensiones del rotor diseñado, todas las medidas en metros:

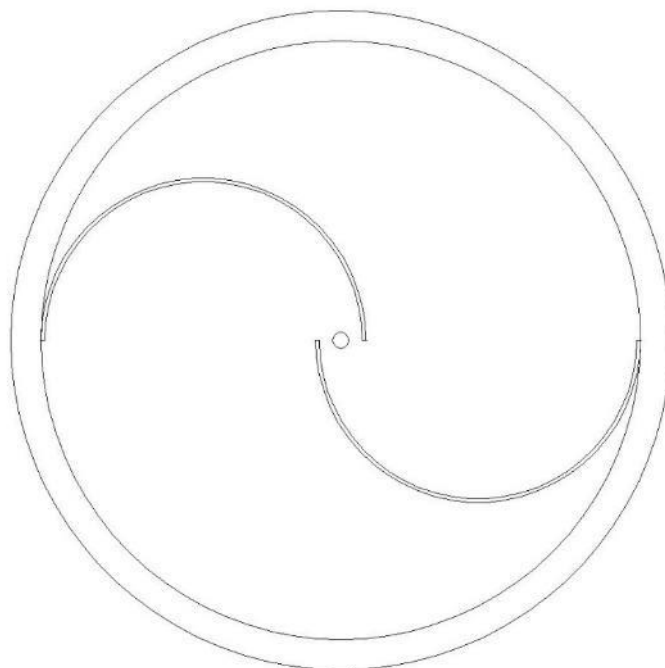


Figura 5.2 Vista superior del rotor

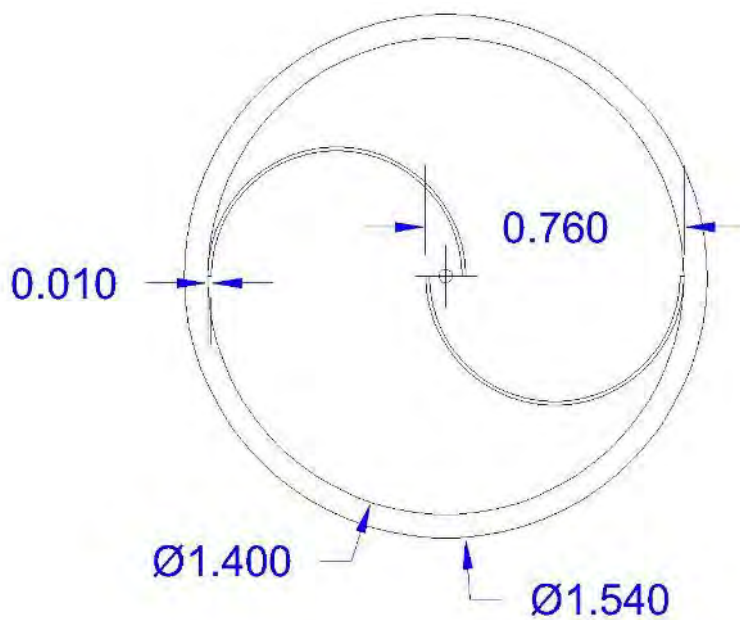


Figura 5.3 Vista superior del rotor con medidas

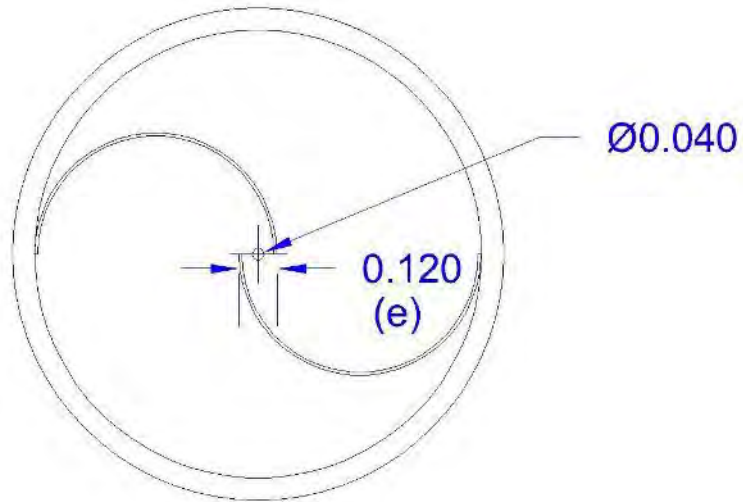


Figura 5.4 Vista superior del rotor, con eje y medida de traslapo

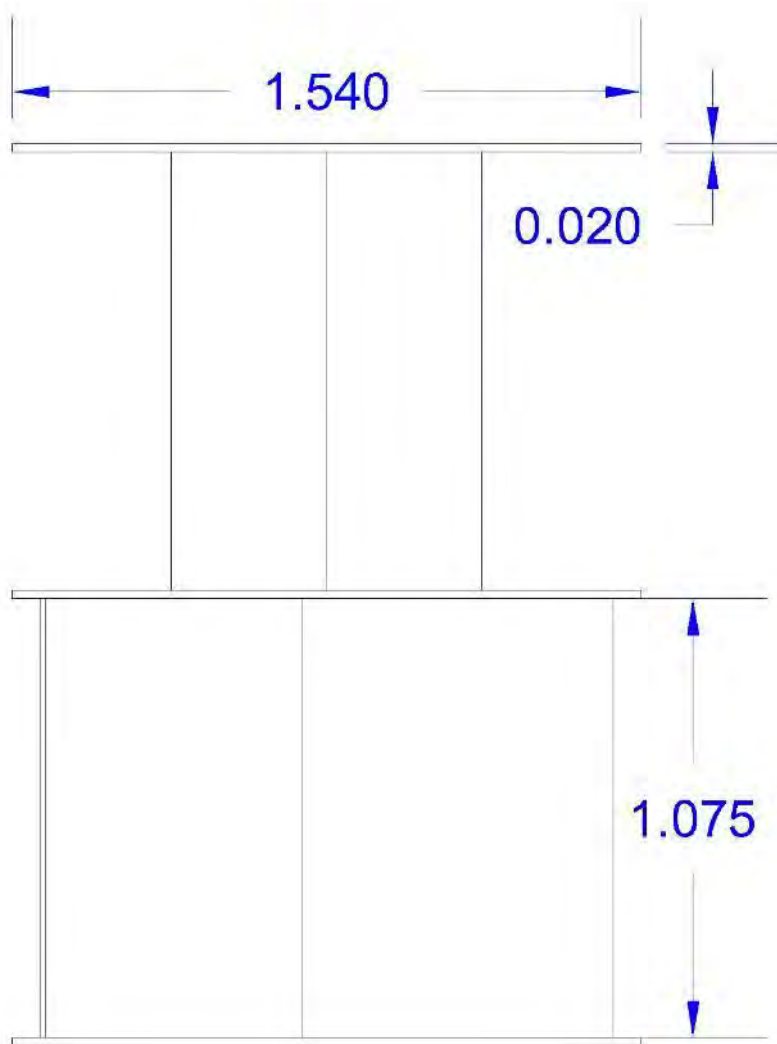


Figura 5.5 Vista Perfil del rotor

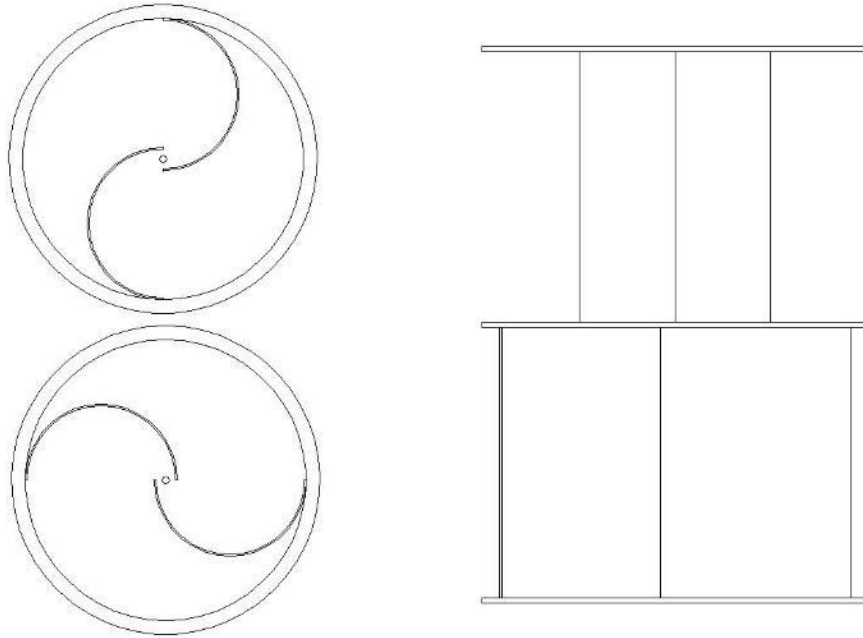


Figura 5.6 Vista perfil con vista alzada del rotor.

En la tabla 2, se muestra las características de la turbina diseñada con su símbolo designado y valor para cada distancia calculada previamente.

Tabla 2 Características del aerogenerador diseñado.

Característica	Símbolo	Valor (m)
Diámetro del rotor	D	1.4
Altura del rotor	H	1.075 (para cada etapa)
Diámetro de la tapa final	D_f	1.54
Diámetro del eje	D_{eje}	0.04
Distancia de traslapo	E	0.12

5.4 Turbina Savonius Modelo 3D

A partir de lo calculado, se determinaron y dibujaron las dimensiones necesarias para la turbina. El modelo 3D se realizó utilizando un software informático, SolidWorks, un software CAD para modelado mecánico 3D. En este software es donde se construyó el modelo y luego se exportó como un archivo Parasolid (.x_t) a ANSYS para la simulación.

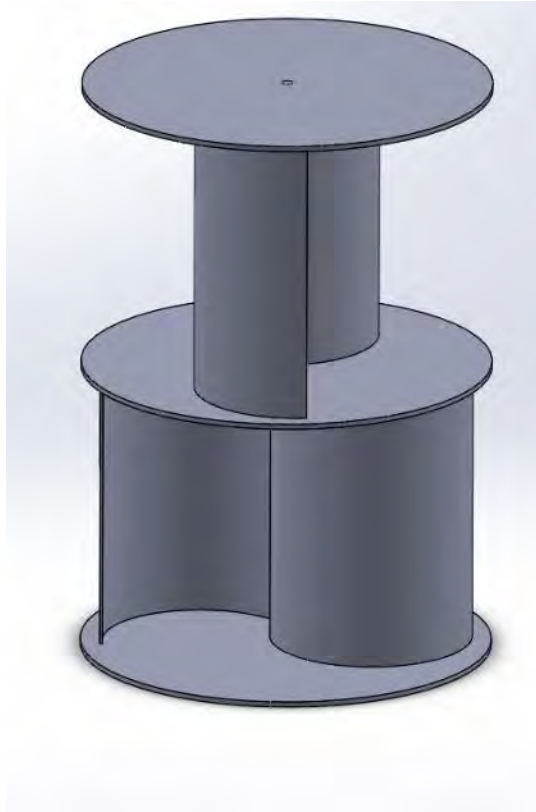


Figura 5.7 Aerogenerador diseñado en SolidWorks

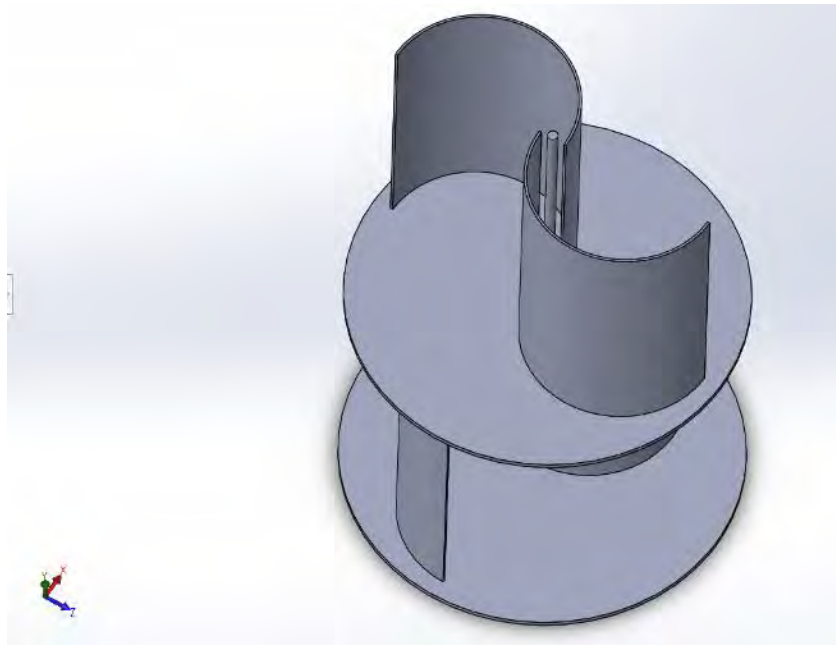


Figura 5.8 Aerogenerador diseñado en SolidWorks, sin tapa mostrando aspas y eje de soporte central

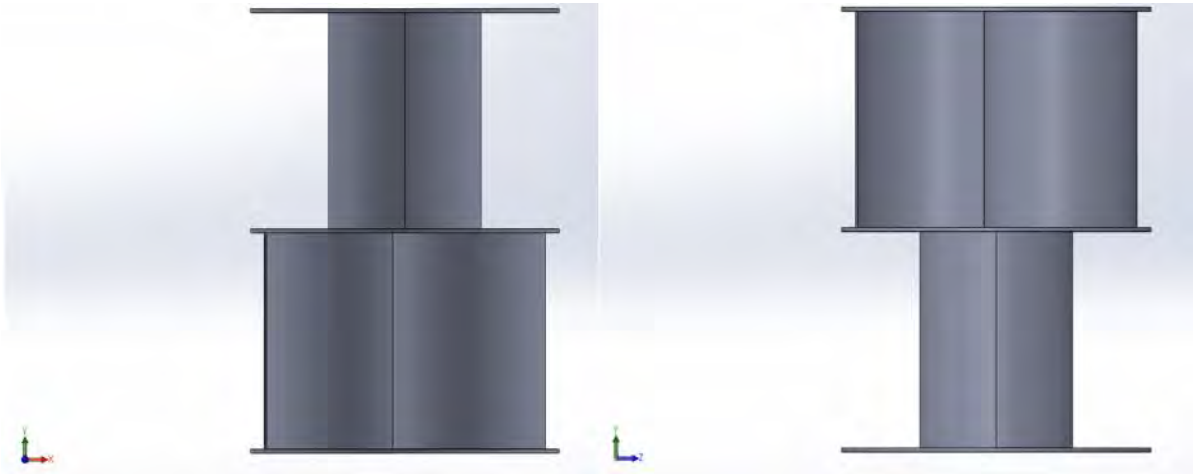


Figura 5.9 Aerogenerador diseñado en SolidWorks, vista perfil y alzado

Capítulo 6 Configuración de simulación

6.1 Introducción

La turbina se diseñó para producir 30 watts de potencia con velocidades de viento de 4.5 m/s al nivel del mar. El otro objetivo era determinar el comportamiento de la turbina en estas condiciones. SolidWorks puede ejecutar y simular y mostrar información de cómo la turbina interactúa con el viento, pero para ver los contornos de la turbina giratoria, se utilizó ANSYS Workbench.

El software ANSYS es un programa de simulación de ingeniería multifísica y diseño 3D, que permite a los usuarios modelar digitalmente fenómenos del mundo real. El software utiliza técnicas numéricas basadas en computadora para resolver problemas de física, en este caso se utilizó para resolver el flujo de fluido alrededor de la turbina. La compañía fundada en 1970, se enfoca en desarrollar y comercializar software para el diseño, prueba y operación de productos y servicios. Es un software CAE (*Computer Aided Engineering*, ingeniería asistida por computadora) y fue elegido para esta tarea porque puede importar geometrías CAD de otro software, en este caso importa archivos de SolidWorks. Dado que utiliza una variedad de algoritmos de contacto, puede ejecutar simulaciones de forma precisa y realista para el análisis y la interpretación de los resultados [30].

6.2 Procedimiento:

Primero, se explica brevemente cómo se configurará el software para ejecutar la simulación. Este será un modelado de dinámica de fluidos computacional (CFD, *Computational Fluid Dynamics*) y los pasos necesarios para configurarlo se ven en el flujo de trabajo a continuación:

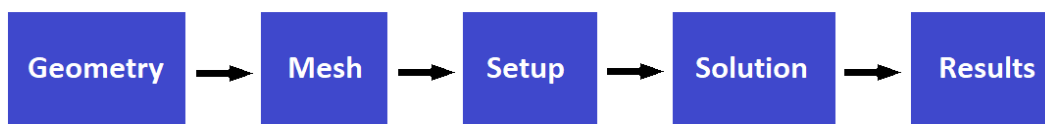


Figura 6.1 Flujo de trabajo típico de modelado de CFD.

El flujo de trabajo empieza con *Geometry* que se definirá, en este caso con el rotor, diseñando y etiquetando sus partes. Posteriormente, se incluirá en un dominio computacional y se discretizará en una cuadrícula computacional, esto se llama *Mesh*. La configuración o *Setup*, consiste en seleccionar los modelos numéricos necesarios junto con las condiciones iniciales y de contorno para calcular la solución del problema. La fase de *Solution*, es donde se dejará que el software se ejecute y realice los cálculos deseados, ejecutando el algoritmo

numérico. Luego, los resultados se analizan en la fase de *Results*, a través de valores y gráficos de lo simulado, para visualizar mejor los resultados.

6.3 ANSYS Geometría:

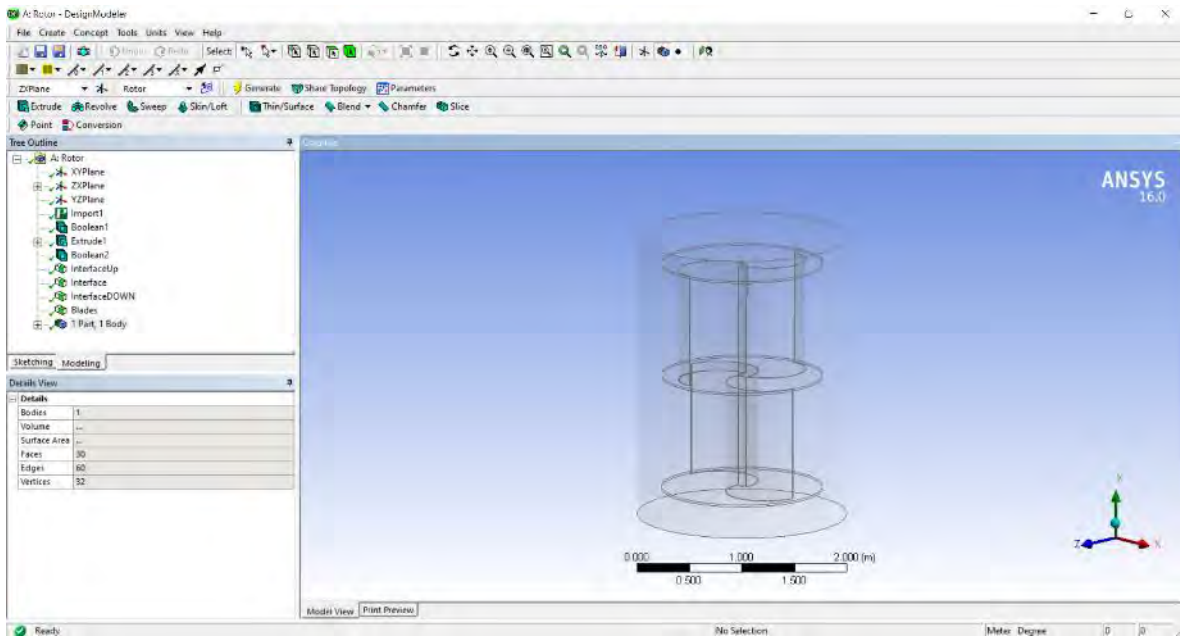


Figura 6.2 Modelo de turbina de Solidworks importado a ANSYS Geometry DesignModeler.

La geometría que se hizo en SolidWorks se importó a ANSYS, la turbina se colocó dentro de una geometría cilíndrica, debido a que este cilindro se configurará para rotar en la simulación, esta pieza se denominó *Rotor*. Para este tipo de estudio tridimensional existen dos zonas diversas, las zonas rotativas y estacionarias. Es necesario crear el movimiento giratorio de la turbina y separar las regiones con diferentes requisitos de malla.

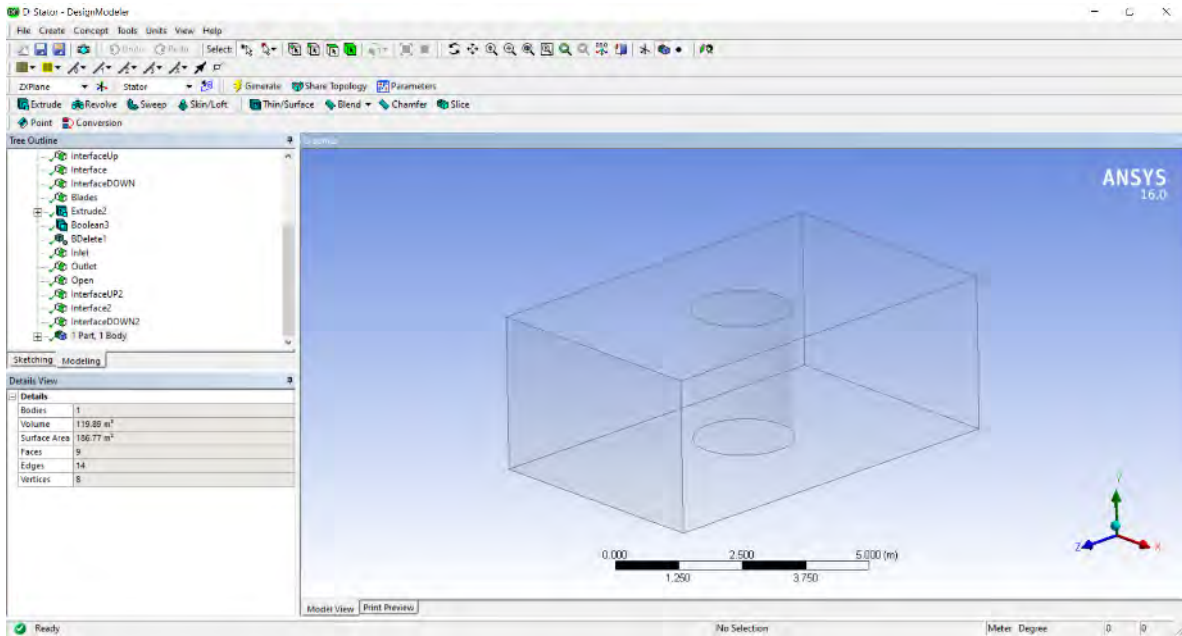


Figura 6.3 Mostrar Rotor y el Stator en ANSYS Geometry DesignModeler.

La siguiente parte es el recinto donde se colocará el *Rotor*, esta parte se llamó el *Stator*. El *Stator* funcionará como un túnel de viento utilizado en la simulación, tiene una entrada por donde entra aire a una velocidad determinada, siendo esta velocidad de 4.5m/s. La parte posterior del *Stator* está etiquetada como *Outlet*; las otras paredes del gabinete están etiquetadas como *Open*. Todas estas piezas están etiquetadas para que luego se determine en qué condiciones se colocarán.

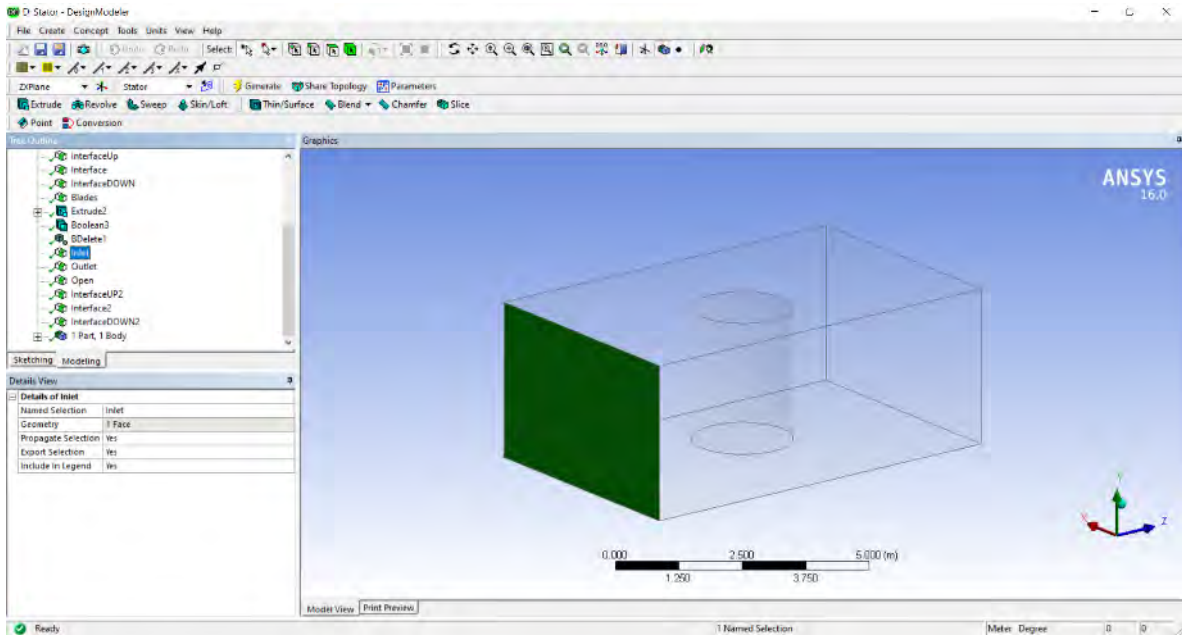


Figura 6.4 Mostrando la entrada, Inlet, del estator en ANSYS Geometry DesignModeler.

6.4 Generación de malla:

La siguiente parte, consiste en determinar la malla de la simulación. Algunas reglas a seguir para hacerlo son: el dominio computacional debe ser lo suficientemente grande para que las paredes del dominio no influyan en el campo de flujo, pero no excesivamente grande, ya que esto usaría demasiados recursos computacionales.

El propósito de generar la malla es la discretización del campo de cálculo. La cuadrícula de puntos generada por el mallado, forma un conjunto de volúmenes que se denominan celdas. Cada una de estas celdas constituye un volumen de control donde el software puede calcular los valores de velocidad y presión. Por lo tanto, el refinamiento de esto es crucial, ya que resolverá pequeñas variaciones de flujo.

La malla se crea seleccionando en *Mesh-Defaults-Physics Preference* eligiendo CFD, en *Solver Preference* seleccionando CFX. Para el tamaño, se ajustó para tener una gran cantidad de celdas y una transición lenta. Una capa de inflación se insertó en la turbina mediante el *Scoping Method-Named Selection*, eligiendo la turbina en *Inflation Option* y también escogiendo una transición suave entre capas.

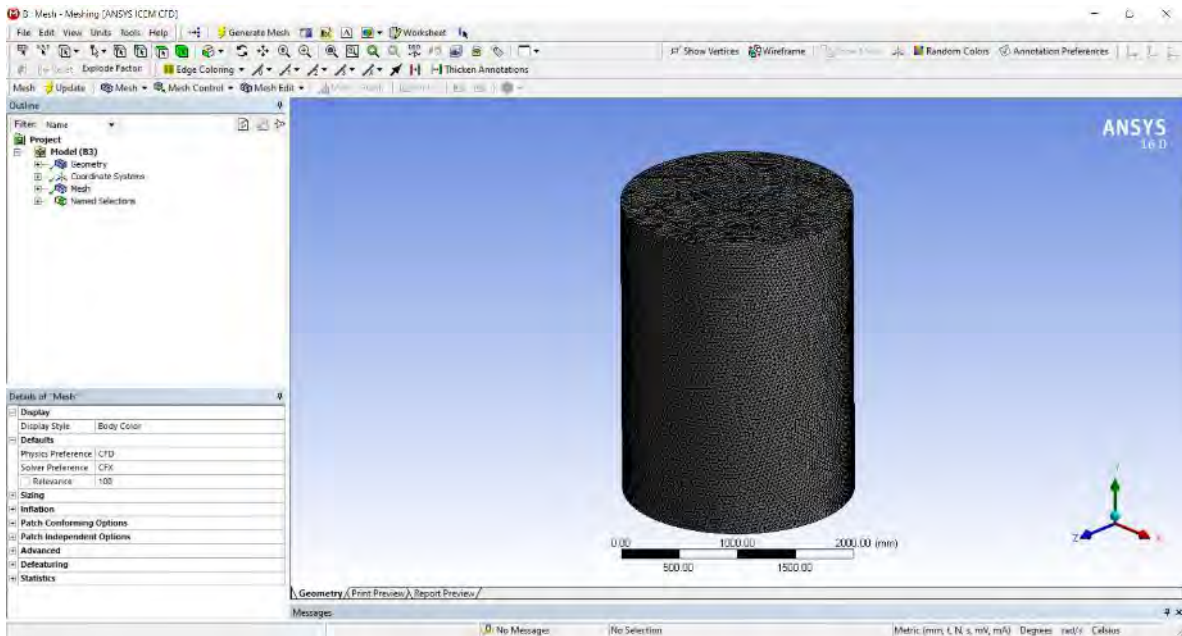


Figura 6.5 Malla del Rotor.

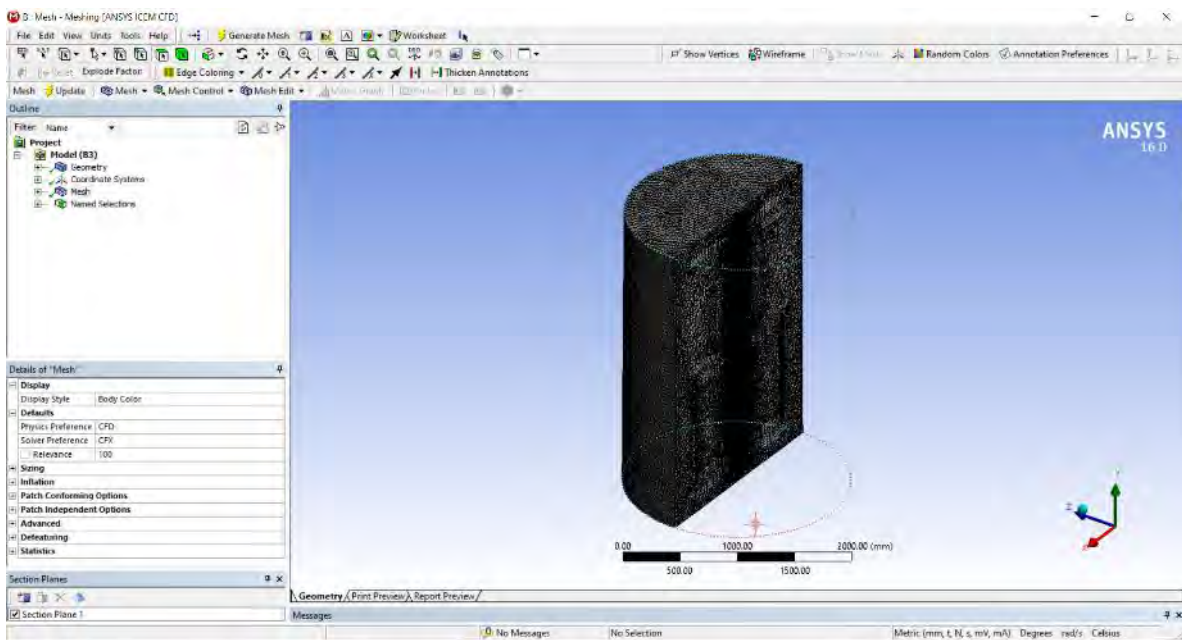


Figura 6.6 Malla del rotor, cortada por la mitad.

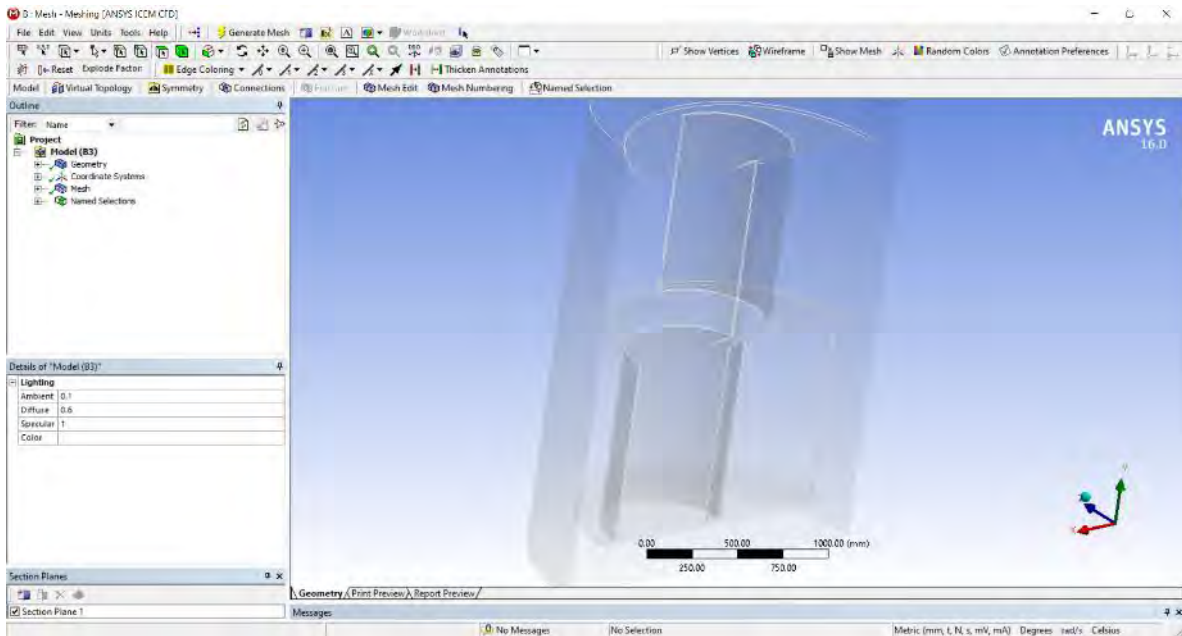


Figura 6.7 Malla apagada para observar la turbina en el interior, cortada por la mitad.

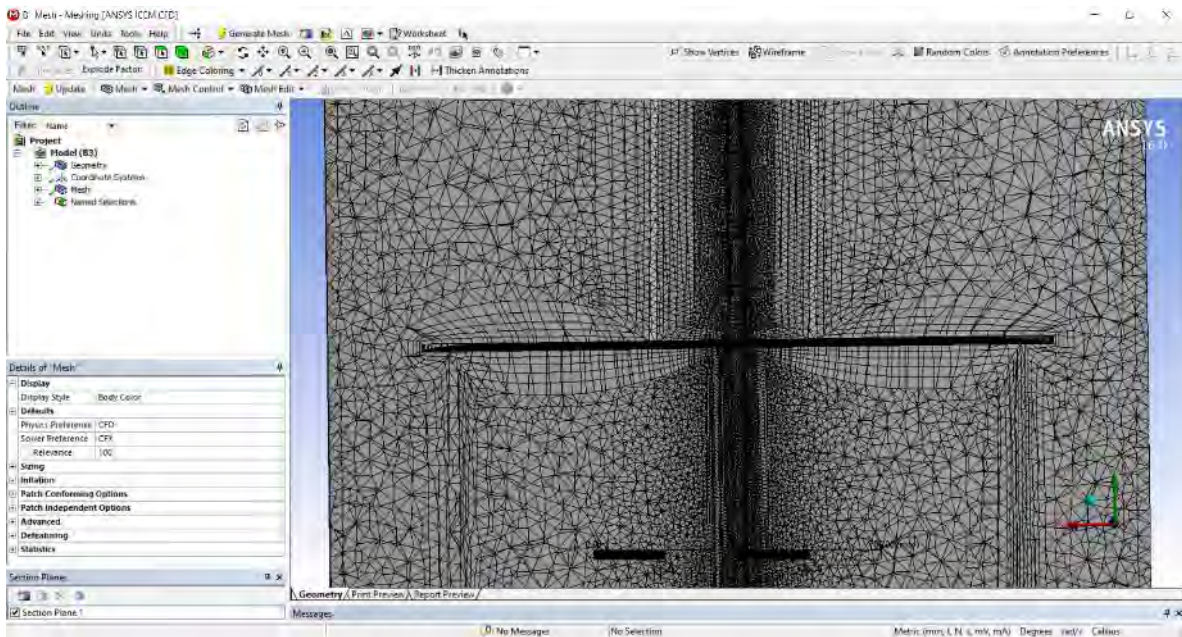


Figura 6.8 Malla de la turbina observada dentro del cilindro del Rotor.

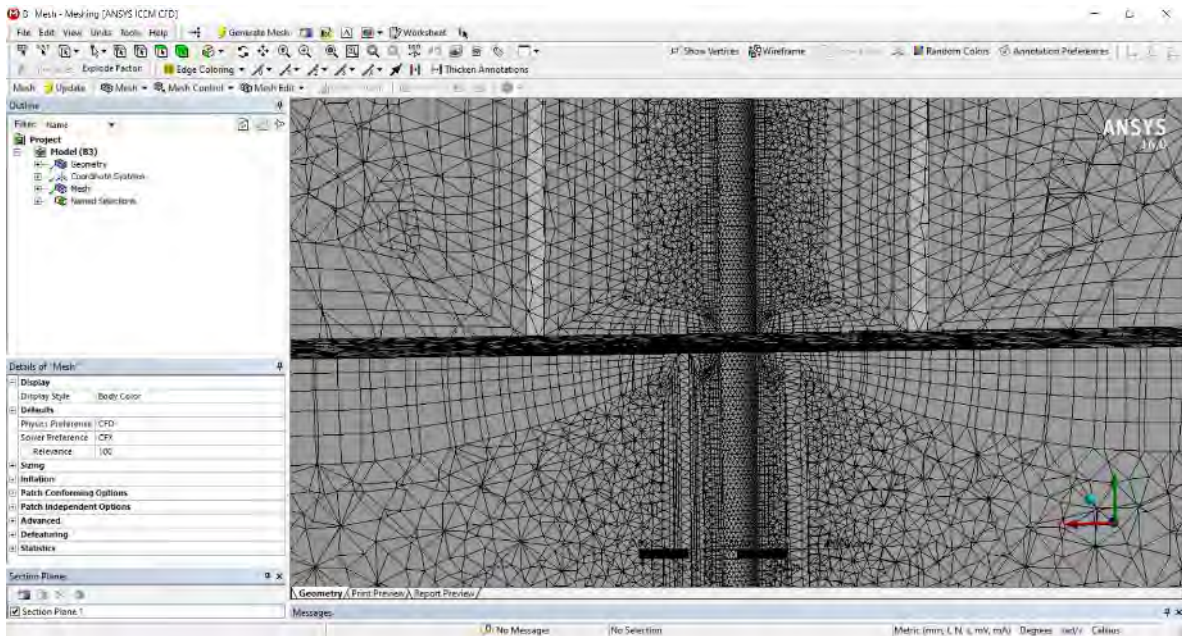


Figura 6.9 Malla de la turbina observada en el interior del cilindro del rotor, observando el eje de soporte central.

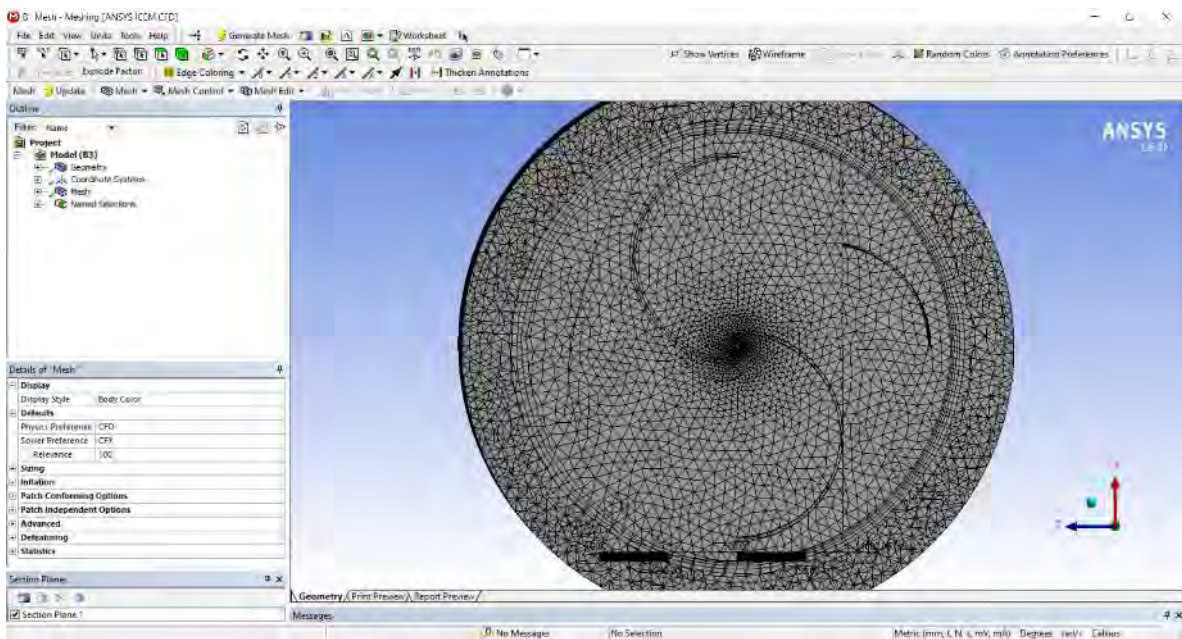


Figura 6.10 Malla de la turbina observada dentro del cilindro del rotor, mostrando las aspas.

De lo configurado anteriormente, permite que las celdas se hagan más pequeñas donde hay objetos, como en el centro donde está el eje, que soporta la turbina y los álabes de la propia turbina, por lo que tiene una transición más suave. La curvatura de la punta del alabe influye

en el tamaño de la celda alrededor de los álabes y en las proximidades de la superficie del álabes.

El mallado también se hizo con el *Stator*, ambas geometrías se hacen como mallas separadas y luego se combinan en una en ANSYS CFX. Dado que el estator tiene una malla más simple, solo se usaron tetraedros lineales de 4 nodos en comparación con la malla del rotor que incluía tetraedros lineales de nodos, cuña lineal de nodos y pirámides lineales de nodos, esto se debe nuevamente al hecho de que el rotor engrana la turbina y la turbina es un objeto más complejo junto con su capa de inflación que fue agregado.

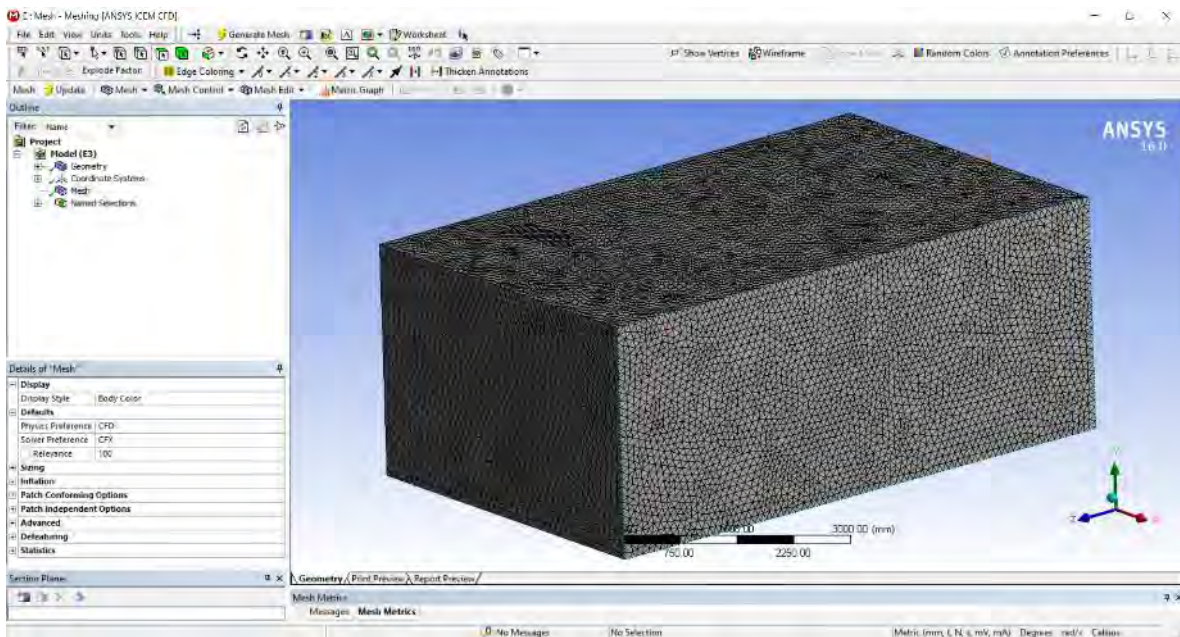


Figura 6.11 Malla del estator

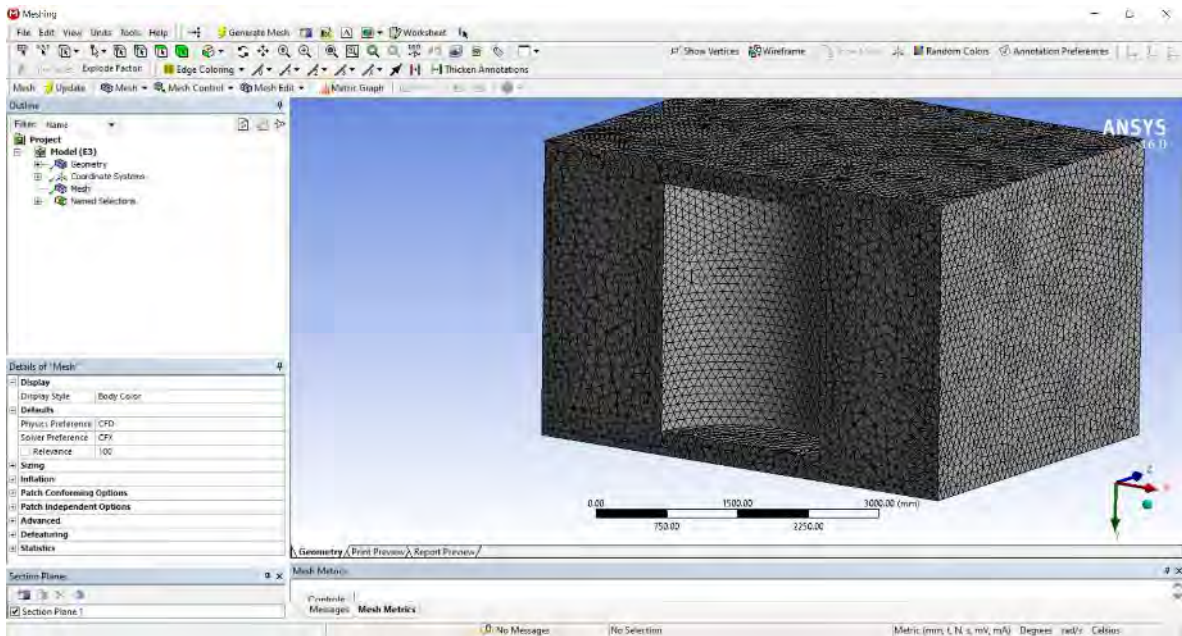


Figura 6.12 Malla del estator, dejando un espacio vacío para el rotor

Dado que dentro del estator hay una posición específica en la que se colocará el Rotor, donde rotará, esta sección se deja vacía durante el proceso de la geometría y mallado.

6.5 ANSYS CFX:

Ya que ambas geometrías se hicieron y se mallaron individualmente, ahora se unen y se prueban con el sistema de análisis CFX. Este es el proceso de configuración donde se definen las condiciones de simulación.

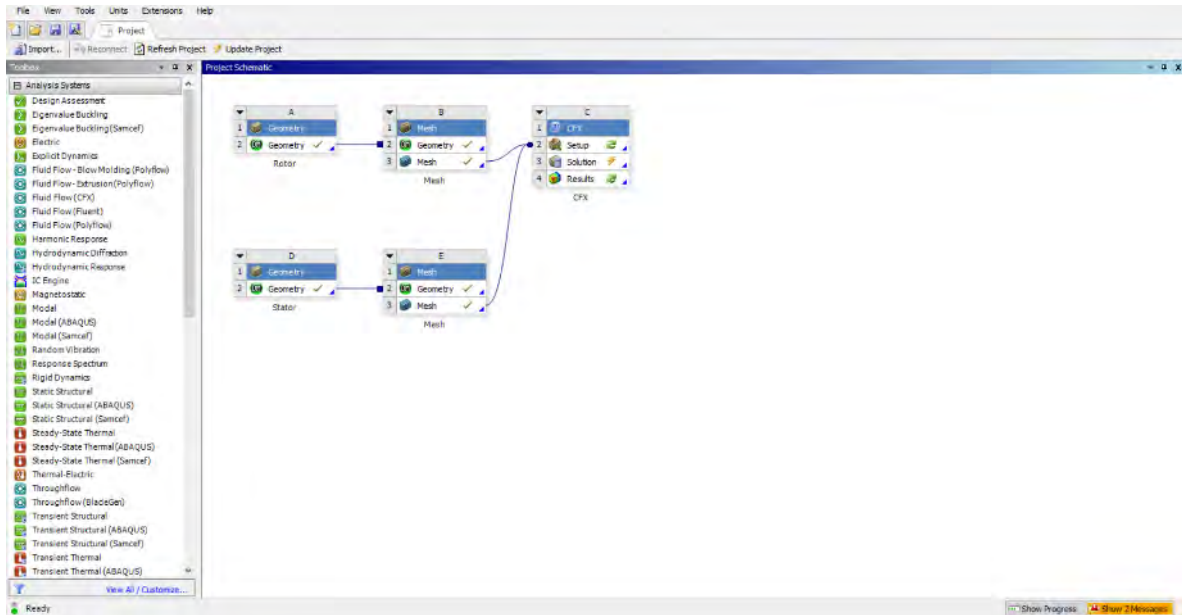


Figura 6.13 ANSYS WorkBench que muestra el flujo de trabajo

En primer lugar, se configuran los dominios del rotor y estator. El Dominio es la porción del espacio donde se calcula la solución de la simulación. Es el volumen de dimensiones adecuadas alrededor de la geometría y los límites de la geometría.

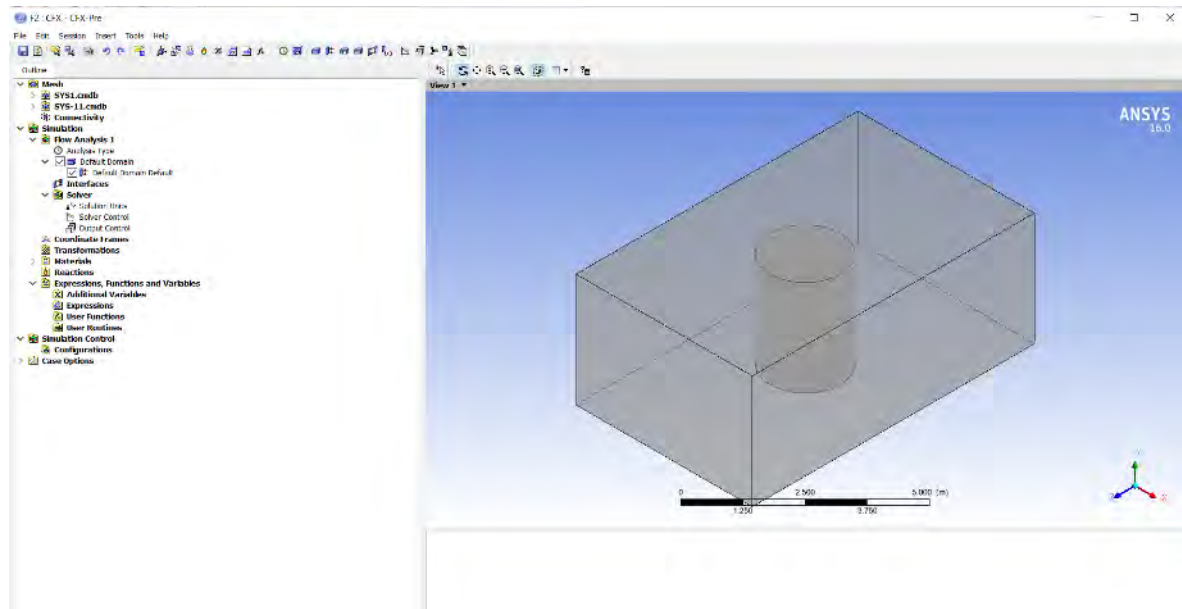


Figura 6.14 Configuración de simulación CFX de mallas unidas

Se crea en a *Flow Analysis 1-Insert-Domain*, denominado *Rotor* y *Stator*, respectivamente.

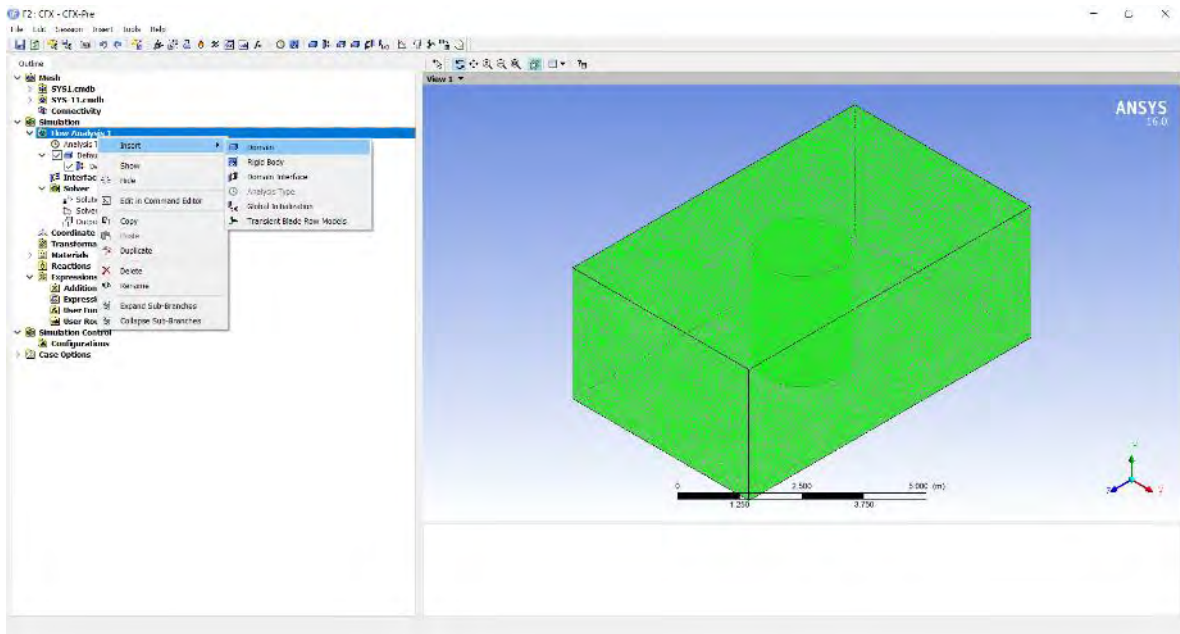


Figura 6.15 Mostrando cómo crear dominios en la configuración

El dominio del Rotor, se establece para un cuerpo giratorio, ya que conocemos la velocidad del viento, el TSR que es 0.8 para este tipo de turbina y el diámetro de la turbina, su velocidad angular se puede determinar usando las ecuaciones (7) y (8). La velocidad angular (ω) se obtiene combinando esas ecuaciones anteriores, obtenemos lo siguiente para encontrar la velocidad angular:

$$\omega = \frac{\lambda * V}{R} \text{ [rad/s]} \quad (12)$$

Se encontró que la velocidad angular es de 5.1428 rad/segundo, o 49.11 rpm, se estableció a punto de rotar alrededor del punto de referencia del eje Y. Se ingresó como -5.1428rad/s en el software debido a la dirección de rotación, ya que girará en el sentido de las agujas del reloj debido a cómo se colocan las aspas contra el viento. El eje de rotación en *Rotation Axis*, se coloca en el punto de referencia del eje Y, ya que todo el rotor se configurará para girar a lo largo de esa trayectoria.

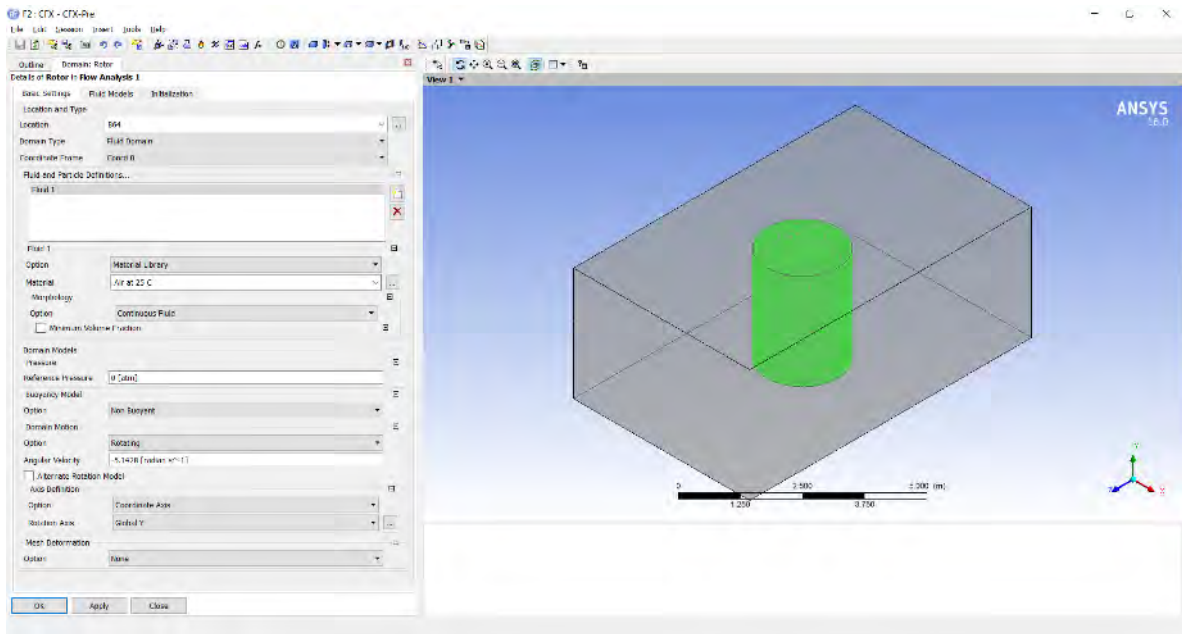


Figura 6.16 Dominio del rotor

Luego se configura el dominio del estator, y dado que esta parte está configurada para ser estacionaria, en la Opción de movimiento del dominio se configura en estacionaria como *Stationary en el software*, ya que esta parte de la geometría no se moverá ni girará.

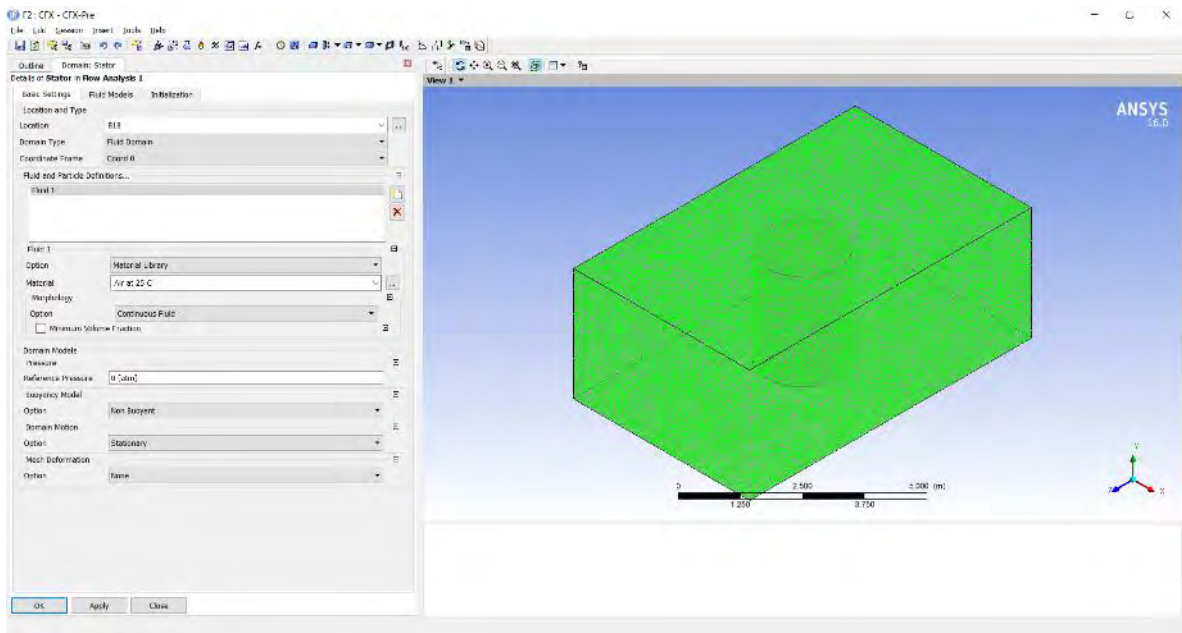


Figura 6.17 Dominio del estator

La segunda parte son las interfaces de dominio, esta parte es importante porque va vincular las partes de dominio de las diferentes geometrías, el rotor y el estator, indicando su posición en toda la geometría. Se crea en *Interfaces-Insert-Domain Interface*, se crean 3 interfaces de dominio, una para cada parte del rotor cilíndrico para enlazar con el espacio cilíndrico dejado vacío en el estator.

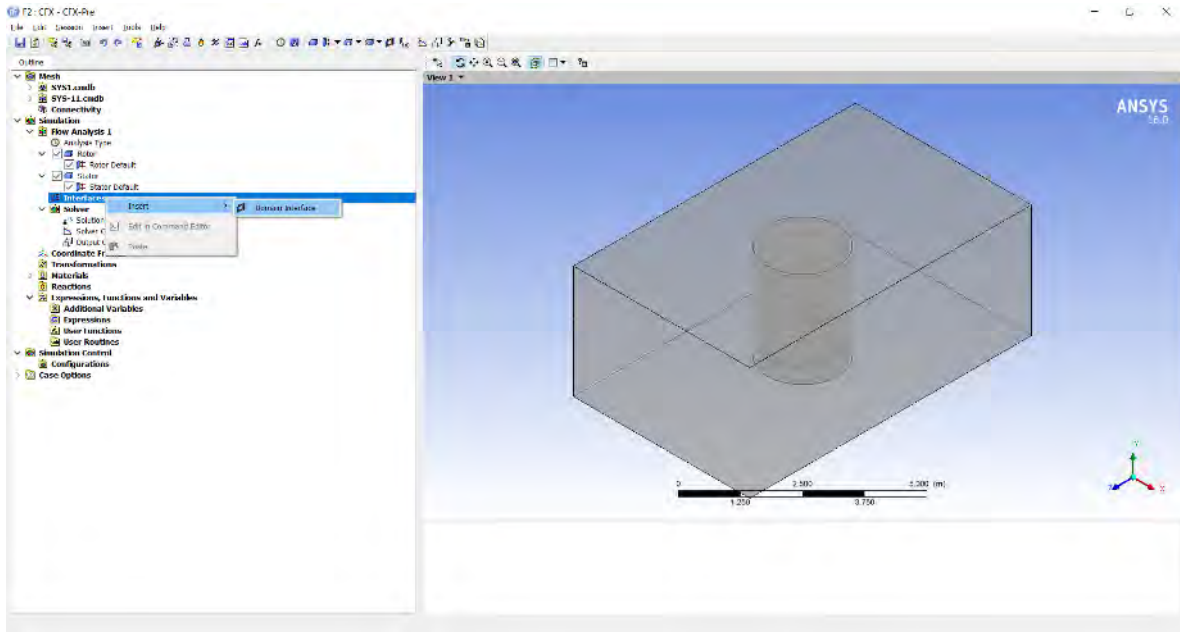


Figura 6.18 Mostrando cómo crear interfaces de dominio

El Rotor, el cilindro que alberga la turbina en su interior, este cilindro se compone de 3 secciones, Interface, InterfaceUP, InterfaceDOWN. El rotor tiene estos nombres, mientras que los del estator, en la misma posición, se denominan de forma similar, pero como no pueden tener el mismo nombre en una geometría en su conjunto, se denominan Interface2, InterfaceUP2 e InterfaceDOWN2 respectivamente. En cada una de las interfaces de dominio 1-3, para cada parte del cilindro, están vinculadas como Interface-Interface2, InterfaceUP-InterfaceUP2, InterfaceDOWN-InterfaceDOWN2, como se muestra a continuación.

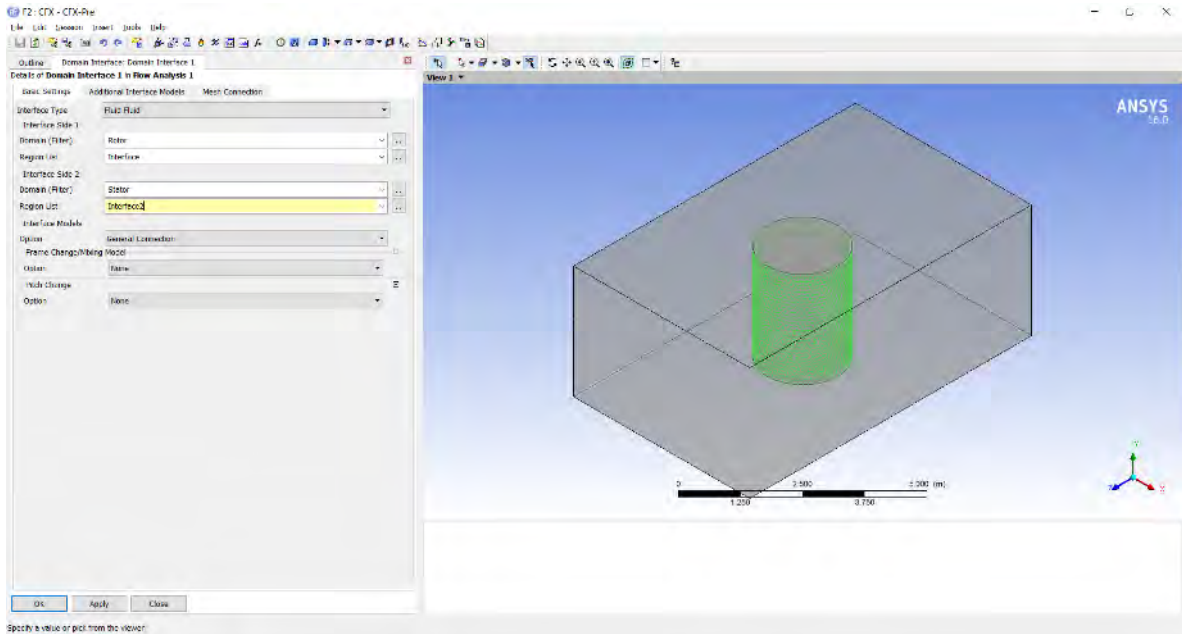


Figura 6.19 Interfaces vinculada para Interface con Interface2

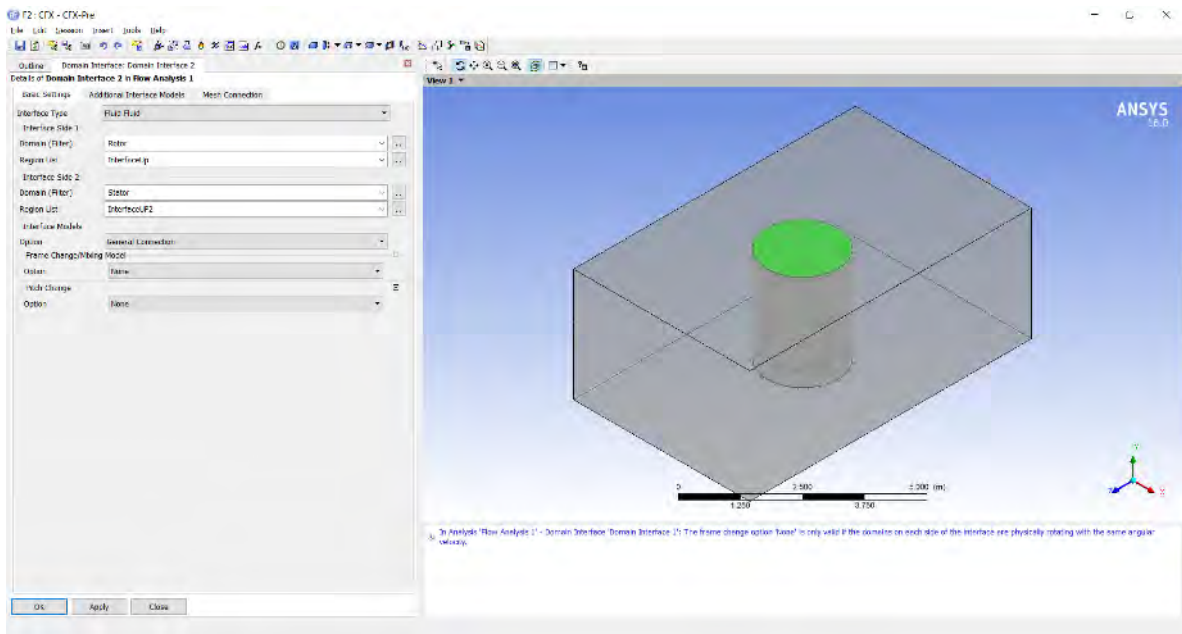


Figura 6.20 Interfaces vinculada para InterfaceUP con InterfaceUP2

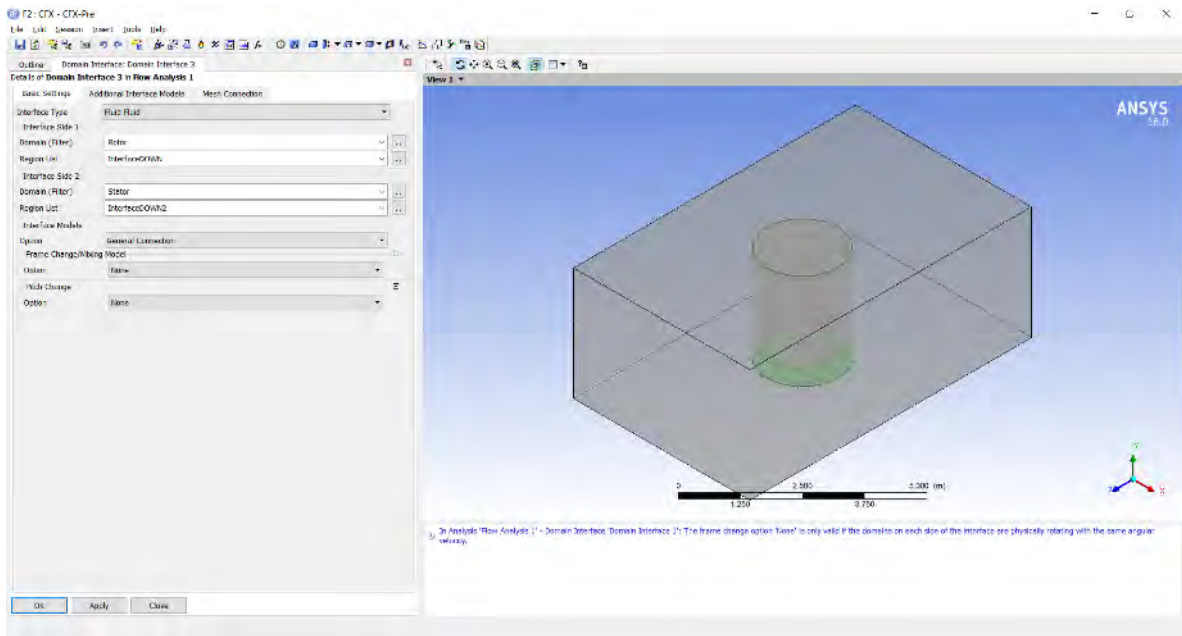


Figura 6.21 Interfaces vinculada para InterfaceDOWN con InterfaceDOWN2

Luego se crea el límite como *Boundary* en el software, esto es para asignar e identificar de qué parte del estator vendrá la dirección del viento. Dado que anteriormente ya habíamos asignado nombres para las secciones externas del estator siendo: *Inlet*, *Outlet* y *Open*. Esto lo hace más fácil ya que podemos identificar fácilmente las piezas y simplemente seleccionarlas mientras asignamos las condiciones necesarias. El límite se crea seleccionando en *Stator-Insert-Boundary*.

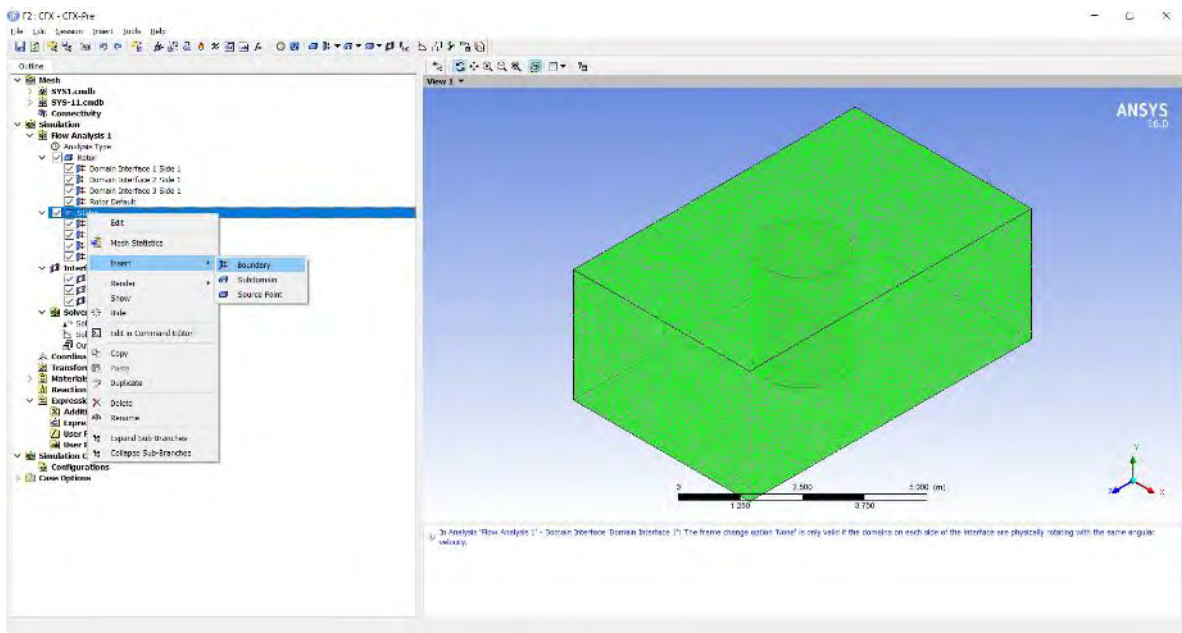


Figura 6.22 Mostrando cómo crear un límite para el estator.

Asignamos la velocidad del viento y su dirección, desde la parte de entrada del estator en *Inlet* y también ingresamos nuestra velocidad del viento de 4.5m/s en la sección de velocidad normal en *Normal Speed* en la ventana. Esto es para que el software sepa que solo desde esta dirección vendrá el viento y de ahí podremos analizar cómo se comporta la turbina ante esta velocidad del viento.

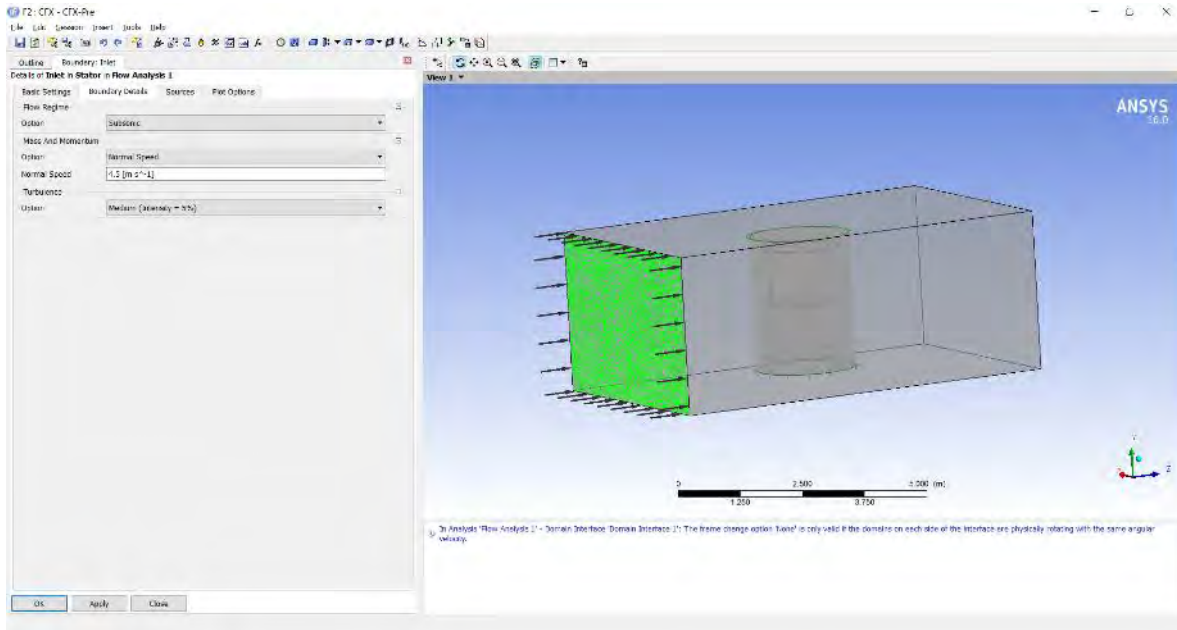


Figura 6.23 Configuración del límite de entrada velocidad del viento

Se crea otro límite para las otras partes que no son la entrada, el *Outlet* y *Open*, se seleccionan para tener un tipo de límite de apertura, en este caso es *Opening*.

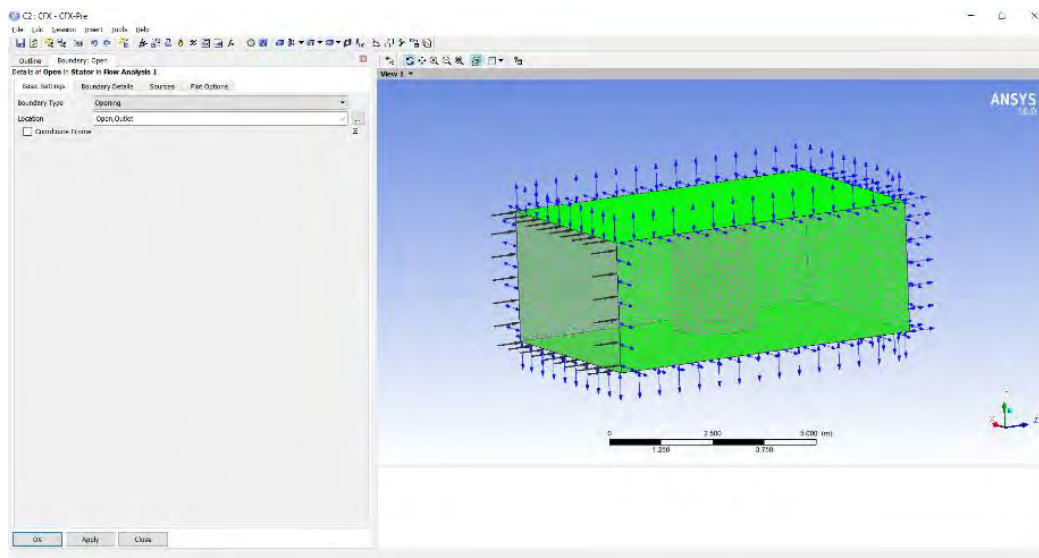


Figura 6.24 Configuración de límite abierto y de salida del estator

En los detalles de los límites, seleccionamos estas paredes para que tengan una presión relativa de 1 atm. Esto se selecciona porque el viento no proviene de esta dirección y el aire a su alrededor es como si la turbina estuviera al aire libre a presión atmosférica, por lo que no influye directamente en la turbina.

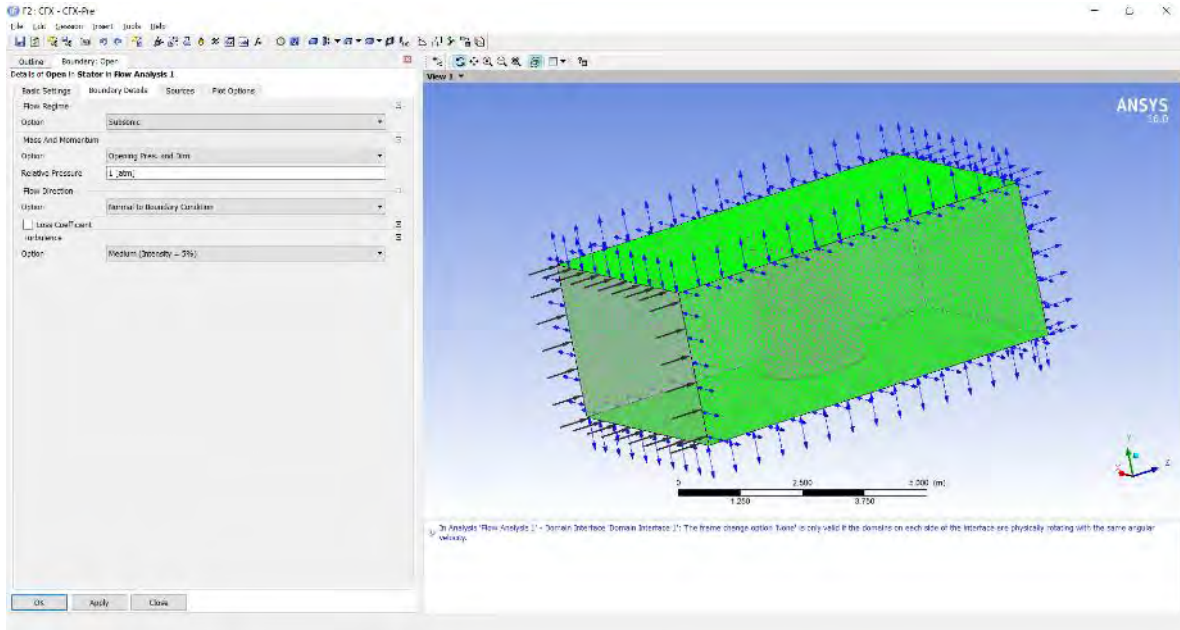


Figura 6.25 Configuración de límite abierto y de salida del estator, régimen de flujo

Se selecciona el tipo de análisis, originalmente la opción en *Option* se establece como estado estable, *Steady State*, pero esto se cambió a fila de aspas transitorias, *Transient Blade Row*, luego en *Transient Blade Row Models* se selecciona y se establece el periodo de 80 con un número máximo de periodos establecido a 25.

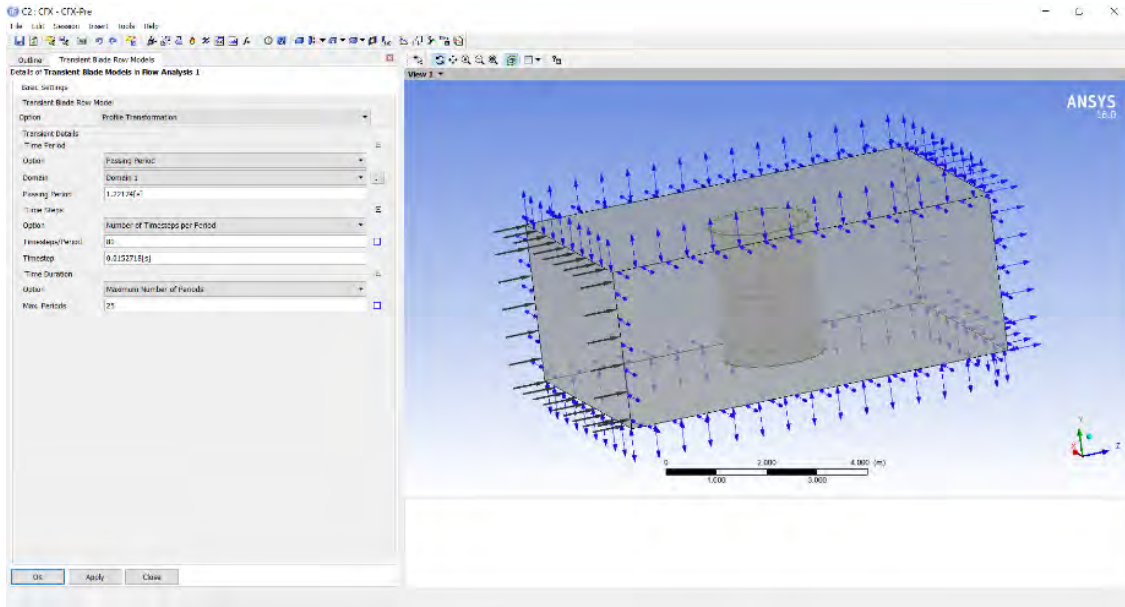


Figura 6.26 Detalles del modelo de aspa transitoria

A continuación, se revisan las interfaces del dominio, *Domain Interfaces* 1-3 y, en la sección de opciones, se selecciona el estator de rotor transitorio, *Transient Rotor Stator*, y se establece la cantidad de rotación. En *Pitch Change*, se selecciona un ángulo de inclinación específico de 360° para los *Pitch Angle Slide* 1 y 2 en el software, ya que el Rotor hará rotaciones completas de 360° .

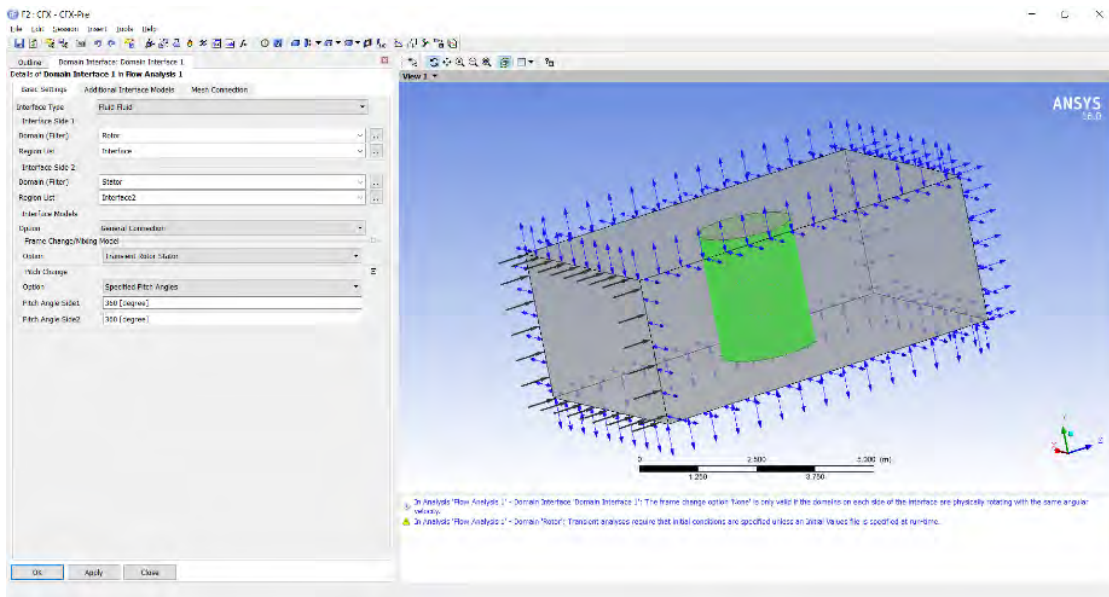


Figura 6.27 Interfaz de dominio de interfaces, ingresando un ángulo de inclinación de rotación de 360 grados

Usando la sección de Expresión del software, podemos determinar el par producido por la turbina y luego usando esto, lo multiplicamos por la velocidad angular y podremos obtener la potencia de salida de la turbina. Se crea una expresión de n y se le asigna el valor de velocidad angular, que es de 5.1428 rad/s en una velocidad del viento de 4.5 m/s.

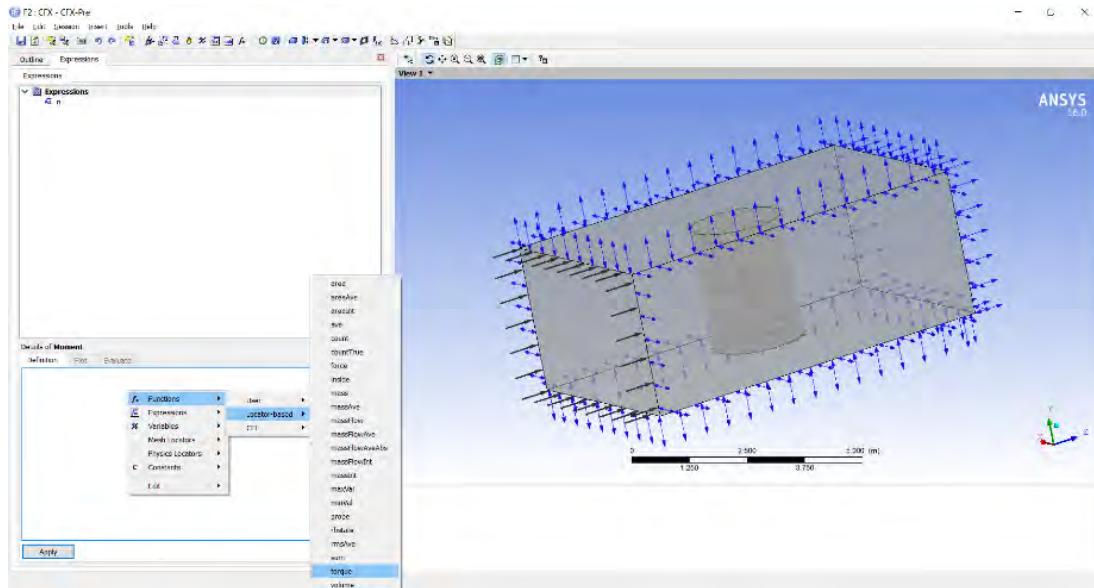


Figura 6.28 Configuración para encontrar el par de la turbina

Para encontrar el par, pero primero se debe definir su ubicación, esto se hace eligiendo *Function-Locator-based-torque* y el par se denomina como *Moment*, que girará alrededor del punto de referencia del eje Y en el rotor, para Rotor1, siendo este el nombre de la turbina. Entonces esto significa que el software encontrará el par generado en el eje Y para la turbina.

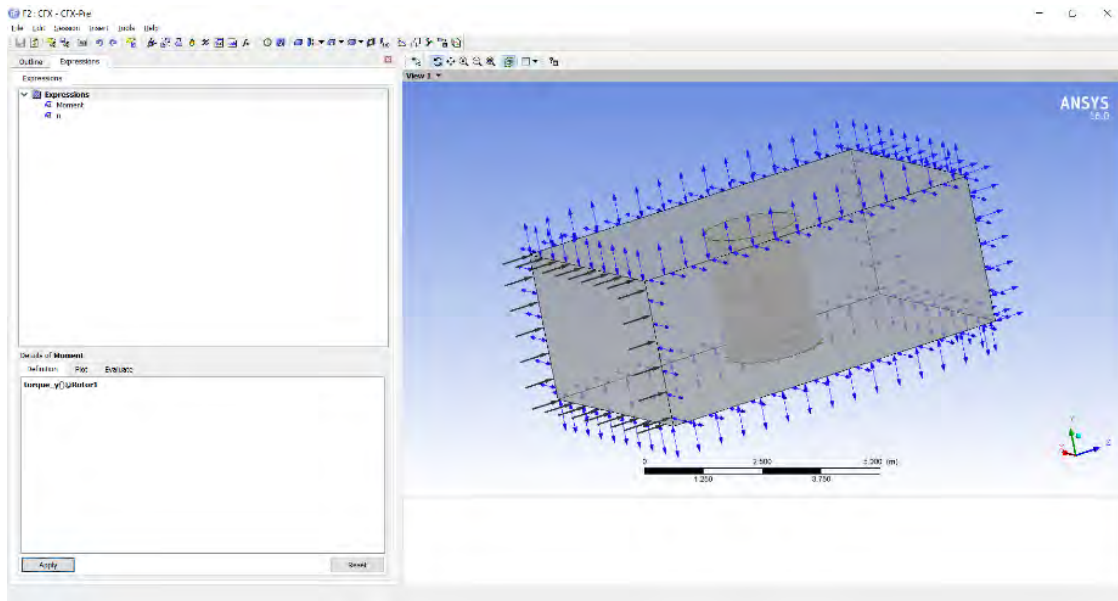


Figura 6.29 Expresión de torque

Luego se crea la expresión de poder como *Power* y se le da su variable apropiada de *Moment* multiplicado por *n* como en ecuación (4). *Moment* es el par encontrado por el software y *n* es la velocidad angular de la turbina (rad/s).

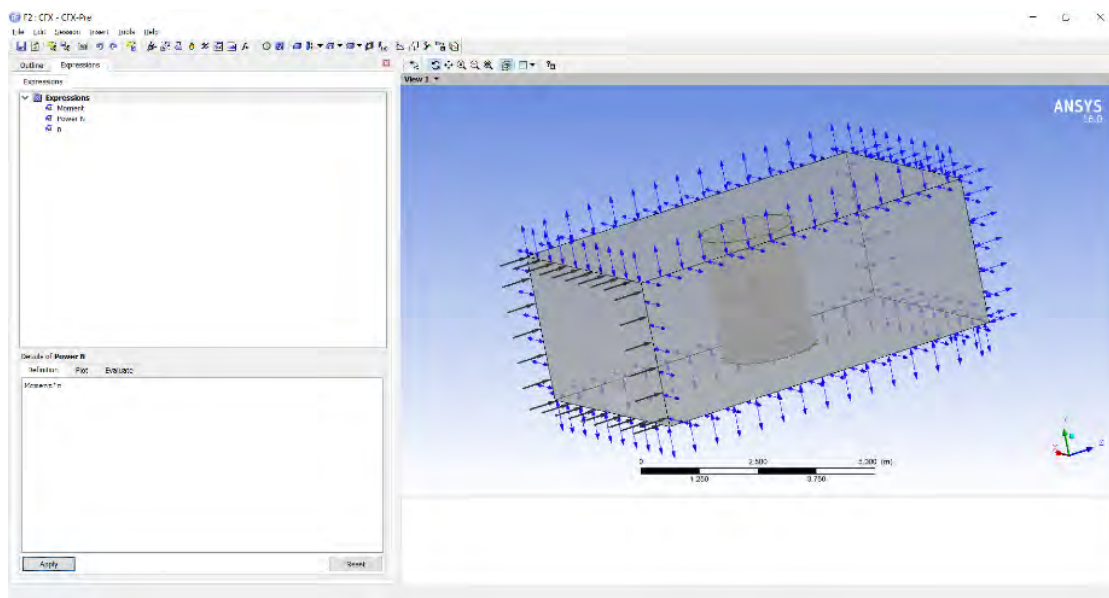


Figura 6.30 Expresión de potencia

Se seleccionan las variables deseadas que queremos para ver los cambios en la turbina a medida que el viento entra en contacto con la turbina, estas son *Pressure*, *Velocity* y *Velocity in Stn frame*, siendo presión, velocidad y velocidad en marco estacionario.

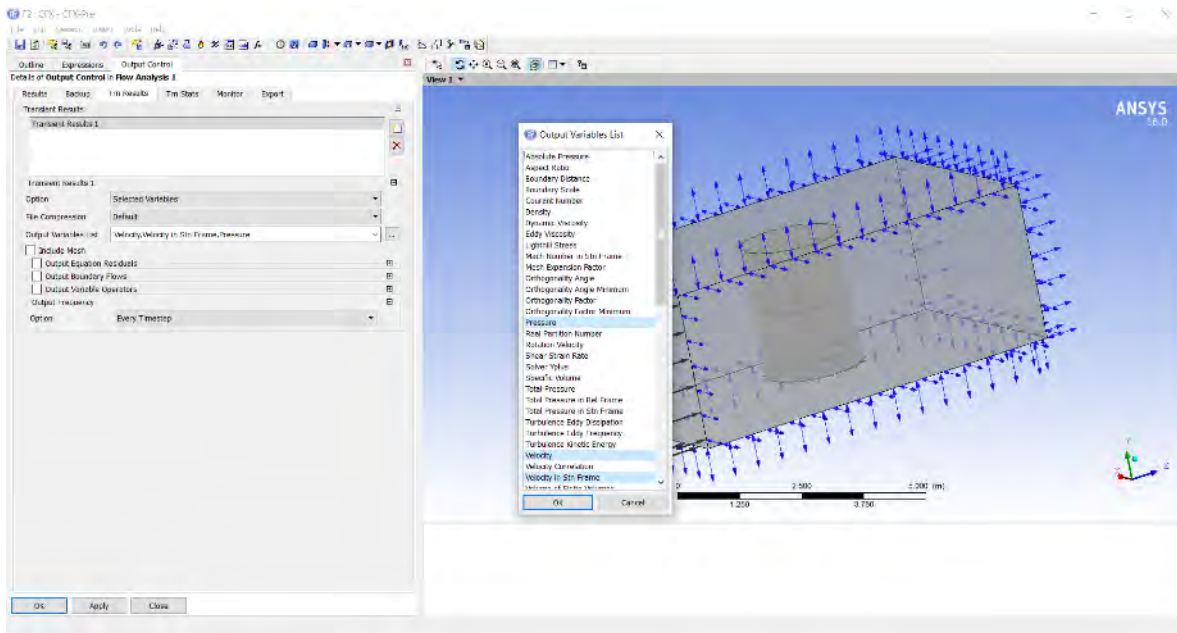


Figura 6.31 Seleccionar las variables deseadas

Como el software hará los cálculos deseados, elegimos monitorear la potencia de salida de la turbina. Se pondrá ver una gráfica de potencia de salida mientras el software realiza los cálculos necesarios. Esto se puede hacer aun estando en la ventana control de salida, *Output Control*, haciendo clic en monitorear objetos, *Monitor Objects*, en opciones eligiendo expresión y en valor de expresión eligiendo nuestra expresión de potencia que se configuró previamente.

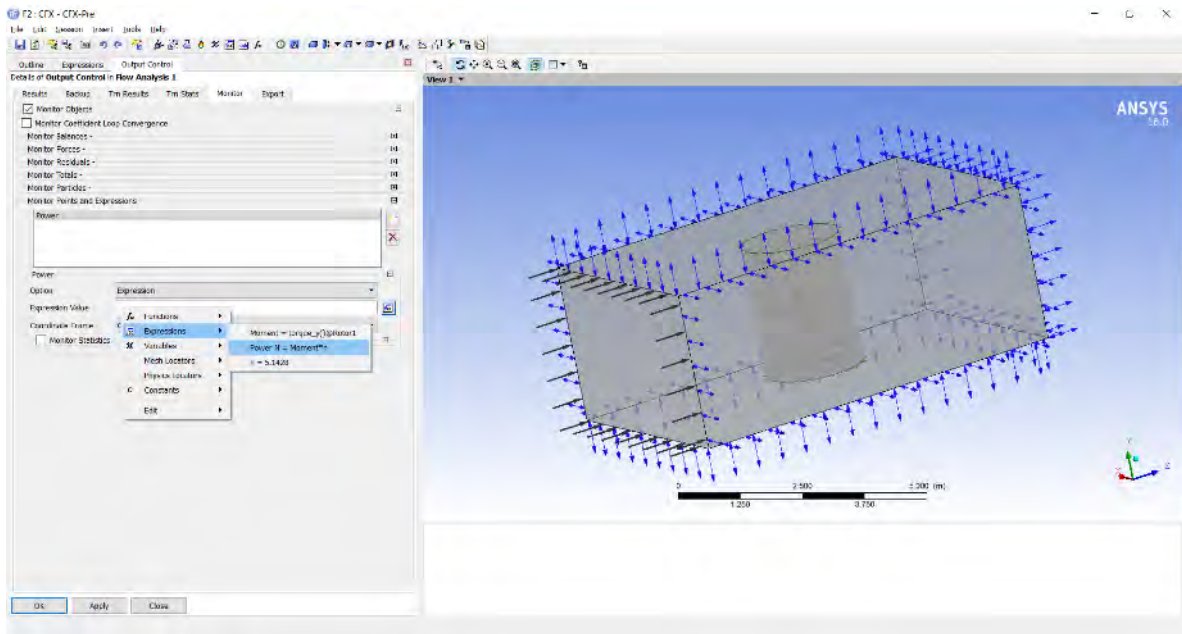


Figura 6.32 Monitoreo de potencia de salida

Una vez que se completó toda la configuración anterior, llegó el momento de ejecutar el solucionador del software. Esto se hace seleccionando *Solution* y luego seleccionando iniciar ejecución, *Start run*, en el sistema de análisis CFX.

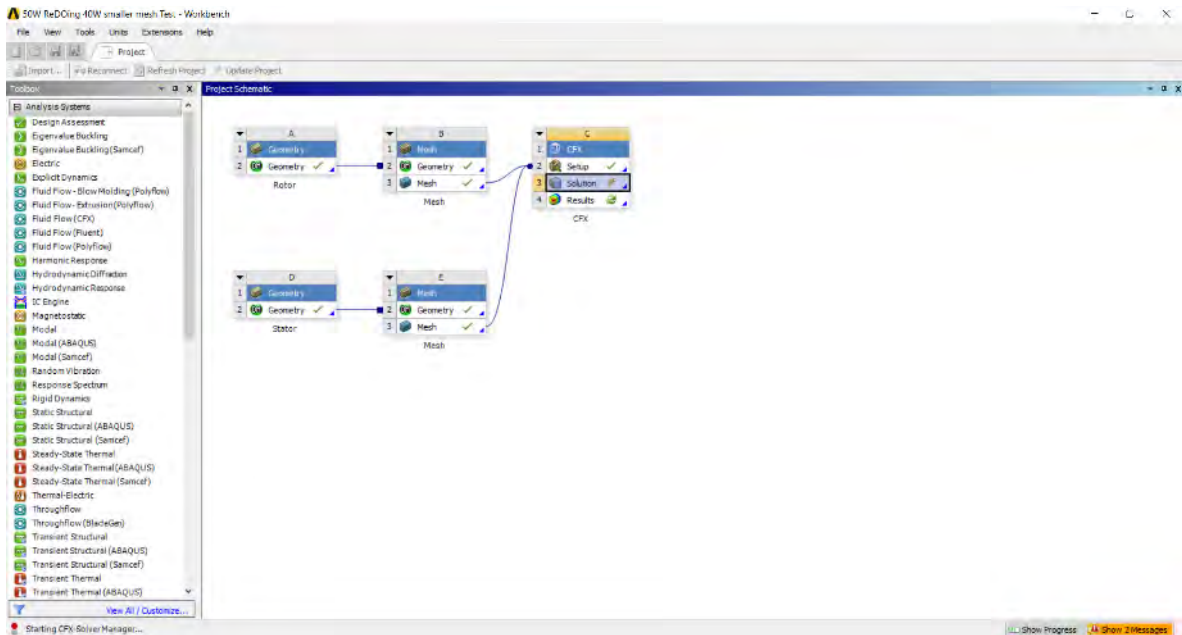


Figura 6.33 Proceso de configuración completado del flujo de trabajo

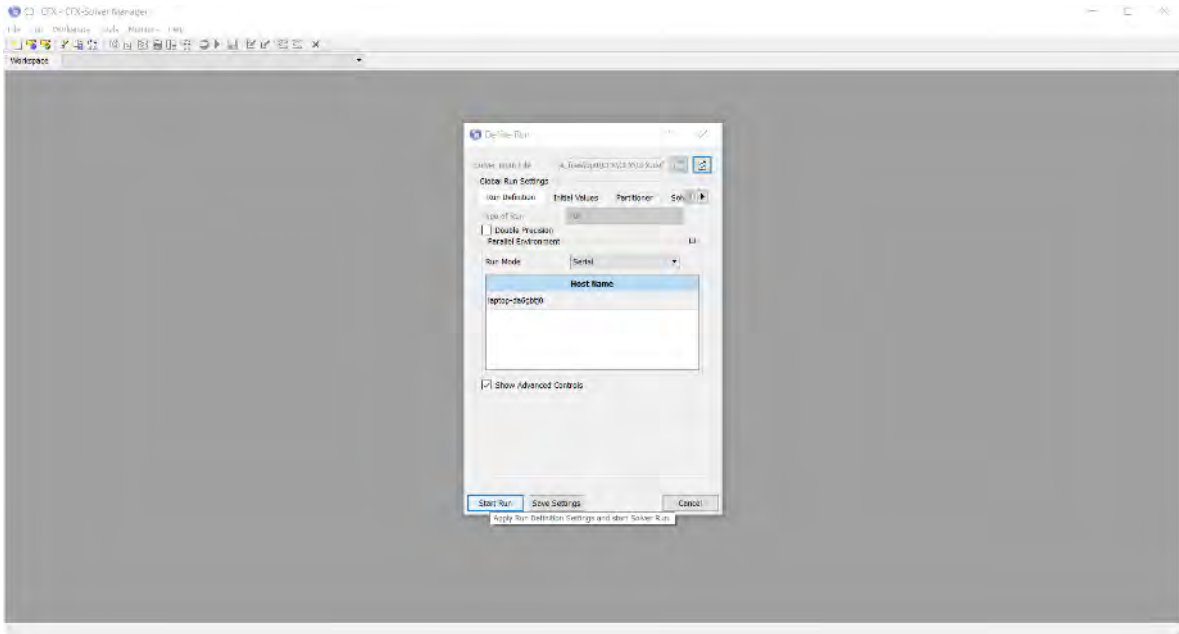


Figura 6.34 Inicio de solucionador

Aquí se dejó que se ejecutara a 235 iteraciones o pasos de tiempo, cuantas más iteraciones mejor para el software y nuestros resultados generales, ya que realiza cálculos a diferentes revoluciones para el rotor en movimiento.

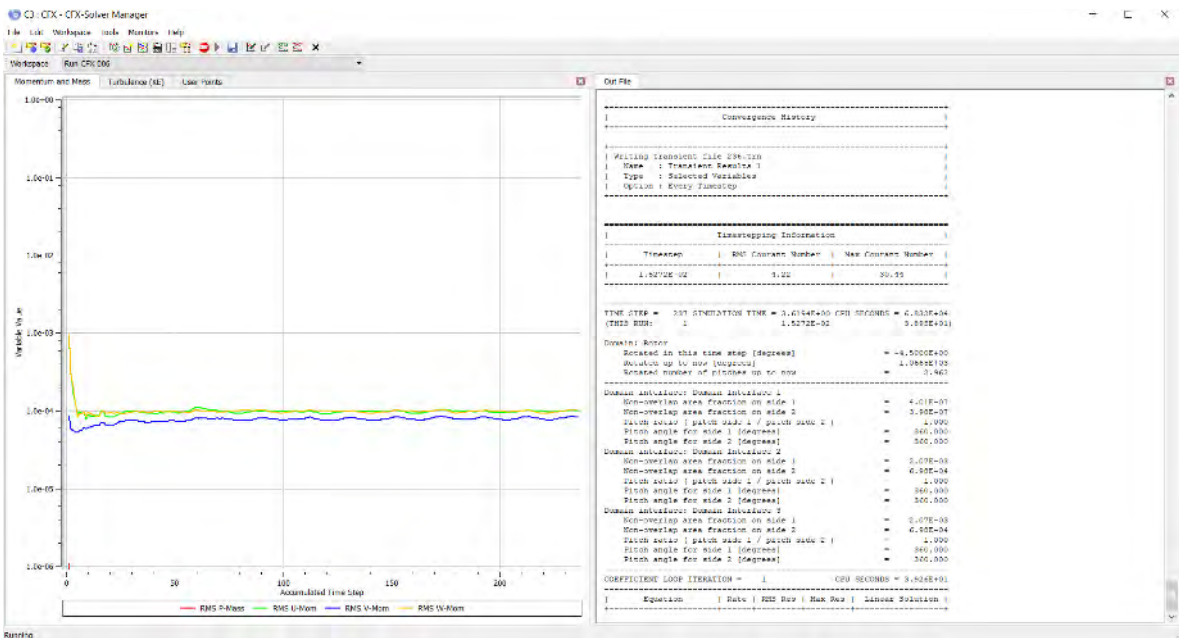


Figura 6.35 Solver ejecutando hasta 235 iteraciones, mostrando el impulso y la masa

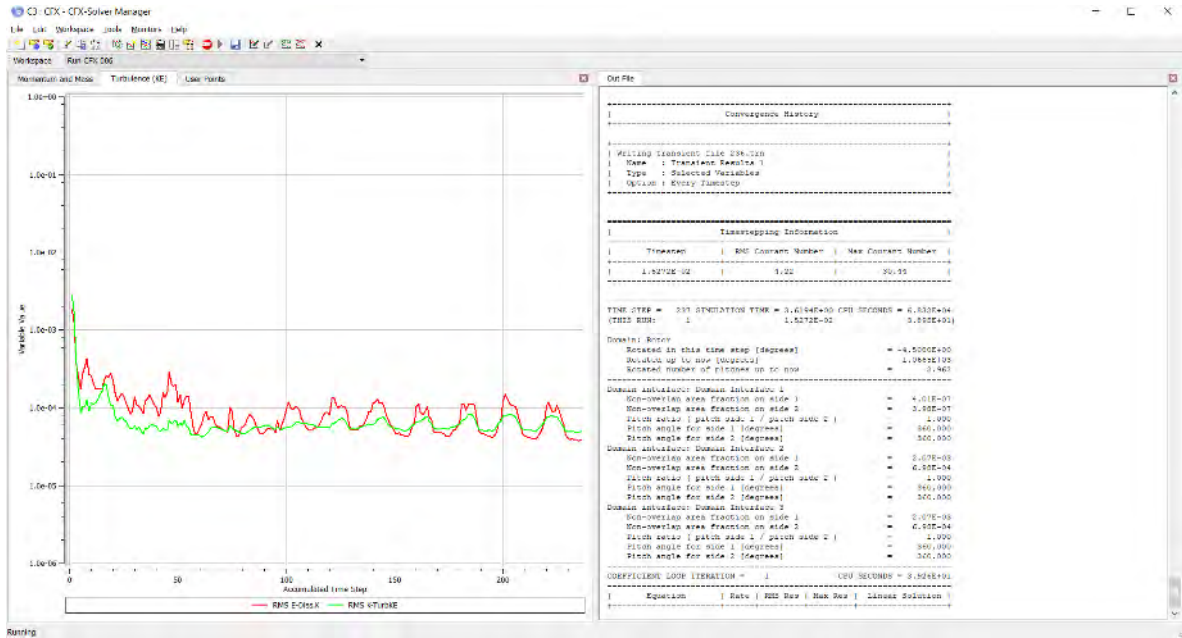


Figura 6.36 Solver ejecutando hasta 235 iteraciones, mostrando turbulencias

Capítulo 7 Resultados

7.1 Potencia generada simulada:

Dado que el software es capaz de determinar el par de la turbina durante la simulación, para obtener y monitorear la potencia de salida, simplemente se multiplicó por la velocidad angular como muestra la ecuación (3). La siguiente gráfica es del administrador ANSYS CFX Solver, que muestra todos los resultados. De lo que se puede observar es que durante las primeras iteraciones 1-3, la potencia sube y baja drásticamente, luego alrededor de 4-50 iteraciones, está cerca los 50 watts, esto se debe a que durante las primeras iteraciones el software apenas se está iniciando y probando para determinar las variables deseadas. Después de 50 iteraciones, tiene suficientes datos y la potencia de salida calculada está en el rango de 30-36 watts hasta 235 iteraciones y permanece constante en este rango.

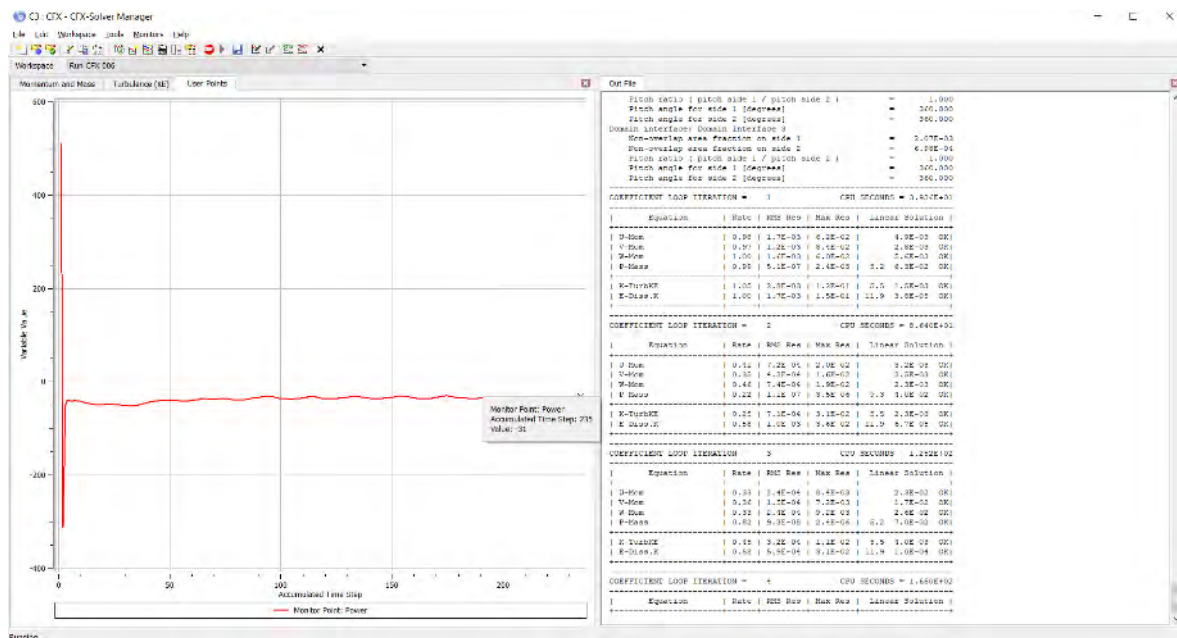


Figura 7.1 Gráfica de potencia de la turbina obtenido de ANSYS Solver Manager a 235 iteraciones

7.1.1 Potencia de la turbina simulada en velocidades de viento de 4.5 m/s

Los datos de la potencia fueron exportados y complementarios a la gráfica que proporcionó ANSYS, también se hizo una gráfica para ver los resultados, pero se excluyeron los resultados para la primera y segunda iteración del software, porque aquí es donde se tuvo grandes fluctuaciones.

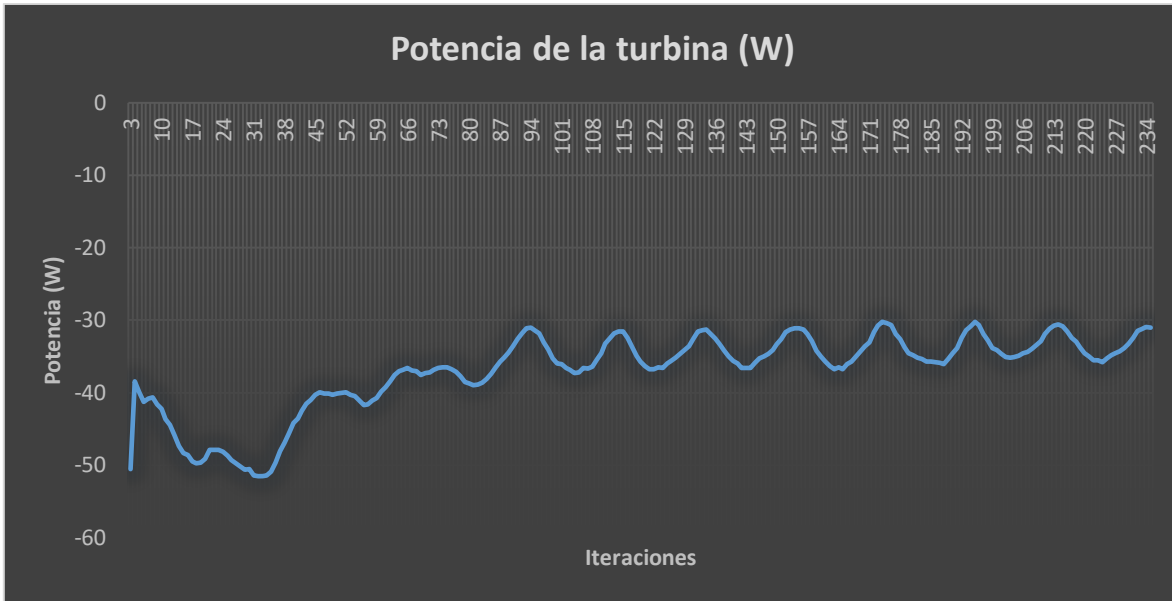


Figura 7.2 Gráfica de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 4.5 m/s

La potencia teórica calculada para una turbina de área de sección transversal de 3m^2 operando a una velocidad del viento de 4.5 m/s es 33.489 W , se obtiene usando ecuación (5) haciendo P_{turbina} el sujeto de la ecuación.

$$P_{\text{turbina}} = 0.5C_p\rho AV^3[\text{Watts}] \quad (13)$$

Los resultados simulados dan una potencia negativa, pero esto se debe a la dirección de rotación de la turbina, ya que originalmente en el proceso de configuración, la velocidad angular se ingresó como negativo 5.1428rad/s . La razón por la que la potencia de salida tiene un rango de 30W - 36W es debido a que las aspas de la turbina no siempre están orientadas perpendicularmente al viento durante la rotación, ya que tienen un lado cóncavo y convexo. También debido a que la turbina tiene 2 etapas, a veces la potencia aumenta o disminuye debido a un aumento o disminución de la resistencia aerodinámica según la rotación. Dado que están en diferentes ángulos durante la rotación, es por eso que vemos un pequeño cambio en la salida de potencia generada. En general, los resultados simulados son satisfactorios con los resultados calculados.

También se calculó la potencia de la turbina a diferentes velocidades de viento, hay sustancialmente más energía en velocidades de viento más fuertes, pero este estudio tenía como objetivo velocidades de viento de 4.5 m/s debido a nuestra ubicación del viento disponible. La potencia de salida se calculó a diferentes velocidades del viento y cuando hay un aumento en la velocidad, aumenta enormemente la potencia de salida. Todo esto se debe a cómo la velocidad del viento influye a la potencia que puede extraer una turbina, como se ve en la ecuación (13).

La siguiente tabla muestra la potencia de salida calculada de la turbina a velocidades del viento entre 3 y 15 m/s utilizando la ecuación (13) para la turbina diseñada.

Tabla 3 Potencia de la turbina a diferentes velocidades del viento

Velocidad del viento (m/s)	Potencia (W)
3	9.92
4	23.52
4.5	33.49
5	45.94
6	79.38
7	126.05
8	188.16
9	267.91
10	367.5
11	489.14
12	635.04
13	807.340
14	1008.42
15	1240.31

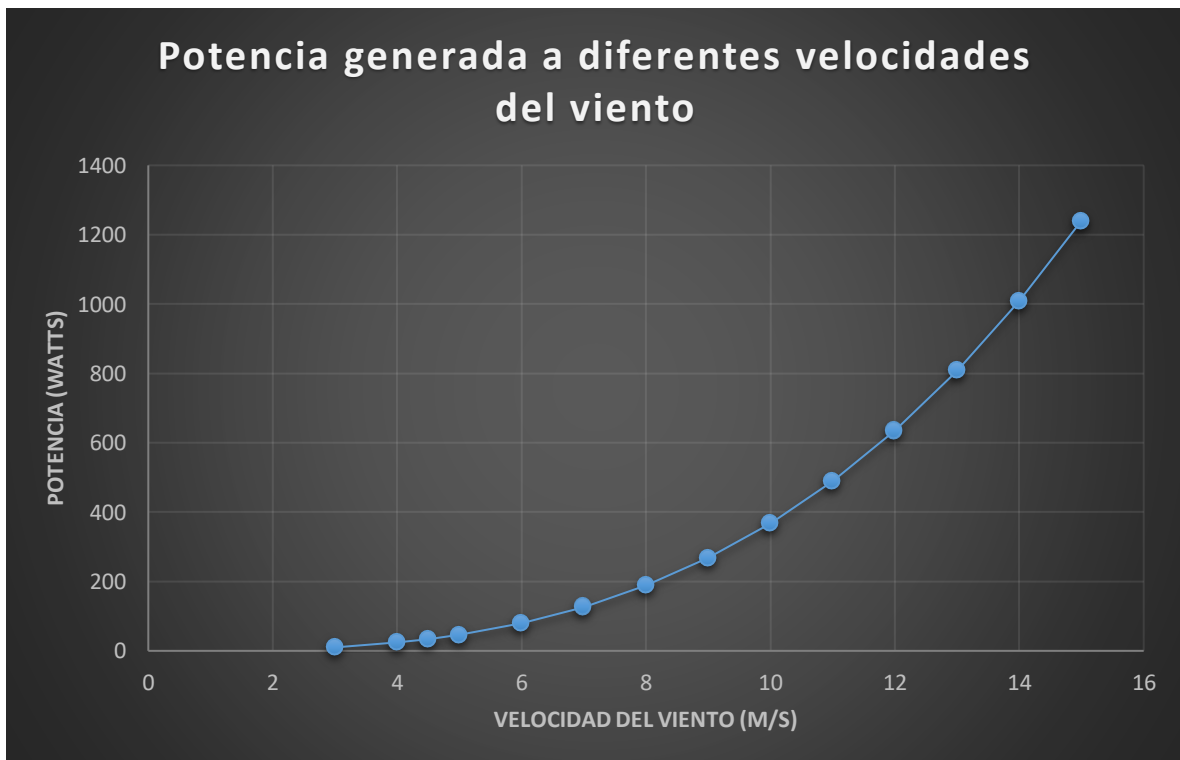


Figura 7.3 Gráfica que muestra la potencia de la turbina a diferentes velocidades del viento

7.1.2 Otros estudios a diferentes velocidades del viento:

Dado que la turbina ya fue diseñada, se configuró en ANSYS y se simuló a velocidades de viento de 4.5m/s. Luego se siguió simulando a diferentes velocidades del viento cambiando las variables para determinar si la potencia calculada era similar a los resultados simulados de la turbina.

La simulación se ejecutó para velocidades del viento de 7, 10 y 14 m/s, y el objetivo era observar si la potencia generada por la turbina a estas velocidades coincidiría con los resultados de salida de potencia calculados. Todas las simulaciones a diferentes velocidades del viento se ejecutaron a 235 iteraciones, manteniéndolo constante como la primera simulación realizada para una velocidad del viento de 4.5 m/s. Los resultados se obtuvieron y graficaron:

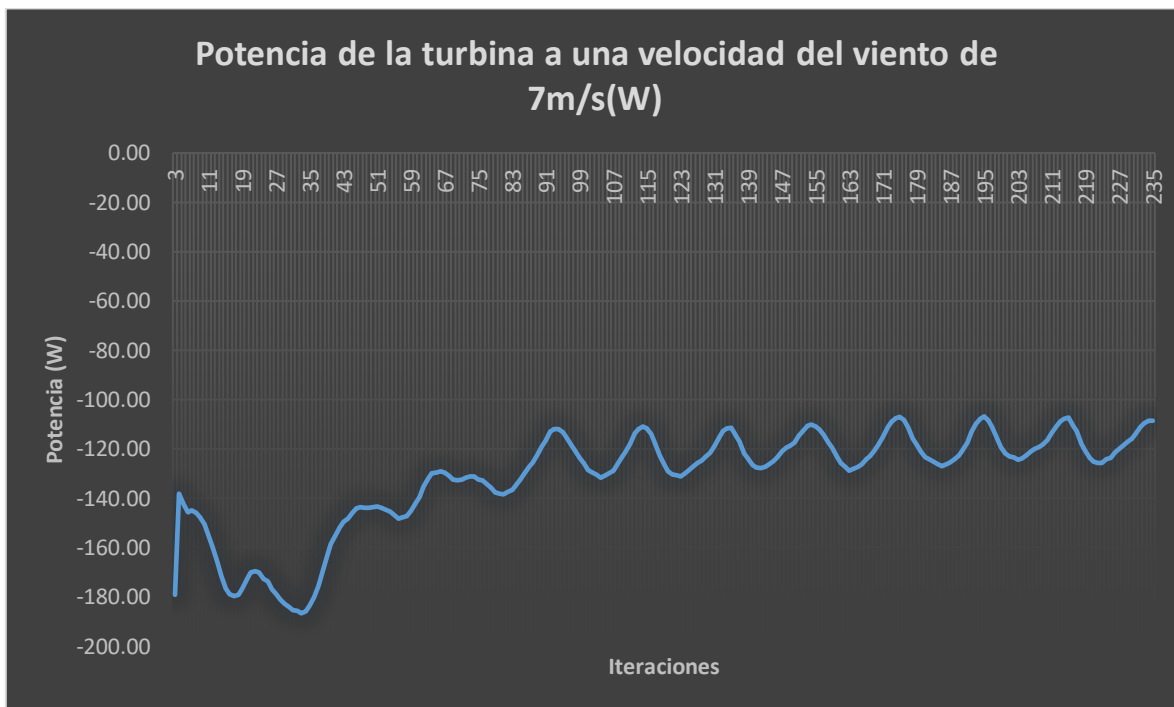


Figura 7.4 Gráfico de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 7 m/s

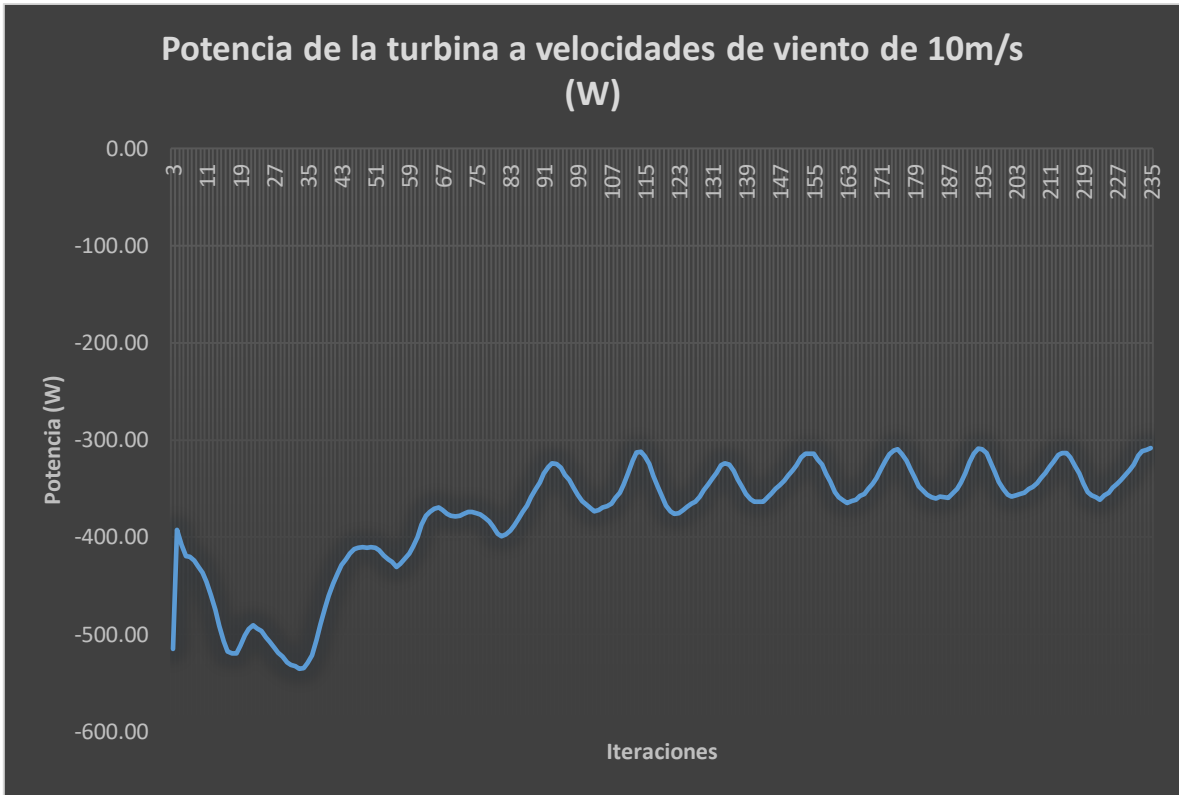


Figura 7.5 Gráfico de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 10 m/s

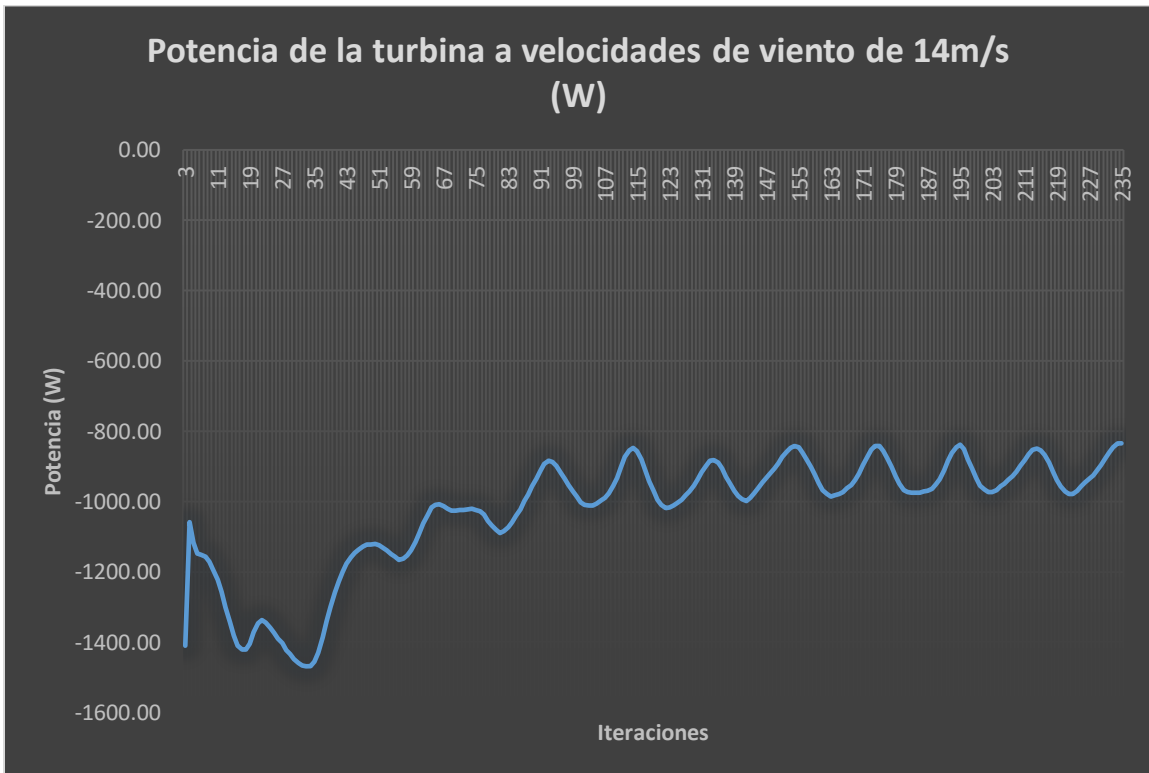


Figura 7.6 Gráfico de potencia de la turbina a 235 iteraciones en velocidades del viento de 14 m/s

A partir de estos resultados obtenidos, se observó que para cada uno, dieron una potencia de salida que estaba en el rango de la potencia calculada. Se puede observar que estas simulaciones también tuvieron éxito en demostrar la utilidad de este software junto con el conocimiento de la teoría de turbinas de cómo funcionan y su potencia de salida.

7.2 Contorno de presión:

Se ejecutó la simulación y, con los resultados, pudimos observar las regiones de presión del aire alrededor de la turbina en diferentes ángulos de rotación. Muestra la distribución de presión en la superficie de la turbina y el área circundante a su alrededor. La turbina estaba en un estado de rotación con una velocidad angular de 5.1428 rad/seg. o 49.11 RPM con una velocidad del viento de 4.5 m/s.

Se observó que el lado cóncavo de la turbina tiene una presión más baja que el lado convexo del aspa y una presión más alta en el lado convexo del aspa, lo que resulta en una región de presión positiva y negativa en la turbina. Esta diferencia de presión es lo que permite que se produzca la rotación debido al viento que golpea la turbina. La rotación de la turbina es en el sentido de las agujas del reloj, si se ve desde una vista superior.

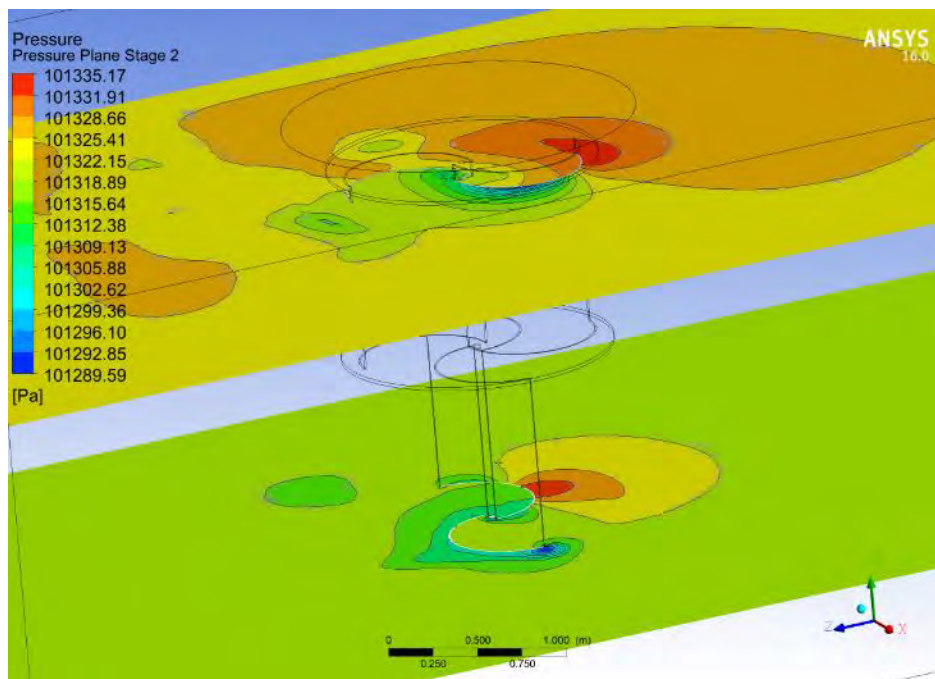


Figura 7.7 Contorno de presión para la turbina en ambas etapas

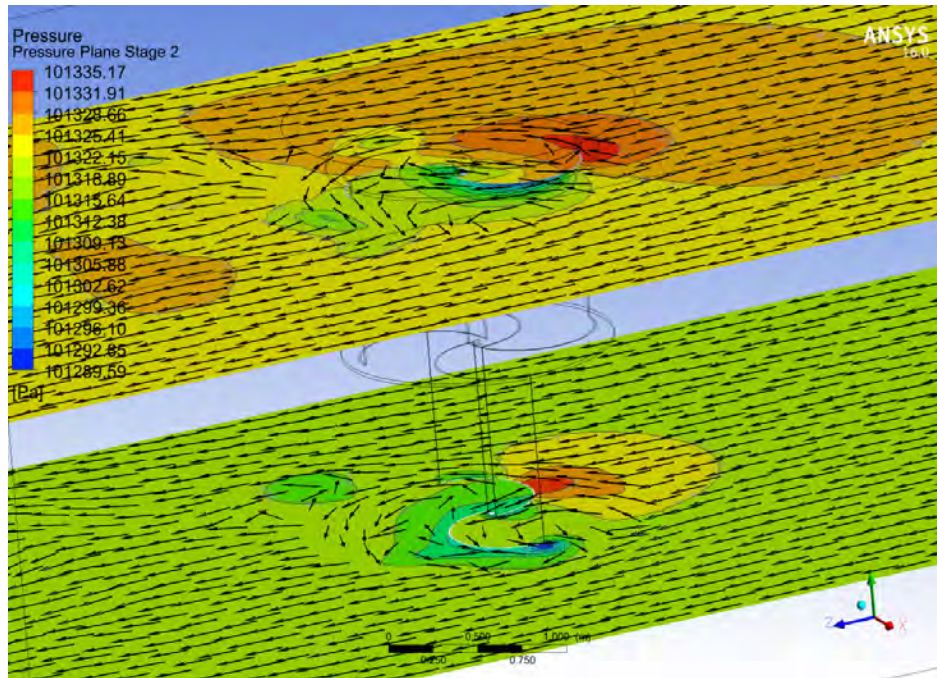


Figura 7.8 Contorno de presión de la turbina en ambas etapas, que muestra la dirección del viento.

Dado que la turbina Savonius tiene dos etapas, tienen las mismas dimensiones, pero son 90 grados perpendiculares entre sí. Esto ayuda a la turbina a captar más viento disponible que la atraviesa, ya que cuando una etapa puede ser paralela a la dirección del viento, la segunda etapa esta perpendicular a la dirección del viento en ese momento, lo que aumenta el rendimiento y permite la rotación constante. Las siguientes 2 figuras muestran la primera etapa de la turbina y la segunda figura muestra la misma turbina, pero para la segunda etapa, ambas etapas interactúan con el viento y muestran su respectivo contorno de presión.

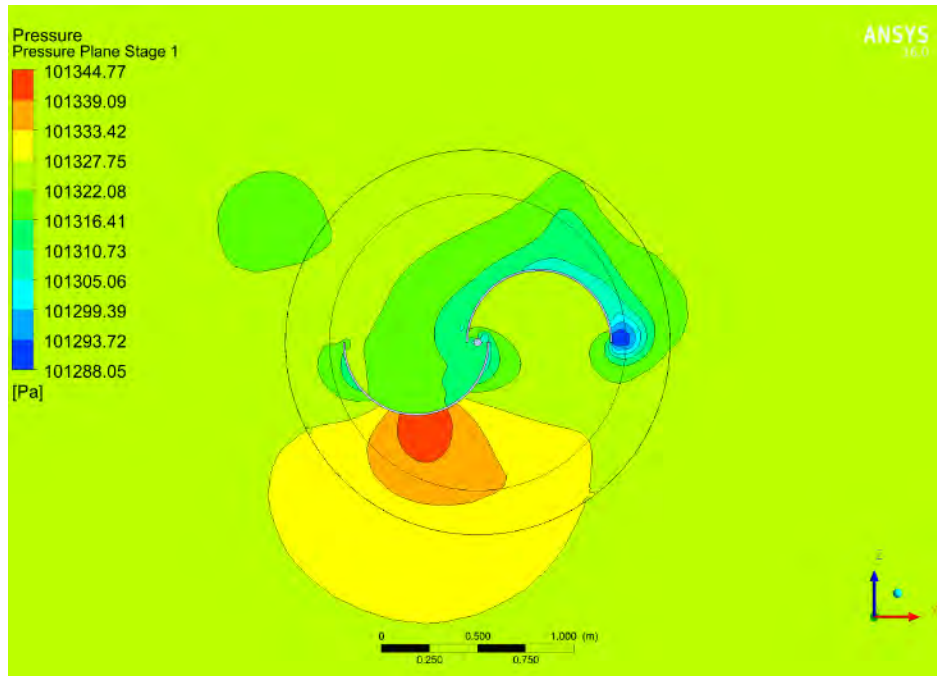


Figura 7.9 Contorno de presión para la primera etapa de la turbina Savonius

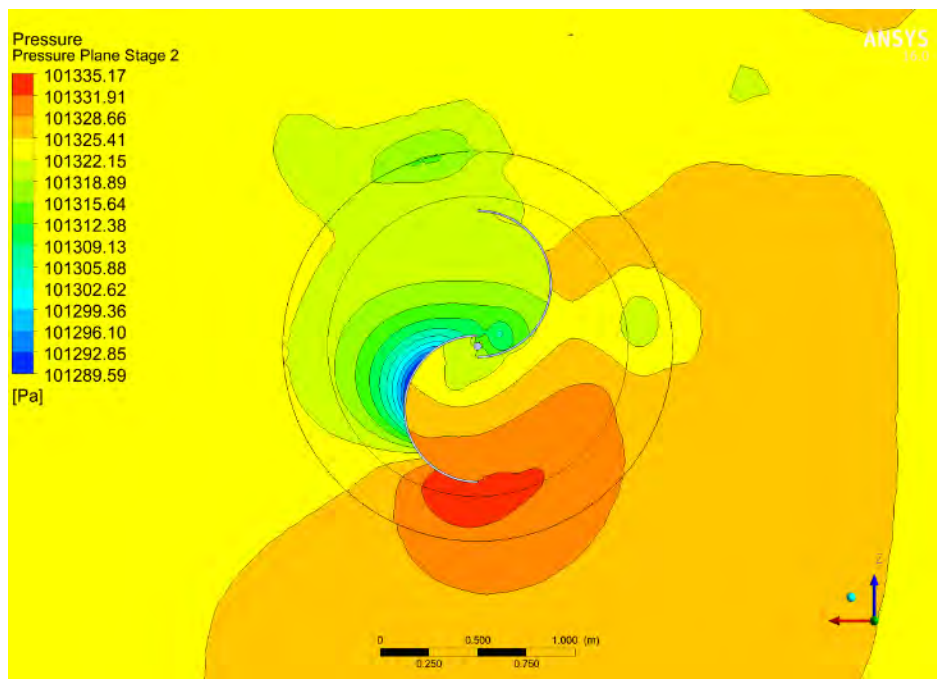


Figura 7.10 Contorno de presión para la segunda etapa de la turbina Savonius

Cambios de presión durante la rotación:

Cuando la turbina esté perpendicular al viento durante una etapa, estará a 0 grados contra el viento: (Nota: la dirección del viento proviene de la parte inferior para todas las figuras.)

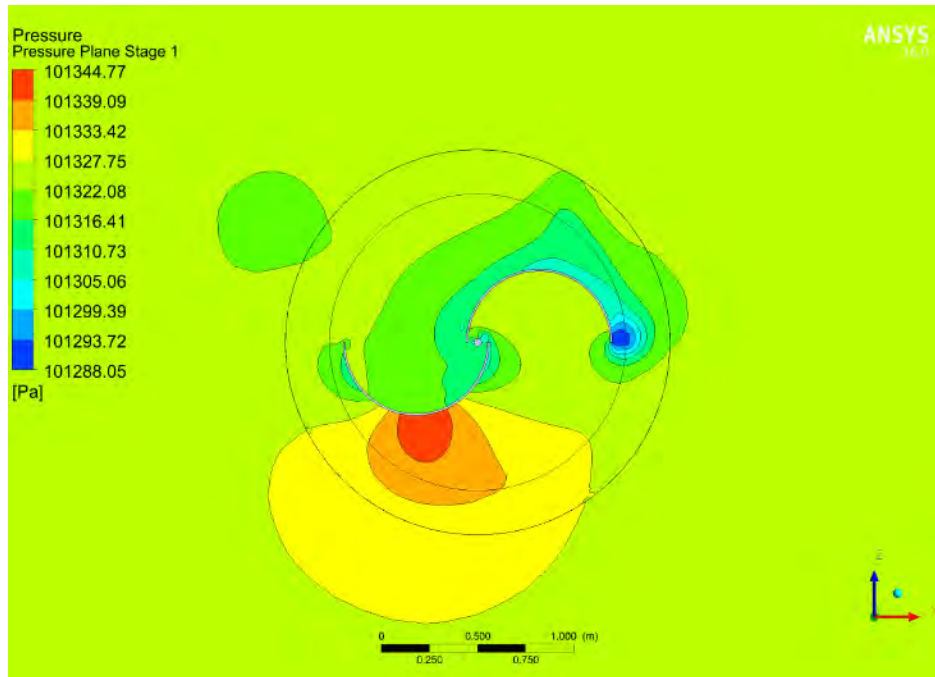


Figura 7.11 Contorno de presión a 0 grados al viento

A 45° contra el viento:

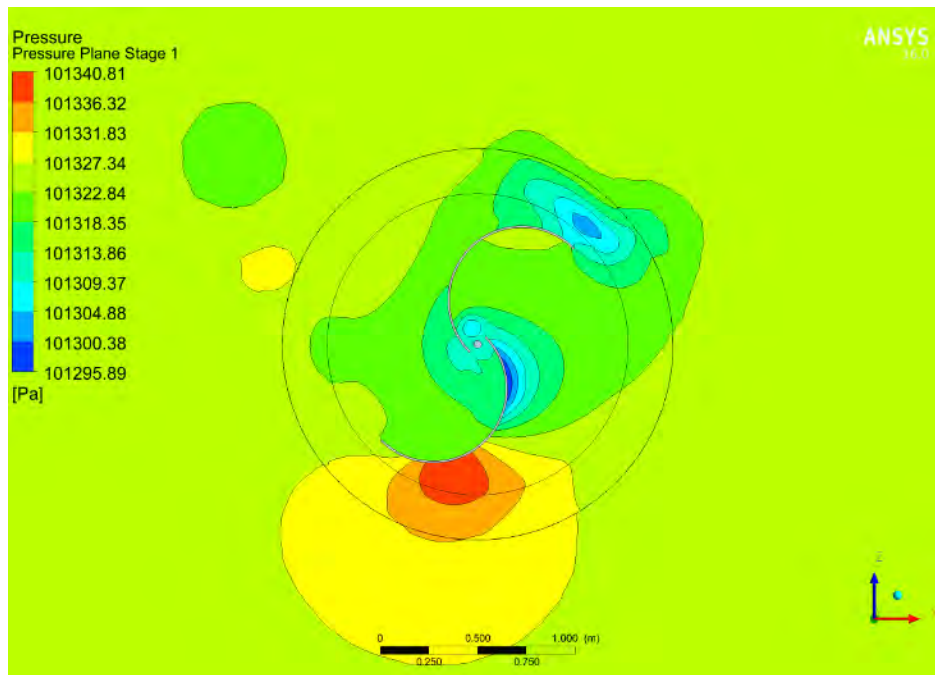


Figura 7.12 Contorno de presión a 45 grados al viento

A 90° contra el viento:

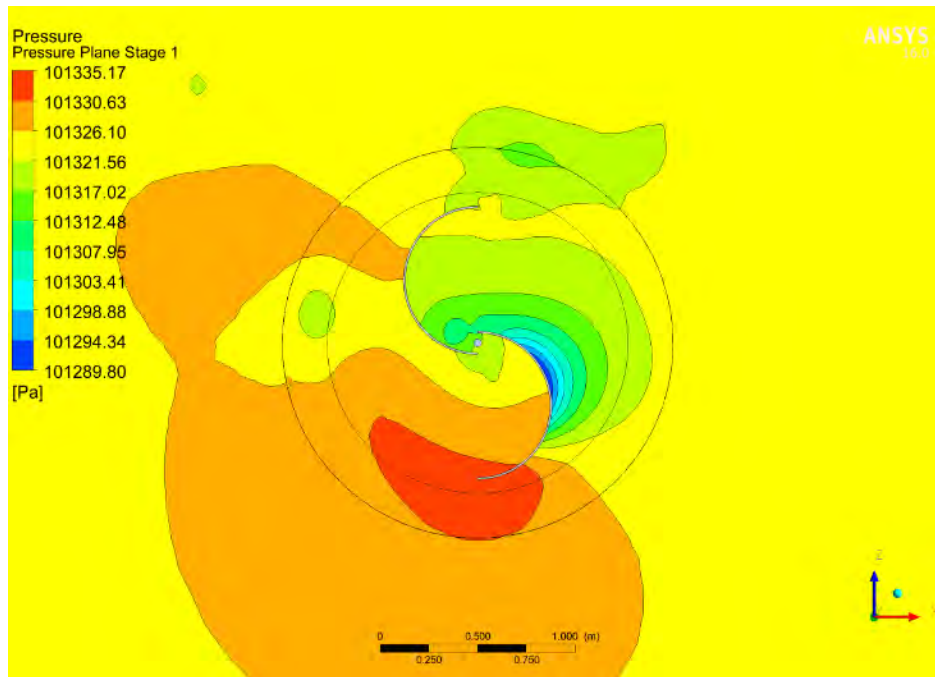


Figura 7.13 Contorno de presión a 90 grados al viento

A 121.5° contra el viento, vemos la mayor presión más alta alrededor de una de las aspas:

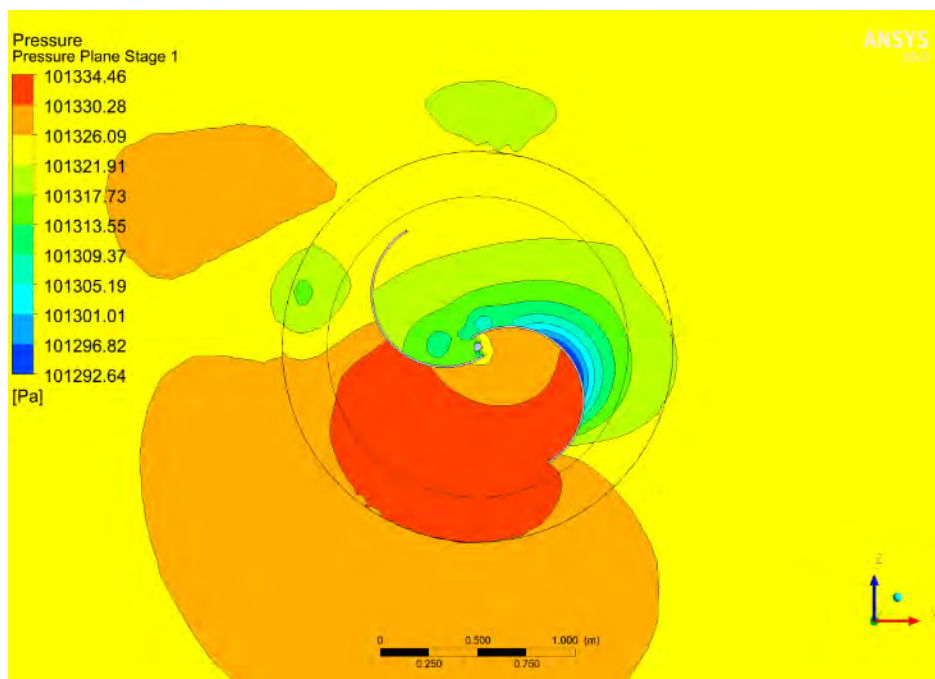


Figura 7.14 Contorno de presión a 121.5 grados al viento

A 135° contra el viento:

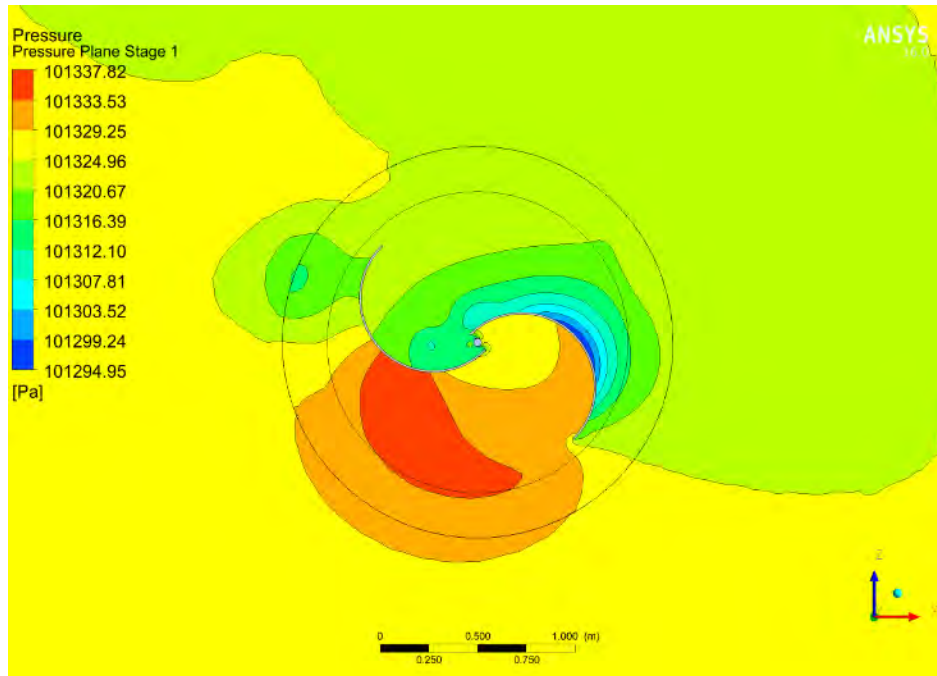


Figura 7.15 Contorno de presión a 135 grados al viento

A 180° contra el viento:

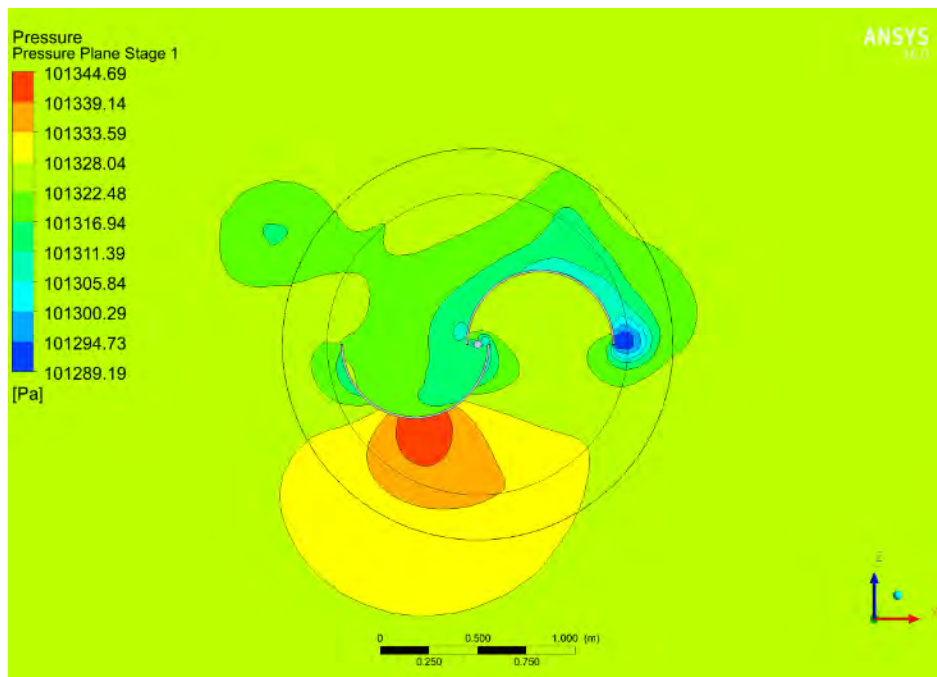


Figura 7.16 Contorno de presión a 180 grados al viento

Diferencia de presión observable: la presión más baja observada fue de 101,287 Pa y la presión más alta fue de 101,344 Pa. La diferencia de presión es de 57 Pa.

7.3 Contorno de velocidad

Esto mostrará la diferencia de velocidades alrededor de la turbina durante la rotación. Cuando el viento entra en contacto con la turbina, hay diferentes áreas alrededor de las aspas donde la velocidad comienza a disminuir y aumentar en ciertos puntos.

A medida que aumenta la presión del fluido (aire), la velocidad del flujo disminuye, se puede ver que la velocidad más baja está en el lado cóncavo de la turbina, mientras que hay mayor velocidad en el lado exterior, el lado convexo del aspa.

Generalmente, la velocidad más alta se muestra en el borde de ataque del aspa con la presión más alta, la aspa contra el viento entrante y que produce una velocidad angular cuando el viento golpea la aspa. Se observa que la parte trasera de la turbina crea un vacío y permanece a la velocidad más baja, esto se puede ver porque en diferentes ángulos de rotación de la turbina, la parte trasera siempre tiene una velocidad baja constante.

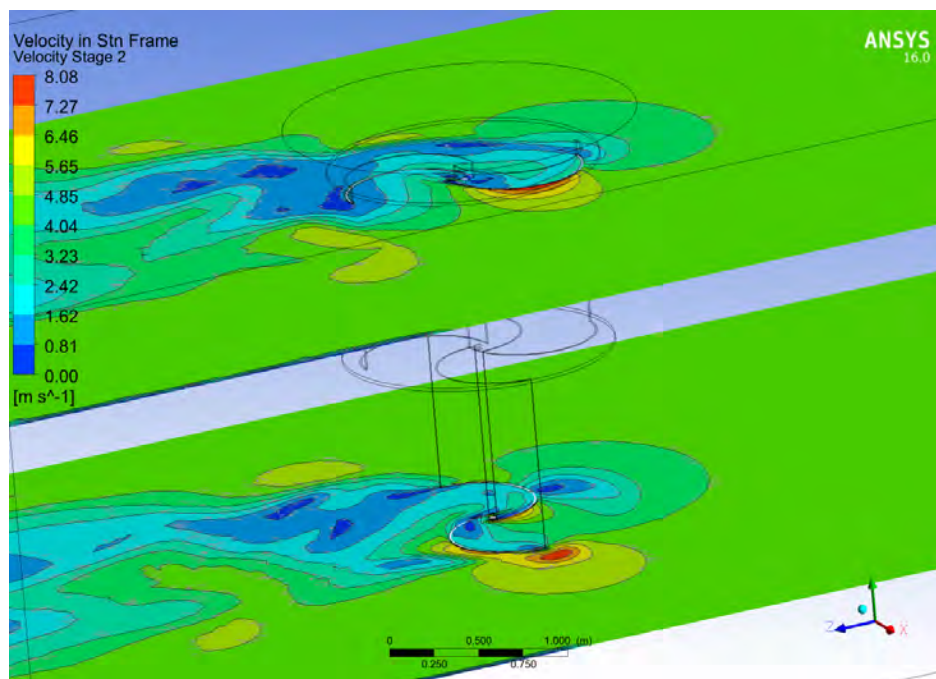


Figura 7.17 Contorno de velocidad para la turbina en ambas etapas

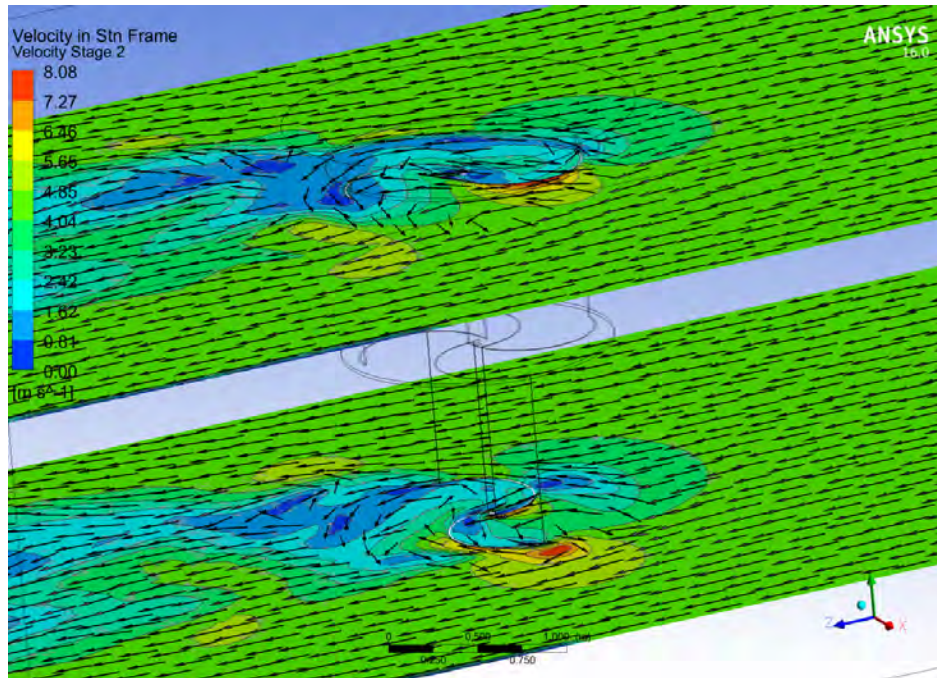


Figura 7.18 Contorno de velocidad de la turbina en ambas etapas, que muestra la dirección del viento

Las siguientes dos figuras 7.19 y 7.20 muestran los contornos de velocidad de la turbina para la primera etapa y la segunda etapa respectivamente, la primera y la segunda etapa son perpendiculares a 90° entre sí.

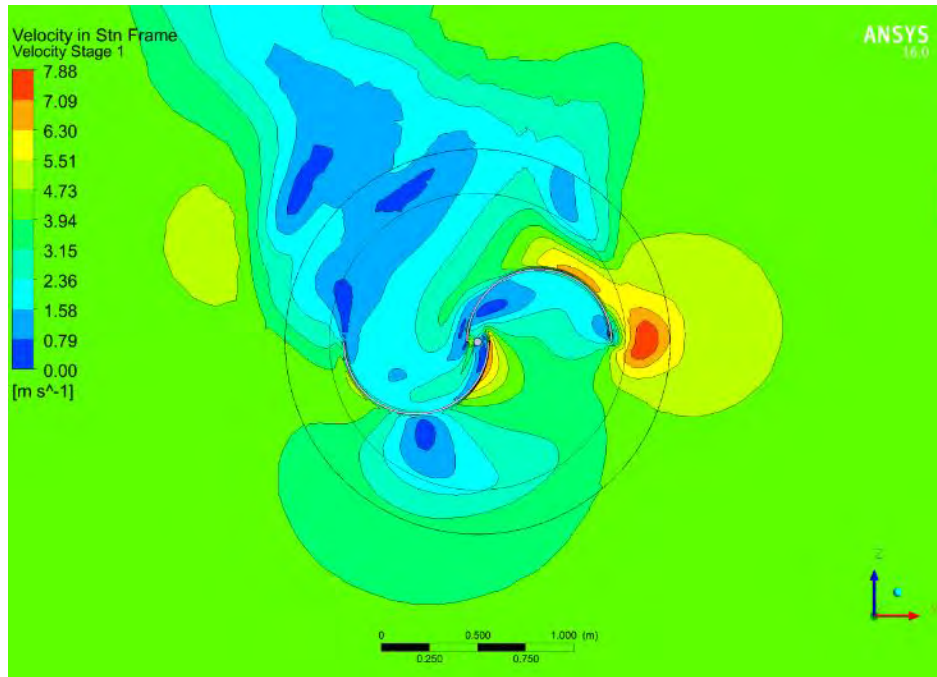


Figura 7.19 Contorno de velocidad para la primera etapa

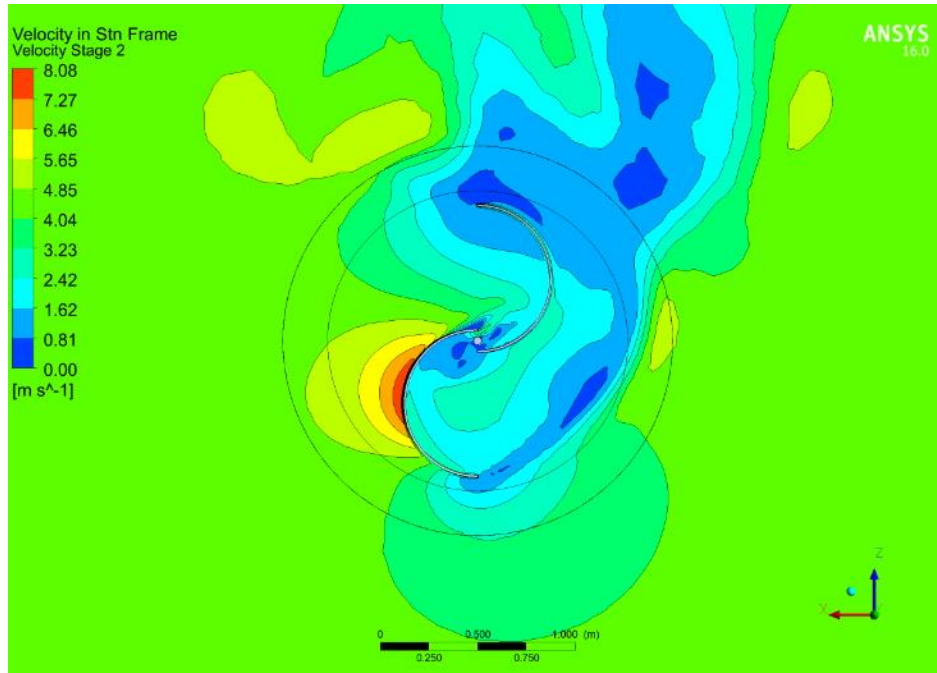


Figura 7.20 Contorno de velocidad para la segunda etapa

Contornos de velocidad en diferentes ángulos de rotación

Turbina perpendicular al viento, a partir de aquí estará a 0° contra el viento:

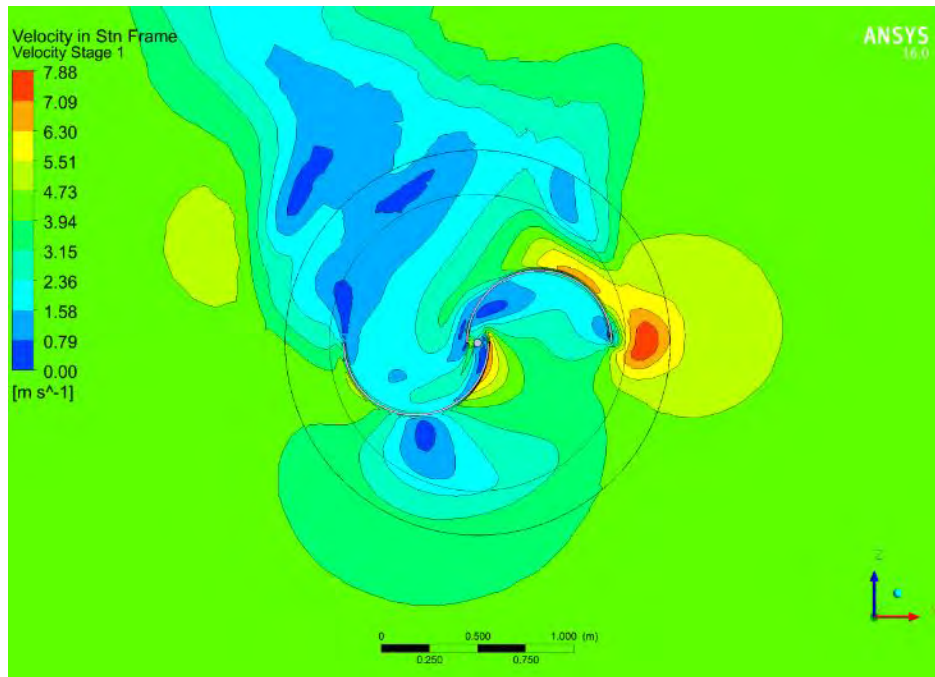


Figura 7.21 Contorno de velocidad a 0 grados al viento

A 45° contra el viento:

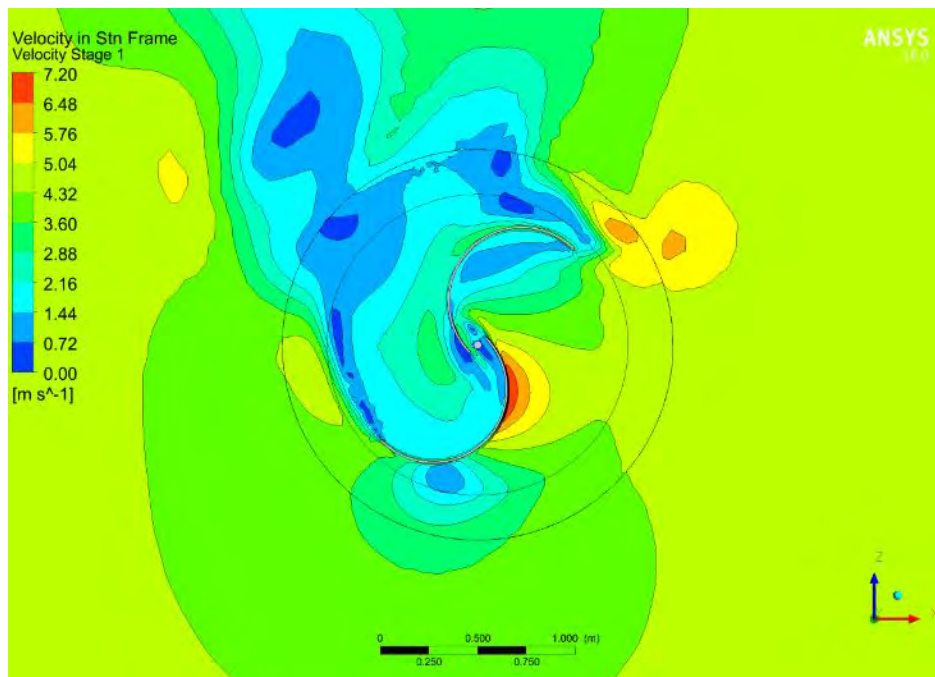


Figura 7.22 Contorno de velocidad a 45 grados al viento

A 90° contra el viento:

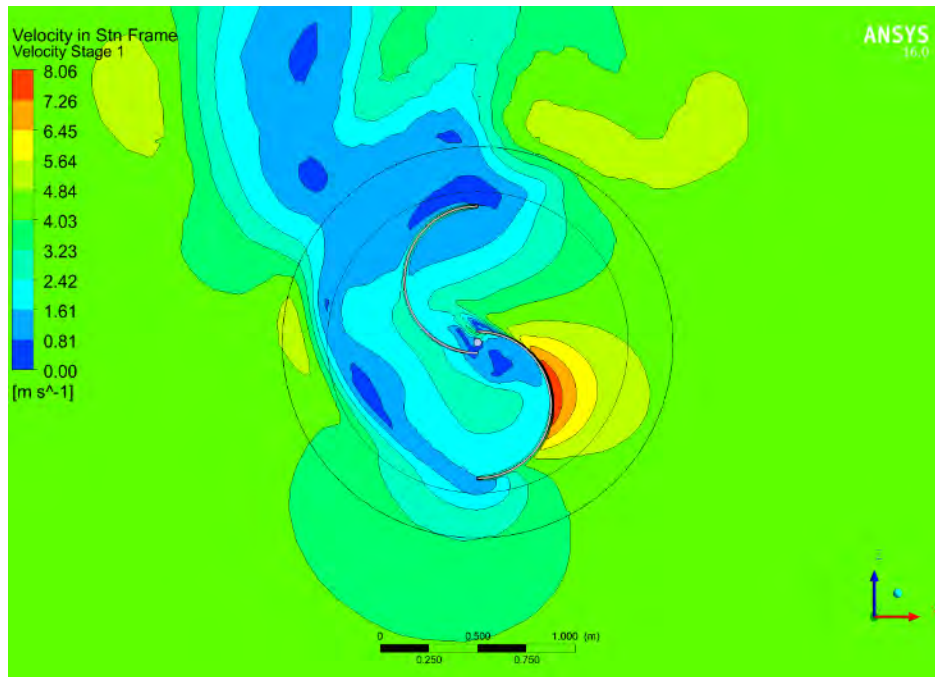


Figura 7.23 Contorno de velocidad a 90 grados al viento

A 121.5° contra el viento:

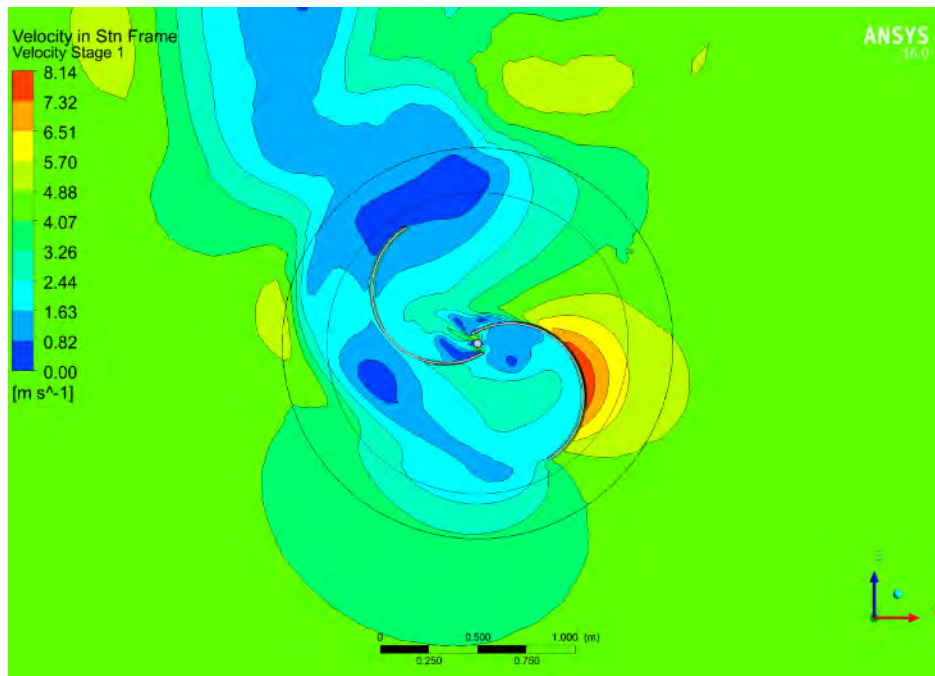


Figura 7.24 Contorno de velocidad a 121.5 grados al viento

A 135° contra el viento:

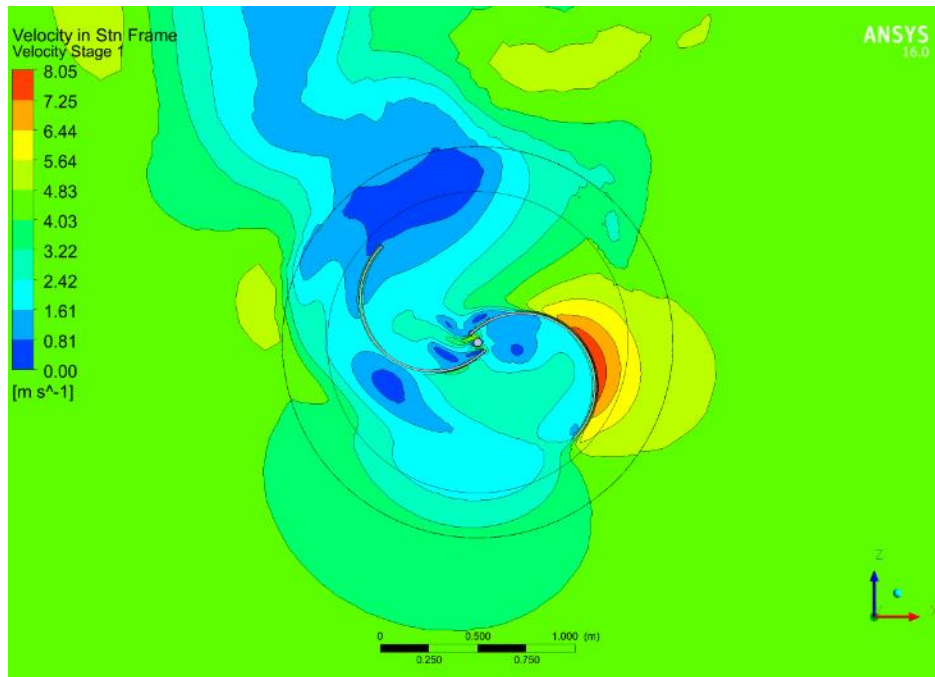


Figura 7.25 Contorno de velocidad a 135 grados al viento

A 180° contra el viento:

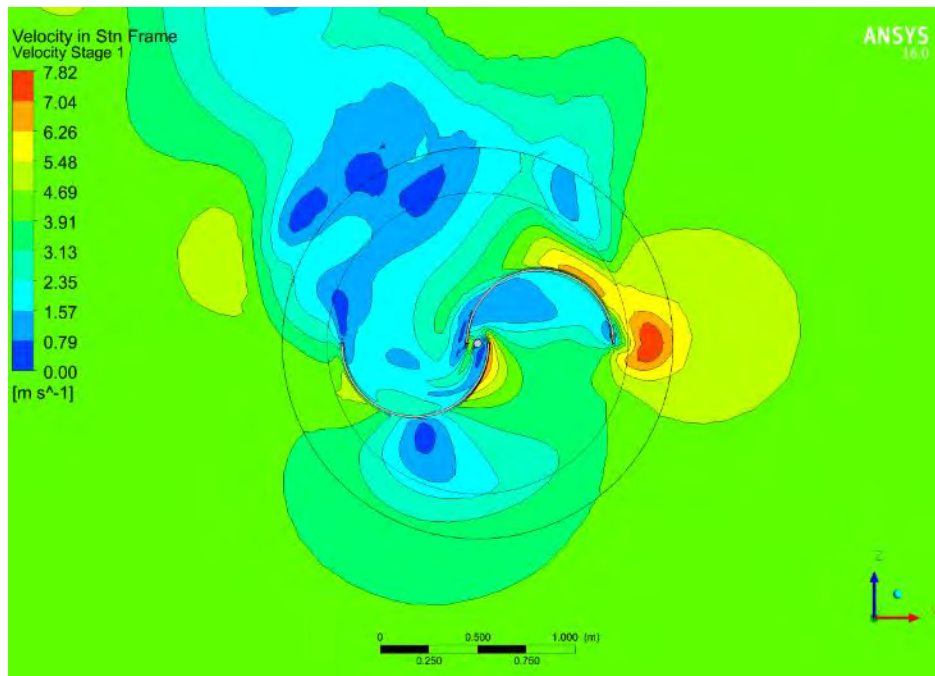


Figura 7.26 Contorno de velocidad a 180 grados al viento

Ambas aspas que componen la turbina son de las mismas dimensiones, esta es la razón por la que se observó una rotación de 180° , ya que al hacer una rotación completa de 360° se tendrían resultados similares para la diferencia de presión y la velocidad en el aire circundante de la turbina.

En todos los ángulos de rotación observados, se vio claramente que en la parte posterior de la turbina formaba la mayor concentración de aire a baja velocidad, por lo que se concluyó que la turbina crea un efecto de vacío en esa región.

Generalmente, a partir de los contornos de Presión y Velocidad, se observó que son indirectamente proporcionales. Además, en áreas de alta presión, había áreas de baja velocidad y en áreas de baja presión, había áreas de alta velocidad alrededor de las aspas de la turbina. Esto es cierto, excepto por el área hacia la parte posterior de la turbina, que parece crear un efecto de vacío ya que la velocidad es constantemente baja mientras la turbina estaba en rotación en esa región.

Capítulo 8 Conclusión

En este trabajo, se diseñó y simuló un modelo tridimensional de una turbina eólica Savonius de dos etapas. Se utilizó ANSYS Workbench CFX para determinar la distribución de presión y velocidad del área circundante alrededor de la turbina. Se utilizó una velocidad del viento de 4.5 m / s para este estudio de simulación debido a que los datos fueron proporcionados como la velocidad promedio del viento en Chetumal, Quintana Roo, México.

Dado que la turbina tiene dos etapas, se puede ver en la simulación que cuando una etapa tiene una presión similar alrededor de las aspas, las aspas de una etapa están paralelas al viento, esto podría no ser suficiente para hacer girar la turbina si la turbina estuviera compuesta por una sola etapa, pero como la otra etapa es perpendicular a la primera etapa, esto ofrece una rotación adicional a la turbina, ya que ambas etapas trabajan juntas para hacer girar la turbina, por lo que la turbina gira continuamente a medida que el viento pasa a través de ella.

La potencia producida por la turbina se calculó a 30W para velocidades del viento de 4.5m/s para la dimensión de la turbina diseñada y simulada a una temperatura de 25 grados Celsius, densidad del aire de 1.225 kg/m³ a 1atm, presión atmosférica. Los resultados de la simulación demostraron ser satisfactorios a partir de los resultados obtenidos y se puede ver que el uso de este software es invaluable ya que nos ayuda a determinar la salida de potencia de una turbina además de la salida de potencia calculada.

Esta turbina se propuso debido a sus diversas ventajas en comparación con otras, entre ellas destaca, que esta turbina se puede colocar en una amplia gama de ambientes y no se limita a lugares específicos. Otra razón es, el hecho de que esta turbina no necesita una inversión económica alta. Esta turbina eólica de eje vertical propuesta ayuda a aprovechar la energía eólica no utilizada que nos rodea en lugares que antes se pensaba que eran difíciles de obtener energía a través del viento.

Bibliografía:

1. Pasqualetti, M., & Gipe, P. (n.d.). History of Wind Energy. <https://www.researchgate.net/publication/265594973>.
2. *Statistical Review of World Energy 2020 69th edition*. (n.d.). <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>.
3. Department of Energy (DOE) by the National Renewable Energy Laboratory (NREL). (n.d.). *Renewable Energy: An Overview*.
4. Johari, M. K., Jalil, M. A. A., & Shariff, M. F. M. (n.d.). Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT). *International Journal of Engineering & Technology*, 74–80. www.sciencepubco.com/index.php/IJET.
5. Bortolotti, P., Kapila, A., & Bottasso, C. L. (2019). Comparison between upwind and downwind designs of a 10MW wind turbine rotor. *Wind Energy Science*. <https://wes.copernicus.org/articles/4/115/2019/>.
6. Ragheb, M. (2010). Wind Energy Converters Concepts.
7. Jianu, O., Rosen, M. A., & Naterer, G. (2012). Noise Pollution Prevention in Wind Turbines: Status and Recent Advances. *Sustainability*.
8. Saad, M. M. M., & Asmuin, N. (n.d.). Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines. *IOSR Journal of Engineering*, 27–30.
9. Rehman, S., Alam, M. M., Alhems, L. M., & Rafique, M. M. (n.d.). Horizontal Axis Wind Turbine Blade Design Methodologies for Efficiency Enhancement—A Review.
10. *Wind turbines-Lift and Drag*. Coherent Application Threads. (n.d.). <http://people.bu.edu/dew11/liftanddrag.html>.
11. Khandakar, A., & Kashem, S. B. A. (n.d.). Feasibility study of Horizontal-Axis Wind Turbine. *ARIV International Journal of Technology*. <https://www.researchgate.net/publication/343879216>.
12. Kim, M. G., & Dalhoff, P. H. (n.d.). Yaw Systems for wind turbines - Overview of concepts, current challenges and design methods. *Journal of Physics: Conference Series 524*.
13. Layton, J. (n.d.). *How Wind Power Works*. howstuffworks. <https://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/wind-power.htm>.
14. Khammas, F. A., Suffer, K. H., Usubamatov, R., & Mustaffa, M. T. (n.d.). Overview of Vertical Axis Wind Turbine (VAWT) is one of the Wind Energy Application.
15. Tjiu, W., Marnoto, T., Mat, S., Ruslan, M. H., & Sopian, K. (n.d.). Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: Assessment of Darrieus VAWT configurations. *ScienceDirect*, 50–67. www.elsevier.com/locate/renene.
16. Menet, J. L. (n.d.). A double-step Savonius rotor for local production of electricity: a design study. *ScienceDirect*, 1843–1862.
17. Kragten, A. (n.d.). The Darrieus rotor, a vertical axis wind turbine (VAWT) with only a few advantages and many disadvantages.
18. *Savonius Wind Turbine*. (n.d.). <http://www.savonius.net/savonius-principle.html>.

19. Zemamou, M., Aggour, M., & Toumi, A. (n.d.). Review of savonius wind turbine design and performance. *ScienceDirect*, 25–29. www.elsevier.com/locate/procedia.
20. Abraham, J., & Plourde, B. (2014). *Small-scale wind power design, analysis, and environmental impacts*. Momentum Press.
21. Ragheb, M., & Ragheb, A. M. (n.d.). *Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio*. Intech.
22. Saha, U. K., Thotla, S., & Maity, D. (2008). Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 1359–1375.
23. Lates, M., & Velicu, R. (n.d.). CFD Analysis and Theoretical Modelling of Multiblade Small Savonius Wind Turbines. *Sustainable Energy in the Built Environment - Steps Towards NZEB*, 403–415.
24. Mahmoud, N. H., El-Haroun, A. A., Wahba, E., & Nasef, M. H. (n.d.). An experimental study on improvement of Savonius rotor performance. *Alexandria Engineering Journal*. www.elsevier.com/locate/aej.
25. Ali, M. H. (n.d.). Experimental Comparison Study for Savonius Wind Turbine of Two & Three Blades At Low Wind Speed. *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, 2978–2986.
26. Akwa, J. V., Vielmo, H. A., & Petry, A. P. (2012). A review on the performance of Savonius wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 3054–3064. www.elsevier.com/locate/rser.
27. Fernando, M. S. U. K. (1987). *On the Performance and wake aerodynamics of the Savonius wind turbine* (thesis).
28. Modi, V. J., Roth, N. J., & Fernando, M. S. U. K. (n.d.). OPTIMUM-CONFIGURATION STUDIES AND PROTOTYPE DESIGN OF A WIND-ENERGY-OPERATED IRRIGATION SYSTEM. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85–96.
29. Alexander, A. J., & Holownia, B. P. (n.d.). Wind Tunnel Tests on a Savonius Rotor. *Journal of Industrial Aerodynamics*, 343–351.
30. *Brand Story*. ANSYS. (n.d.). <https://www.ansys.com/company-information/the-ansys-story>.

Apéndice:

Resultados de potencia encontrados por el software ANSYS:

A vientos de 4.5m/s

A vientos de 7m/s

Accumulated Timestep	Monitor Point: Power	Accumulated Timestep	Monitor Point: Power
		1	1928.17
1	508.55	2	-1167.33
2	-311.86	3	-179.19
3	-50.57	4	-138.18
4	-38.45	5	-142.40
5	-39.99	6	-145.74
6	-41.26	7	-144.92
7	-40.8	8	-145.92
8	-40.66	9	-147.70
9	-41.64	10	-150.55
10	-42.2	11	-155.15
11	-43.63	12	-160.20
12	-44.49	13	-165.83
13	-45.86	14	-171.41
14	-47.35	15	-176.54
15	-48.3	16	-178.96
16	-48.58	17	-179.69
17	-49.51	18	-179.10
18	-49.72	19	-176.63
19	-49.67	20	-172.84
20	-49.12	21	-170.03
21	-47.94	22	-169.55
22	-47.94	23	-170.14
23	-47.94		

24	-48.13	24	-172.62
25	-48.65	25	-173.77
26	-49.27	26	-176.90
27	-49.75	27	-178.88
28	-50.18	28	-181.03
29	-50.6	29	-182.67
30	-50.59	30	-184.00
31	-51.44	31	-185.47
32	-51.53	32	-185.69
33	-51.52	33	-186.64
34	-51.42	34	-185.92
35	-50.9	35	-183.68
36	-49.66	36	-180.17
37	-48.06	37	-175.66
38	-46.89	38	-170.06
39	-45.58	39	-163.98
40	-44.2	40	-158.66
41	-43.6	41	-155.33
42	-42.51	42	-151.93
43	-41.58	43	-149.53
44	-41.05	44	-148.28
45	-40.33	45	-146.16
46	-39.95	46	-144.15
47	-40.08	47	-143.68
48	-40.12	48	-143.95
49	-40.27	49	-143.85
50	-40.12	50	-143.72
51	-40.05	51	-143.28

52	-39.99	52	-143.81
53	-40.31	53	-144.63
54	-40.51	54	-145.35
55	-41.1	55	-146.76
56	-41.69	56	-148.35
57	-41.63	57	-147.70
58	-41.09	58	-147.24
59	-40.71	59	-144.81
60	-39.86	60	-142.43
61	-39.24	61	-139.39
62	-38.41	62	-135.26
63	-37.53	63	-132.24
64	-36.99	64	-129.77
65	-36.86	65	-129.64
66	-36.59	66	-129.09
67	-36.92	67	-129.66
68	-37.05	68	-130.80
69	-37.55	69	-132.45
70	-37.34	70	-132.67
71	-37.21	71	-132.35
72	-36.88	72	-131.65
73	-36.56	73	-131.23
74	-36.53	74	-131.11
75	-36.54	75	-132.33
76	-36.75	76	-132.72
77	-37.14	77	-134.26
78	-37.73	78	-135.91
79	-38.49	79	-137.53

80	-38.74	80	-138.28
81	-38.95	81	-138.41
82	-38.86	82	-137.29
83	-38.62	83	-136.71
84	-38.05	84	-134.58
85	-37.4	85	-132.11
86	-36.46	86	-129.77
87	-35.67	87	-127.15
88	-35.19	88	-125.34
89	-34.47	89	-122.29
90	-33.61	90	-118.97
91	-32.6	91	-116.61
92	-31.84	92	-112.95
93	-31.08	93	-111.98
94	-31.03	94	-111.87
95	-31.51	95	-113.24
96	-31.79	96	-115.71
97	-33.06	97	-118.56
98	-34.02	98	-120.72
99	-35.25	99	-123.57
100	-35.96	100	-126.03
101	-36.1	101	-128.44
102	-36.6	102	-129.66
103	-36.84	103	-130.37
104	-37.26	104	-131.69
105	-37.2	105	-130.95
106	-36.58	106	-129.97
107	-36.68	107	-128.74

108	-36.43	108	-126.29
109	-35.48	109	-123.50
110	-34.53	110	-120.91
111	-33.24	111	-118.05
112	-32.56	112	-113.87
113	-31.85	113	-111.88
114	-31.57	114	-110.84
115	-31.57	115	-111.60
116	-32.44	116	-114.07
117	-33.64	117	-117.85
118	-34.95	118	-122.65
119	-35.72	119	-126.17
120	-36.34	120	-129.02
121	-36.78	121	-130.36
122	-36.77	122	-130.63
123	-36.53	123	-131.04
124	-36.62	124	-129.94
125	-35.96	125	-128.58
126	-35.59	126	-127.10
127	-35.2	127	-125.70
128	-34.67	128	-124.80
129	-34.15	129	-123.11
130	-33.57	130	-121.67
131	-32.51	131	-118.74
132	-31.6	132	-115.73
133	-31.4	133	-112.71
134	-31.32	134	-111.76
135	-31.89	135	-111.33

136	-32.51	136	-114.59
137	-33.35	137	-117.04
138	-34.22	138	-121.71
139	-35.02	139	-123.85
140	-35.58	140	-126.46
141	-35.93	141	-127.58
142	-36.6	142	-127.66
143	-36.6	143	-127.32
144	-36.58	144	-126.12
145	-35.91	145	-124.87
146	-35.25	146	-123.30
147	-35.02	147	-121.09
148	-34.65	148	-119.56
149	-34.15	149	-118.76
150	-33.3	150	-117.39
151	-32.59	151	-114.78
152	-31.68	152	-112.64
153	-31.26	153	-110.76
154	-31.1	154	-110.06
155	-31.15	155	-110.80
156	-31.32	156	-112.20
157	-31.87	157	-114.53
158	-32.84	158	-117.03
159	-34.24	159	-119.63
160	-34.97	160	-123.04
161	-35.7	161	-125.71
162	-36.34	162	-127.30
163	-36.75	163	-128.94

164	-36.51	164	-128.09
165	-36.81	165	-127.39
166	-36.1	166	-126.25
167	-35.74	167	-124.28
168	-34.98	168	-122.74
169	-34.29	169	-120.47
170	-33.63	170	-118.12
171	-33.02	171	-115.17
172	-31.67	172	-111.46
173	-30.73	173	-109.05
174	-30.22	174	-107.60
175	-30.41	175	-107.05
176	-30.68	176	-108.42
177	-31.87	177	-111.59
178	-32.65	178	-115.52
179	-33.76	179	-118.52
180	-34.52	180	-120.92
181	-34.79	181	-123.43
182	-35.19	182	-124.28
183	-35.32	183	-125.28
184	-35.68	184	-126.22
185	-35.74	185	-126.96
186	-35.76	186	-126.24
187	-35.9	187	-125.45
188	-36.05	188	-124.19
189	-35.33	189	-122.51
190	-34.53	190	-120.37
191	-33.81	191	-117.33

192	-32.46	192	-113.35
193	-31.38	193	-109.92
194	-30.85	194	-107.89
195	-30.23	195	-106.82
196	-30.71	196	-108.52
197	-31.87	197	-111.52
198	-32.81	198	-115.51
199	-33.84	199	-119.11
200	-34.08	200	-121.87
201	-34.66	201	-123.06
202	-35.11	202	-123.33
203	-35.16	203	-124.35
204	-35.13	204	-123.95
205	-34.95	205	-122.63
206	-34.53	206	-121.17
207	-34.34	207	-120.01
208	-33.92	208	-119.24
209	-33.41	209	-118.29
210	-32.91	210	-116.40
211	-31.95	211	-113.74
212	-31.19	212	-111.19
213	-30.72	213	-108.79
214	-30.6	214	-107.79
215	-30.89	215	-107.41
216	-31.53	216	-110.13
217	-32.42	217	-112.98
218	-32.99	218	-117.96
219	-33.76	219	-120.88

220	-34.53	220	-123.68
221	-34.96	221	-125.15
222	-35.53	222	-125.66
223	-35.5	223	-125.64
224	-35.77	224	-124.24
225	-35.3	225	-123.56
226	-34.84	226	-121.58
227	-34.52	227	-119.89
228	-34.3	228	-118.58
229	-33.84	229	-117.03
230	-33.26	230	-115.75
231	-32.46	231	-113.72
232	-31.49	232	-111.30
233	-31.24	233	-109.54
234	-30.91	234	-108.58
235	-31	235	-108.62

A vientos de 10m/s

A vientos de 14m/s

Accumulated Timestep	Monitor Point: Power	Accumulated Timestep	Monitor Point: Power
		1	15389.84
1	5622.94	2	-9316.62
2	-3396.86	3	-1410.57
3	-514.86	4	-1058.14
4	-392.51	5	-1117.34
5	-407.86	6	-1148.65
6	-419.56	7	-1151.85
7	-420.14	8	-1157.00
8	-423.93	9	-1171.37
9	-429.69		

10	-436.91	10	-1196.12
11	-445.81	11	-1222.86
12	-459.78	12	-1256.55
13	-474.63	13	-1300.80
14	-491.11	14	-1343.35
15	-506.75	15	-1381.02
16	-517.47	16	-1410.96
17	-519.24	17	-1421.77
18	-519.87	18	-1421.90
19	-511.64	19	-1405.24
20	-501.08	20	-1371.22
21	-494.23	21	-1346.82
22	-490.54	22	-1337.84
23	-493.99	23	-1344.32
24	-496.50	24	-1358.80
25	-503.39	25	-1373.31
26	-507.51	26	-1389.59
27	-513.36	27	-1403.49
28	-519.11	28	-1422.33
29	-522.86	29	-1434.61
30	-528.95	30	-1447.55
31	-531.60	31	-1459.37
32	-532.84	32	-1467.31
33	-535.41	33	-1468.80
34	-534.97	34	-1468.19
35	-529.47	35	-1456.42
36	-521.29	36	-1429.32
37	-506.00	37	-1387.41

38	-489.65	38	-1340.35
39	-473.74	39	-1301.83
40	-460.19	40	-1259.89
41	-447.95	41	-1227.94
42	-437.28	42	-1200.47
43	-428.53	43	-1176.85
44	-422.49	44	-1159.11
45	-416.83	45	-1146.58
46	-412.20	46	-1136.49
47	-411.03	47	-1127.71
48	-410.41	48	-1123.39
49	-410.82	49	-1121.90
50	-410.50	50	-1119.81
51	-410.88	51	-1124.74
52	-413.79	52	-1131.09
53	-418.72	53	-1139.25
54	-422.60	54	-1149.26
55	-425.50	55	-1156.55
56	-430.39	56	-1165.38
57	-427.69	57	-1161.98
58	-422.28	58	-1153.19
59	-416.77	59	-1139.49
60	-409.59	60	-1115.22
61	-399.68	61	-1090.53
62	-387.44	62	-1062.73
63	-378.24	63	-1038.80
64	-373.79	64	-1017.84
65	-370.97	65	-1010.15

66	-369.49	66	-1007.21
67	-372.24	67	-1014.05
68	-376.27	68	-1020.83
69	-377.78	69	-1026.43
70	-378.58	70	-1025.40
71	-377.70	71	-1023.33
72	-376.27	72	-1023.38
73	-374.32	73	-1021.73
74	-373.73	74	-1019.79
75	-375.17	75	-1023.63
76	-376.54	76	-1028.45
77	-380.11	77	-1036.78
78	-384.03	78	-1054.64
79	-389.01	79	-1067.70
80	-396.34	80	-1080.36
81	-399.36	81	-1089.13
82	-397.25	82	-1083.65
83	-393.20	83	-1072.75
84	-387.65	84	-1058.47
85	-380.70	85	-1040.67
86	-373.94	86	-1021.93
87	-367.73	87	-999.64
88	-358.84	88	-981.24
89	-350.92	89	-957.27
90	-343.92	90	-935.65
91	-334.57	91	-912.43
92	-327.96	92	-893.87
93	-324.23	93	-884.37

94	-324.39	94	-888.26
95	-328.35	95	-898.71
96	-335.52	96	-918.30
97	-340.91	97	-935.01
98	-348.41	98	-952.95
99	-356.08	99	-970.79
100	-362.55	100	-985.99
101	-366.32	101	-1002.22
102	-369.91	102	-1010.33
103	-373.15	103	-1012.37
104	-372.13	104	-1012.14
105	-369.60	105	-1005.64
106	-368.22	106	-996.74
107	-365.61	107	-989.86
108	-359.32	108	-976.23
109	-354.56	109	-955.74
110	-345.54	110	-933.28
111	-334.10	111	-902.98
112	-321.36	112	-872.96
113	-312.94	113	-854.46
114	-312.21	114	-847.91
115	-316.95	115	-857.33
116	-324.79	116	-880.48
117	-336.32	117	-911.35
118	-347.81	118	-942.43
119	-358.21	119	-969.72
120	-367.68	120	-994.59
121	-373.39	121	-1009.56

122	-376.18	122	-1018.84
123	-375.40	123	-1017.15
124	-372.26	124	-1011.82
125	-368.97	125	-1004.86
126	-365.27	126	-995.02
127	-363.20	127	-981.80
128	-358.40	128	-971.42
129	-351.86	129	-955.88
130	-345.75	130	-937.06
131	-338.99	131	-917.63
132	-333.71	132	-898.94
133	-325.75	133	-883.74
134	-323.85	134	-882.04
135	-325.49	135	-890.07
136	-332.03	136	-905.58
137	-340.21	137	-929.39
138	-348.13	138	-948.02
139	-355.29	139	-968.95
140	-360.91	140	-984.87
141	-363.69	141	-993.94
142	-363.57	142	-998.43
143	-363.83	143	-990.22
144	-359.38	144	-976.19
145	-354.89	145	-961.23
146	-350.03	146	-946.62
147	-346.36	147	-932.38
148	-341.87	148	-921.12
149	-336.60	149	-906.32

150	-331.57	150	-892.16
151	-326.11	151	-873.35
152	-317.89	152	-859.36
153	-314.23	153	-848.43
154	-314.25	154	-842.28
155	-313.92	155	-846.64
156	-320.27	156	-862.08
157	-325.06	157	-879.95
158	-334.52	158	-901.99
159	-342.91	159	-924.78
160	-353.52	160	-947.56
161	-358.81	161	-968.63
162	-362.16	162	-979.41
163	-364.64	163	-985.73
164	-363.06	164	-982.74
165	-361.84	165	-979.02
166	-357.90	166	-974.05
167	-355.49	167	-961.96
168	-350.56	168	-952.43
169	-344.86	169	-939.16
170	-338.89	170	-920.04
171	-330.18	171	-897.59
172	-321.16	172	-873.14
173	-314.46	173	-852.66
174	-310.66	174	-841.64
175	-309.31	175	-841.98
176	-314.55	176	-856.75
177	-321.22	177	-876.81

178	-329.93	178	-902.18
179	-338.93	179	-928.31
180	-347.40	180	-949.12
181	-352.13	181	-967.78
182	-356.52	182	-973.25
183	-359.12	183	-974.68
184	-360.28	184	-975.53
185	-358.48	185	-974.47
186	-358.96	186	-972.14
187	-359.25	187	-969.70
188	-355.10	188	-964.19
189	-350.59	189	-951.20
190	-343.61	190	-936.24
191	-334.00	191	-911.04
192	-323.58	192	-884.04
193	-314.29	193	-861.83
194	-308.53	194	-845.88
195	-309.82	195	-837.79
196	-313.63	196	-851.18
197	-322.71	197	-880.82
198	-332.90	198	-908.49
199	-343.35	199	-933.84
200	-350.46	200	-955.76
201	-355.96	201	-966.50
202	-358.30	202	-973.76
203	-357.23	203	-973.42
204	-355.33	204	-967.20
205	-353.97	205	-957.45

206	-350.02	206	-949.55
207	-348.25	207	-939.18
208	-344.42	208	-928.09
209	-339.36	209	-915.67
210	-333.88	210	-899.03
211	-328.23	211	-881.98
212	-322.14	212	-866.31
213	-315.72	213	-853.89
214	-313.55	214	-848.56
215	-313.61	215	-854.70
216	-318.04	216	-867.50
217	-326.75	217	-889.35
218	-334.68	218	-914.60
219	-344.29	219	-937.99
220	-353.58	220	-956.77
221	-357.08	221	-972.17
222	-358.85	222	-979.36
223	-361.72	223	-979.57
224	-357.18	224	-969.91
225	-354.12	225	-957.34
226	-349.10	226	-946.31
227	-345.27	227	-935.46
228	-341.07	228	-926.21
229	-336.07	229	-912.20
230	-330.89	230	-897.39
231	-325.47	231	-876.44
232	-315.92	232	-859.79
233	-311.76	233	-845.14

234	-310.02	234	-835.29
235	-308.27	235	-834.56