



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA DE MECATRÓNICA

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE
VERTICAL PARA SU UTILIZACIÓN EN EQUIPOS DE BAJA POTENCIA HASTA 20W**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero en Mecatrónica

AUTORES: JORGE ESTEBAN MORALES CALVACHE

JHONNY BRYAN TOAPANTA LINCANGO

TUTOR: FABIO EDUARDO OBANDO HERRERA

Quito – Ecuador

2024

I. CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Jorge Esteban Morales Calvache con documento de identificación N° 1751325596 y Jhonny Bryan Toapanta Lincango con documento de identificación N° 1726676503; manifestamos que:

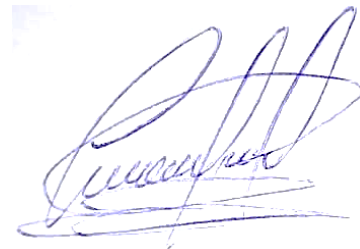
Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 5 de marzo del año 2024

Atentamente,



Jorge Esteban Morales Calvache
1751325596



Jhonny Bryan Toapanta Lincango
1726676503

II. CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Jorge Esteban Morales Calvache con documento de identificación N° 1751325596 y Jhonny Bryan Toapanta Lincango con documento de identificación N° 1726676503, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Dispositivo tecnológico: “Diseño y Construcción De Un Prototipo De Turbina Eólica De Eje Vertical Para Su Utilización En Equipos De Baja Potencia Hasta 20 W.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero en Mecatrónica, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriores.

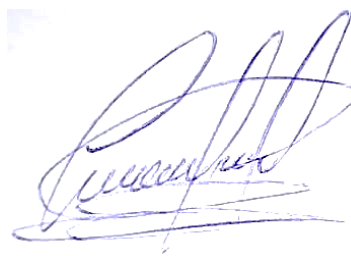
En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 5 de marzo del año 2024

Atentamente,



Jorge Esteban Morales Calvache
1751325596



Jhonny Bryan Toapanta Lincango
1726676503

III. CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, FABIO EDUARDO OBANDO HERRERA con documento de identificación N° 1707982169, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA SU UTILIZACIÓN EN EQUIPOS DE BAJA POTENCIA HASTA 20 W. Realizado por Jorge Esteban Morales Calvache con documento de identificación N° 1751325596 y Jhonny Bryan Toapanta Lincango con documento de identificación N° 1726676503, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Dispositivos tecnológicos que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 5 de marzo del año 2024

Atentamente,



Ing. Fabio Eduardo Obando Herrera, MSc
1707982169

IV. DEDICATORIA

A mi querida familia y a Isabela, mi compañera constante en este viaje, con todo mi amor y gratitud:

Este logro es tanto suyo como mío. A mi familia, por ser mi primer hogar, mi fuente inagotable de amor y apoyo. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia, y por estar a mi lado en cada paso de este camino.

A Isabela, por ser mi luz en los momentos de oscuridad, mi calma en la tempestad y mi alegría en los días de triunfo. Gracias por tu amor incondicional, tu paciencia y tu fe inquebrantable en mí, incluso cuando dudaba de mí mismo.

Este trabajo de titulación no es solo un reflejo de mi trabajo, sino también de los sacrificios, el amor y la motivación que cada uno de ustedes ha aportado en mi vida. Con todo mi amor y agradecimiento, dedico este logro a ustedes, mi familia y a ti, Isabela, por ser parte esencial de mi historia.

Jhonny Bryan Toapanta Lincango

V. DEDICATORIA

A mi querida madre Jaqueline y a mi amado padre Roberto, cuyo amor incondicional y apoyo constante han sido el motor que me ha impulsado a alcanzar mis sueños. Su ejemplo de perseverancia y dedicación son el espejo en el que me reflejo día a día. A ustedes, les debo no solo mi éxito académico, sino también mi fortaleza y valores. A mi hermano Roberto, quien ha sido más que un familiar, un amigo y un aliado inquebrantable en cada paso de mi camino. Tu entusiasmo y confianza en mis capacidades han sido una fuente de inspiración constante.

A mi mejor amiga Zulamita, gracias por tu amistad genuina, tu apoyo incondicional y los momentos de alegría compartidos. Eres un recordatorio vivo de que la verdadera amistad resiste las pruebas del tiempo y la distancia.

Este trabajo de titulación también es un tributo a los retos que he enfrentado y superado durante mi carrera en Ingeniería Mecatrónica. Recuerdo especialmente aquella ocasión, en vísperas de una presentación crítica, cuando nos enfrentamos a un desafío técnico que parecía insuperable. Trabajando toda la noche, logramos encontrar una solución, reafirmando mi pasión por la ingeniería y el valor de la perseverancia.

Con profundo amor y gratitud.

Jorge Esteban Morales Calvache

VI. AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a Dios, por darte una madre emprendedora que a pesar de los problemas siempre estuvo de pie demostrando a mis hermanos y a mí que a pesar de estar sola. Siempre hay una solución y por darme una madre guerrera. En segundo lugar, a mi madre que, a pesar de todo, siempre me apoyas en cada logro y cada caída que he tenido y enseñarme a seguir adelante y nunca dejarme solo. En tercer lugar, a una persona que siempre estuvo conmigo dándome ánimos y siempre me dijo que, si puedo, si lo voy a lograr esa meta que me propuse, estoy totalmente agradecido con Dios por darme esas personas que influyen en mi vida.

Jhonny Bryan Toapanta Lincango

VII. AGRADECIMIENTOS

Me gustaría expresar mi más profundo agradecimiento a los dos pilares de mi vida: mis padres y mi hermano. Su apoyo incondicional ha sido la fuerza impulsora detrás de cada logro en mi carrera académica y este trabajo de titulación no es una excepción. Mamá y papá, vuestro constante aliento y sacrificios son una inspiración para mí. Gracias por creer en mí cuando dudaba, gracias por ser una luz que me guía en la noche oscura, gracias por ser la razón por la que llegué hasta este punto. Tu dedicación y amor incondicional es lo que me impulsa en cada paso del camino. A mi querido hermano, su apoyo inquebrantable ha sido mi red de seguridad durante los momentos más difíciles. Tus palabras de aliento, paciencia y comprensión han hecho que este camino académico sea más llevadero y significativo. Gracias por ser mi inspiración y compartir este viaje conmigo.

Jorge Esteban Morales Calvache

VIII. Índice de contenido

II. CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.....	iii
III. CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iv
IV. DEDICATORIA.....	v
V. DEDICATORIA.....	vi
VI. AGRADECIMIENTOS.....	vii
VII. AGRADECIMIENTOS.....	viii
Índice de Figuras.....	xiii
RESUMEN.....	xviii
ABSTRACT.....	xix
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	x
Problema de estudio	x
JUSTIFICACIÓN	xii
OBJETIVOS	xiii
OBJETIVO GENERAL	xiii
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	xiii
CAPÍTULO I.....	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1. Energía Eólica.....	1
1.2. Origen y Perspectivas de la Energía Eólica	1
1.2.1. Desarrollo de la construcción de una turbina eólica.	2
1.2.2. Actualidad	2
1.2.3. Perspectivas	2
1.3. Variación del viento con la altura sobre el terreno de turbinas eólicas.	2
1.4. La Potencia del Viento	3

1.5. Medición de la velocidad del viento	4
1.6. Distribución de Weibull en turbinas eólicas	4
1.6.1. <i>La rosa de vientos</i>	5
1.7. Vientos en Ecuador (Quito)	5
1.8. Turbinas eólicas	5
1.8.1. <i>Generador</i>	6
1.9. Turbinas eólicas de eje vertical	7
1.9.1. <i>Rotor savonius</i>	8
1.9.2. <i>Rotor Darrieus</i>	8
1.10. Ecuación energía cinética del viento	9
1.11. Ecuación potencia disponible en el viento.	9
1.12. Ecuación flujo másico del aire.	9
1.13. Ecuación potencia disponible en el viento.	10
1.14. Ecuación área de barrido para turbinas eólicas de eje horizontal.	10
1.15. Ecuación área de barrido para turbinas eólicas de eje vertical.	10
1.16. Factores de diseño en turbinas eólicas de eje vertical	11
1.16.1. <i>Velocidad nominal de operación - V</i>	11
1.16.2. <i>Número de aspas, n</i>	12
1.16.3. <i>Diámetro del rotor, D</i>	12
1.16.4. <i>Longitud de las aspas, L</i>	13
1.16.5. <i>Perfil Aerodinámico o Perfil Alar</i>	13
1.17. Ecuación densidad del aire	14
1.18. Ecuación coeficiente de potencia.	15
1.19. Ecuación relación de velocidad tangencial (TSR).	15
1.20. Ecuación número de Reynolds	16
1.21. Ecuación 11. Coeficiente de empuje	17

1.22.	Ecuación solidez del rotor.....	17
1.23.	Mecánica de fluidos aplicada a los aerogeneradores.....	17
CAPÍTULO II		21
ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.....		21
2.3.	Construcción de una turbina eólica de eje vertical (Savonius)	22
CAPÍTULO III.....		28
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN		28
2.13.1.	<i>Diseño del perfil del aspa.....</i>	28
2.14.	Diseño de las aspas.....	28
2.15.	Diseño del rotor.....	30
2.16.	Simulación aerodinámica.....	32
2.17.	Estudio aerodinámico de 3 aspas a 5m/s	32
2.17.1.	<i>Momento para 3 aspas y un viento de 5m/s</i>	33
2.17.2.	<i>Fuerza en XY para 3 aspas y un viento de 5m/s.....</i>	34
2.18.	Estudio aerodinámico de 5 aspas a 10m/s	35
2.18.1.	<i>Velocidad angular para 5 aspas y un viento de 10m/s</i>	35
2.18.2.	<i>Momento para 5 aspas y un viento de 10m/s</i>	36
2.19.	Estudio aerodinámico de 5 aspas a 5 m/s	37
2.19.1.	<i>Velocidad angular para 5 aspas y un viento de 5m/s</i>	38
2.19.2.	<i>Momento para 5 aspas y un viento de 5m/s</i>	39
2.20.	Análisis de alternativas en base al número de aspas	39
3.1.	Análisis mecánico de la base del aerogenerador	41
3.2.	Análisis mecánico del rotor del aerogenerador	44
3.2.1.	<i>Diagrama de cuerpo libre y análisis de momento flector.....</i>	44
3.2.2.	<i>Análisis estático del rotor</i>	46
3.2.3.	<i>Comportamiento mecánico del rotor</i>	47

3.3. Diseño mecánico de la base del dinamo.....	48
3.3.1. <i>Diseño disco de acople entre aspas.</i>	49
3.4. Montaje del aerogenerador.	50
3.5. Diseño electrónico.....	52
3.5.1. <i>Dinamo FineWell LW3420D120.....</i>	54
3.5.5 <i>Pack de baterías.....</i>	57
3.5.6. <i>BMS HH-P3-10.8.....</i>	58
3.5.7. <i>Modulo TP4056</i>	59
CAPÍTULO IV	60
ANÁLISIS DE RESULTADOS	60
4.5. Carga y descarga del banco de baterías	60
4.6. Medición del viento con anemómetro.....	64
4.6.2. <i>Ubicación geográfica.....</i>	65
4.6.3. <i>Historial de la velocidad del viento</i>	65
4.6.4. <i>Mediciones de la velocidad del viento</i>	66
4.7. Voltaje generado vs RPM.....	67
4.8. Casos de estudio.....	68
4.8.2. <i>Carga auditiva YM-6503 de 10W</i>	69
4.8.3. <i>Carga de batería de 10W.....</i>	70
4.8.4. <i>Carga Arduino Nano.....</i>	71
4.9. Análisis económico	72
4.10. Análisis Costo Beneficio	74
Conclusiones	77
Recomendaciones	78
Referencias.....	79
ANEXOS.....	83

Índice de Figuras

Figura 1. primera turbina para producir electricidad en 1884 [1].....	1
Figura 2. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno [4].....	3
Figura 3. Anemómetro de visualización de flujo de aire o velocidad del aire AN100 [2].....	4
Figura 4. Componentes de un aerogenerador [2].....	6
Figura 5. Turbinas eólicas de eje vertical [8].....	7
Figura 6. Área de barrido turbina eólica de eje vertical [14].....	11
Figura 7. Ejemplo de perfil NACA [21].....	14
Figura 8. Ejemplo distribución de Weibull [20].....	15
Figura 9. C_p vs TSR para varios valores.	16
Figura 10. Tipos de flujo en Dinámica de Fluidos [18].....	18
Figura 11. Tipos de funcionamiento: (a) Por sustentación; (b) Por arrastre.....	19
Figura 12. Triángulo de velocidades y diagrama de esfuerzos de sustentación, arrastre, tangencial y normal [20].....	19
Figura 13. Triángulo de velocidad para un rotor H-Darrieus tripala.....	20
Figura 14. Variación del coeficiente de potencia del rotor [21].....	23
Figura 15. Perfil del aspa tipo NACA0012.....	28
Figura 16. Diseño de las aspas del aerogenerador.....	29
Figura 17. Ensamble del rotor del aerogenerador.....	30
Figura 18. Estudio aerodinámico de 3 aspas a vientos de 5m/s.....	32
Figura 19. Momento para 3 aspas y un viento de 5m/s.....	33
Figura 20. Fuerza en XY para 3 aspas y un viento de 5m/s.....	34
Figura 21. Estudio aerodinámico de 5 aspas a vientos de 10m/s.....	35
Figura 22. Velocidad angular para 5 aspas y 10m/s.....	36

Figura 23. Momento para 5 aspas a 10m/s.	37
Figura 24. Estudio aerodinámico de 5 aspas a vientos de 5m/s.....	37
Figura 25. Velocidad angular para 5 aspas y 10m/s.	38
Figura 26. Momento para 5 aspas a 5m/s.	39
Figura 27. Análisis de configuración con 3 y 5 aspas.	40
Figura 28. Diseño mecánico del aerogenerador.....	41
Figura 29. Base del aerogenerador.	42
Figura 30. Modelo eje estacionario vs eje rotativo.....	42
Figura 31. Distribución de Esfuerzos de Von Mises	43
Figura 32. Determinación del factor de seguridad para el sistema soporte-eje.	43
Figura 33. Distancia del rotor Savonius.....	44
Figura 34. Diagrama de fuerza del rotor.....	45
Figura 35. Diagrama de momentos y reacciones del rotor	46
Figura 36. Momento de inercia del conjunto motriz	48
Figura 37. Base del Dinamo LW3420D120	49
Figura 38. Disco de acople de las aspas.....	49
Figura 39. Impresión 3D de las aspas tipo NACA 0012.	50
Figura 40. Impresión de las 5 aspas del rotor.	51
Figura 41. Montaje de las aspas y el disco de giro.	51
Figura 42. Montaje final del aerogenerador.....	52
Figura 43. Diagrama electrónico del aerogenerador.....	53
Figura 44. Diagrama electrónico VMS.....	53
Figura 45. Dinamo FineWell LW3420D120	55
Figura 46. Pack de 3 Baterías Li-ion 18650.	57
Figura 47. BMS HH-P3-10.8.....	58
Figura 48. Modulo TP4056.....	59

Figura 49. Carga batería lipo 1.2 V	62
Figura 50. Descarga batería lipo 1.2V.	64
Figura 51. Estación meteorológica WindFinder	65
Figura 52. Velocidad del viento en 2023.....	66
Figura 53. Anemómetro GM816.	67
Figura 54. Mediciones de la velocidad del viento.	67
Figura 55. Relación RPM vs Voltaje	68
Figura 56. Medición del voltaje de generación.....	69
Figura 57. Carga auditiva de 10W.	69
Figura 58. Conexión de la carga auditiva de 10W.....	70
Figura 59. Carga de batería de 10W.	70
Figura 60. Conexión de la carga de batería de 10W.....	71
Figura 61. Conexión de un Arduino nano.....	71
Figura 62. Planos del disco de giro.....	83
Figura 63. Planos del eje del aerogenerador.	84
Figura 64. Diseño de las aspas.....	85
Figura 65. Rodamiento	86
Figura 66. Dinamo	87

Índice de Tablas

Tabla 1: Ponderación de la eficiencia de cada diseño.	22
Tabla 2: Propiedades físicas del aspa.	30
Tabla 3: Características físicas del rotor.	31
Tabla 4: Carga vs Tiempo.	61
Tabla 5: Descarga vs Tiempo	63
Tabla 6. Presupuesto de inversión de los materiales.	72
Tabla 7: Presupuesto de inversión de los servicios.	73
Tabla 8: Presupuesto de inversión de la oficina.	73
Tabla 9: Presupuesto de inversión del capital de trabajo.	74
Tabla 10: Presupuesto de inversión del trabajo de titulación	74
Tabla 11. Consumo energético de la carga de 20W.	75
Tabla 12. Consumo energético por horas del sistema.	75
Tabla 13. Cargos tarifarios únicos Ecuador.	76
Tabla 14. Cargos tarifarios únicos Ecuador.	76
Tabla 15. Planilla de luz del sistema.	76

GLOSARIO

NOTACIÓN

TSR	Relación de velocidad periférica.
VAWT	Turbina eólica de eje vertical.
Weibull	Frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad.
CFD	Dinámica de fluidos computacionales.
PMG	Generadores de imán permanente.
Savonius	Rotores de eje vertical con un diseño sencillo.
Darrieus	Aerogenerador de eje vertical.
NACA 0012	Conjunto de 2 superficies sustentadoras

RESUMEN

Este proyecto consistió en el diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical, con el fin específico de alimentar dispositivos de baja potencia hasta 20W. A través de una dedicada investigación del estado del arte en turbinas de eje vertical y el empleo de avanzado software de diseño, se logró desarrollar un prototipo que no solo cumple con los criterios técnicos definidos, sino que también responde eficientemente a las necesidades energéticas de dispositivos de baja potencia. Este conocimiento facilitó la determinación de las dimensiones óptimas para las aspas del aerogenerador: 69 mm de largo, 20.3 mm de ancho y 210 mm de altura, configuradas en un rotor de 5 aspas y conectadas a un dinamo LW3420D120 que puede generar un voltaje máximo de salida de 120Vdc. Las mediciones de viento realizadas con un anemómetro confirmaron que la ubicación geográfica seleccionada cerca de Quito, Ecuador, es adecuada para la operación del aerogenerador, con velocidades de viento que oscilan entre 5 km/h y 10 km/h. Los casos de estudio, que incluyeron pruebas con una carga auditiva de 10W, la carga de una batería de 10W y la conexión de un Arduino Nano, probaron la capacidad del aerogenerador para sostener de forma fiable dispositivos de baja potencia. En respuesta a estos hallazgos, se recomienda mantener una vigilancia continua sobre los avances tecnológicos en turbinas eólicas y buscar colaboraciones con instituciones académicas para validar y mejorar el diseño del prototipo. Además, la aplicación de simulaciones de dinámica de fluidos computacionales (CFD) se sugiere para un análisis más detallado del flujo de aire alrededor de las aspas y el rotor, y se alienta la investigación de soluciones avanzadas para el almacenamiento de energía que puedan mejorar la fiabilidad y eficiencia del suministro de energía.

Palabras Claves: turbina eólica, estator, rotor, electricidad, combustible, energía renovable.

ABSTRACT

This project consisted of the design and construction of a prototype of a vertical axis wind turbine, with the specific purpose of powering low power devices up to 20W. Through dedicated research into the state of the art in vertical axis turbines and the use of advanced design software, it was possible to develop a prototype that not only meets the defined technical criteria, but also responds efficiently to the energy needs of devices. low power. This knowledge made it easy to determine the optimal dimensions for the wind turbine blades: 69 mm long, 20.3 mm wide and 210 mm high, configured on a 5-blade rotor and connected to a LW3420D120 dynamo that can generate a maximum voltage of 120Vdc output. Wind measurements carried out with an anemometer confirmed that the selected geographical location near Quito, Ecuador, is suitable for the operation of the wind turbine, with wind speeds ranging between 5 km/h and 10 km/h. The case studies, which included testing with a 10W hearing load, charging a 10W battery, and connecting an Arduino Nano, tested the wind turbine's ability to reliably sustain low-power devices. In response to these findings, it is recommended to maintain continuous surveillance on technological advances in wind turbines and seek collaborations with academic institutions to validate and improve the prototype design. Furthermore, the application of computational fluid dynamics (CFD) simulations is suggested for more detailed analysis of the airflow around the blades and rotor, and research into advanced solutions for energy storage that can improve the reliability and efficiency of power supply.

Keywords: wind turbine, stator, rotor, electricity, fuel, renewable energy.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Problema de estudio

Hoy en día existe varias formas de obtener energía, entre estas esta la energía limpia y la dependiente a los combustibles fósiles. En el Ecuador la electricidad limpia más utilizada es la energía hidroeléctrica que produce “25,07 (mm/kWh) que representa un 77,2 % de la producción anual” [1], pero este método cuenta con claras desventajas como:

- Impacto medioambiental: La construcción de centrales hidroeléctricas puede tener un impacto negativo en el medio ambiente, como la alteración del ecosistema y la pérdida de hábitats naturales [2].
- Dependencia de las condiciones ambientales: La generación hidroeléctrica depende de las condiciones ambientales, como la cantidad de lluvia y la sequía, lo que puede afectar la producción de energía [2].
- Impacto en la fauna y la flora: La construcción de represas puede afectar a la fauna y la flora de la zona, ya que puede alterar el flujo natural del agua y el ecosistema [2].
- Alto costo de construcción: De una central hidroeléctrica es costosa, lo que puede ser un obstáculo para su implementación [3].
- Lugares limitados para su instalación: No todos los lugares son adecuados para la construcción de centrales hidroeléctricas, lo que limita su capacidad de producción de energía [4].

En el caso del uso de energía limpia a través de generación eólica se podrá encontrar el inconveniente del sonido aerodinámico. El ruido se origina principalmente por el flujo de aire alrededor de la parte exterior de las aspas [5], existe una fuerte relación entre la velocidad del viento y el ruido que producen las aspas, a medida que aumenta la velocidad incrementa el ruido. A su vez, está directamente vinculado a la producción de energía, por lo tanto, es inevitable su existencia [6].

Además, uno de los dispositivos más utilizados es el generador eólico horizontal que presentan grandes desventajas en su implementación tales como:

- Requieren una gran cantidad de espacio: Los generadores eólicos horizontales necesitan una gran cantidad de espacio para su instalación, lo que puede ser un problema en áreas urbanas o con terrenos limitados [7].
- Pueden ser un peligro para la fauna: Las aspas de los generadores eólicos horizontales pueden ser un peligro para la fauna, como las aves, que pueden chocar con ellas [8].

- Menor eficiencia en vientos bajos: Los generadores eólicos horizontales tienen una menor eficiencia en vientos bajos, lo que puede limitar su capacidad de producción de energía [9].

JUSTIFICACIÓN

Las turbinas eólicas, como dispositivos que convierten la energía cinética del viento en electricidad, tienen necesidades e intereses cruciales para funcionar eficientemente y contribuir a la generación de energía sostenible. Su principal necesidad es el viento, ya que dependen de un flujo constante y adecuado para que su funcionamiento sea rápido y eficaz. Actualmente, existen diferentes tipos de turbinas eólicas; entre estas, la más común es la turbina eólica de eje horizontal, la cual presenta problemas como dimensiones grandes, la necesidad de un espacio considerable para funcionar, costos de mantenimiento elevados, un impacto ambiental considerable y la necesidad de fuentes de viento consistentes y de velocidad adecuada.

Debido a esto, se han desarrollado variantes de las turbinas eólicas que permiten trabajar en espacios reducidos, no interfieren con el medio ambiente, generan poca contaminación auditiva y pueden funcionar con velocidades de viento variables. Por esta razón, en este trabajo de titulación se propone el estudio y la creación de una turbina de eje vertical pequeña que permita alimentar cargas de baja potencia.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar y construir un prototipo de turbina eólica de eje vertical para su utilización en equipos de baja potencia hasta 20 W

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar sobre el estado de arte referente a turbinas de eje vertical, mediante revisión bibliográfica para la obtención de parámetros que permitan el diseño del prototipo.
- Diseñar la turbina eólica utilizando software apropiado para su implementación en la alimentación de equipos de baja potencia.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

En el capítulo 1 se caracteriza la justificación teórica, que permita conocer las definiciones básicas del tema realizado para el desarrollo del trabajo de titulación.

1.1. Energía Eólica

La energía eólica utiliza la potencia del viento con un molino que convierte la energía cinética en electricidad de manera limpia y sostenible, sin emisiones de gases ni contaminación [1].

Aunque la energía eólica presenta beneficios, su producción es variable y vinculada a la velocidad del viento. La localización de parques eólicos influye en la eficiencia y puede impactar el entorno. A pesar de ello, los avances tecnológicos han mejorado la eficiencia y reducido los costos [1].

La energía eólica es vital en la transición hacia una energía más sostenible, al reducir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de carbono [1].

1.2. Origen y Perspectivas de la Energía Eólica

El ser humano ha empleado la energía eólica durante miles de años, siendo registrados los primeros usos en Mesopotamia, China e India. Los molinos de viento eran utilizados para moler cereales, bombear agua y generar electricidad [2].

En la Edad Media, la energía eólica era habitual en Europa con molinos de viento empleados para diversas tareas en el año 1884 como se observa en la Figura 1 [2].

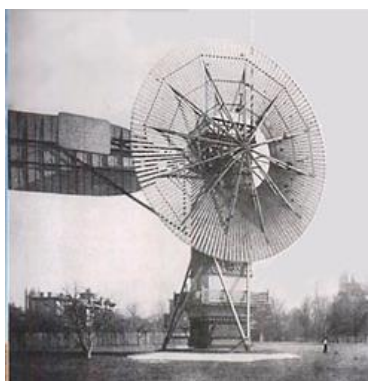


Figura 1. primera turbina para producir electricidad en 1884 [1].

1.2.1. Desarrollo de la construcción de una turbina eólica.

En el siglo XX inició el desarrollo de la energía eólica moderna. En 1941, Palmer Putnam construyó la mayor turbina eólica del mundo, marcando el comienzo. En las décadas de 1970 y 1980, avances tecnológicos la hicieron más rentable y eficiente [2].

1.2.2. Actualidad

La energía eólica, vital en la transición energética, alcanzará 832 GW en 2022, un 18% más que en 2021. Es limpia, sostenible y no emite gases de efecto invernadero, siendo crucial en la lucha contra el cambio climático [2].

1.2.3. Perspectivas

Se espera que la energía eólica siga creciendo. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), la capacidad instalada de energía eólica podría alcanzar los 2.000 gigavatios en 2030. Hay muchos factores que contribuyen al crecimiento de la energía eólica.

- a) La creciente preocupación por el cambio climático.
- b) La necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
- c) Los avances tecnológicos que han hecho que la energía eólica sea más eficiente y menos costosa.
- d) Las políticas gubernamentales que apoyan el desarrollo de las energías renovables.

1.3. Variación del viento con la altura sobre el terreno de turbinas eólicas.

La variación de la velocidad del viento con la altura es clave en la instalación de aerogeneradores. La fricción con la superficie terrestre afecta la velocidad, conocida como gradiente de velocidad del viento, impactando la producción de energía eólica [3].

La altitud del viento es un recurso valioso para la generación de energía eólica porque el viento tiende a ser más estable y uniforme a mayores altitudes. Esto es beneficioso porque las turbulencias y las ráfagas de viento son menos pronunciadas a gran altura. Además, los vientos son más predecibles a mayor altitud, lo que hace que la producción de energía sea más fácil de gestionar [3].

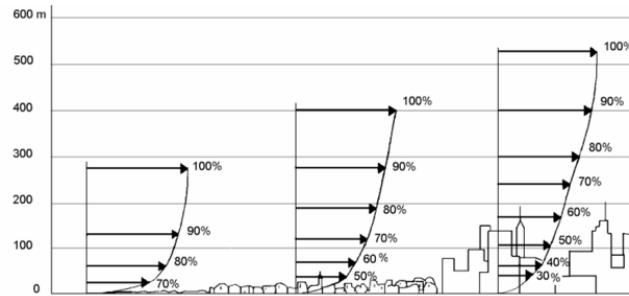


Figura 2. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno [4].

Es considerar esencial la posición de la turbina eólica respecto a la capa límite atmosférica, donde hay mayor mezcla de viento. Por lo general, se ubican sobre esta capa para aprovechar vientos estables y menos turbulentos. Además, se aplica la característica de velocidad del viento en el diseño para adaptarse a los cambios de velocidad con la altura [3].

Cuanto mayor es la rugosidad, mayor es la disminución de la velocidad del viento cerca de la superficie. La rugosidad, cuando se cuantifica en un lugar particular, puede variar en consecuencia dirección; y por lo tanto las características de la velocidad del viento dependerán dirección del viento [3].

1.4. La Potencia del Viento

La velocidad del viento es un factor muy importante a la hora de determinar la cantidad de energía que un dispositivo puede convertir en electricidad: la cantidad de energía eólica varía a la tercera potencia de la velocidad media del viento [5].

La energía eólica disponible es proporcional al cubo de la velocidad del viento, por lo que un aumento de la velocidad en una unidad, decimos de 5 a 6 m/s, representa un aumento significativo de la potencia 125 en comparación con 216 (aumentado en un 73%) [5].

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

Donde:

P : potencia de viento (W).

ρ : densidad del aire ($1,225 \frac{kg}{m^3}$).

A : área enfrentada o de barrido (m^2).

U_{∞} : velocidad de viento ($\frac{m}{s}$).

1.5. Medición de la velocidad del viento

La velocidad del viento se mide con un instrumento llamado anemómetro. El anemómetro es un dispositivo que mide la velocidad del viento mediante un disco giratorio Figura 3. El disco gira a una velocidad proporcional a la velocidad del viento [2].

La medición futura de la velocidad del viento desde una turbina implica colocar un anemómetro en la parte superior del poste, a la altura de la producción de la turbina, reduciendo la incertidumbre relacionada con el recálculo a altitudes elevadas. Posicionarlo en la parte superior minimiza la turbulencia creada por la columna. En caso de colocarlo en el lateral, es crucial considerar la dirección del viento predominante para reducir la sombra del viento en la torre [2].



Figura 3. Anemómetro de visualización de flujo de aire o velocidad del aire AN100 [2].

1.6. Distribución de Weibull en turbinas eólicas

La industria eólica emplea la distribución de Weibull como herramienta estadística para modelar y prever la velocidad del viento, crucial para estimar la producción de energía eólica. Esta distribución evalúa la probabilidad de que el viento alcance cierta velocidad en un lugar y tiempo específicos [5].

La distribución de Weibull refleja las fluctuaciones naturales en la velocidad del viento, utilizando una función de densidad de probabilidad para modelarla en un lugar específico. Facilitar a los promotores y operadores de parques eólicos estimar la producción energética en un sitio y periodo dados [5].

El parámetro de forma (k) en Weibull describe la curva de velocidad del viento. Mayores valores de k indican más variabilidad y colas largas, señalando mayor probabilidad de vientos fuertes. La aplicación en energía eólica es crucial para optimizar el diseño, planificación y estimación, permitiendo decisiones informadas para maximizar la eficiencia y producción [5].

1.6.1. La rosa de vientos

Esto permite demostrar la información sobre la distribución de las velocidades del viento y la frecuencia de los cambios en la dirección del aire, Como proporciona información sobre la velocidad relativa del viento en diferentes direcciones [6].

1.7. Vientos en Ecuador (Quito)

El clima y los vientos en Quito, Ecuador, son influenciados por su ubicación ecuatorial y terreno montañoso, con un clima alpino subtropical. Quito, cerca del Ecuador, experimenta estabilidad climática anual. Dos sistemas eólicos, los alisios del noreste y los vientos del sur, afectan las regiones costeras y andina [6].

Los vientos alisios del noreste, procedentes del Atlántico, aportan humedad a las áreas costeras, generando lluvias de octubre a mayo. Aunque no llegan a las altas montañas de Quito, la ciudad experimenta lluvias moderadas en comparación con otras zonas costeras ecuatorianas. La temporada seca, con menos viento y precipitación, ocurre semanalmente de junio a septiembre [6].

El relieve montañoso de Quito impacta la dirección y velocidad del viento, generando variaciones en los patrones climáticos locales. La altitud, alrededor de 2.850 metros, también influye en el clima. Quito, con un clima alpino subtropical, experimenta estaciones lluviosas y secas, y mantiene temperaturas moderadas a lo largo del año. Su clima agradable y diverso la convierte en un atractivo destino turístico durante todo el año [6].

1.8. Turbinas eólicas

Una turbina eólica es un mecanismo que transforma la energía del viento en electricidad. Su diseño busca convertir la energía cinética del viento en movimiento mecánico u ondulatorio, que luego se convierte en electricidad mediante un generador como se observa en la Figura 4. La electricidad generada puede almacenarse o usarse directamente. Tres leyes físicas rigen la energía eólica. La primera establece que la energía es proporcional al cuadrado de la velocidad del viento. La segunda indica que la energía es proporcional al área barrida por la pala, siendo

proporcional al cuadrado de la longitud de la pala. La tercera establece que la eficiencia teórica máxima es del 59%, aunque en la práctica, la mayoría de las turbinas tienen eficiencias entre el 35% y el 40%. Para maximizar la eficiencia, se diseñan diversos tipos de turbinas adaptadas a diferentes velocidades del viento [7].

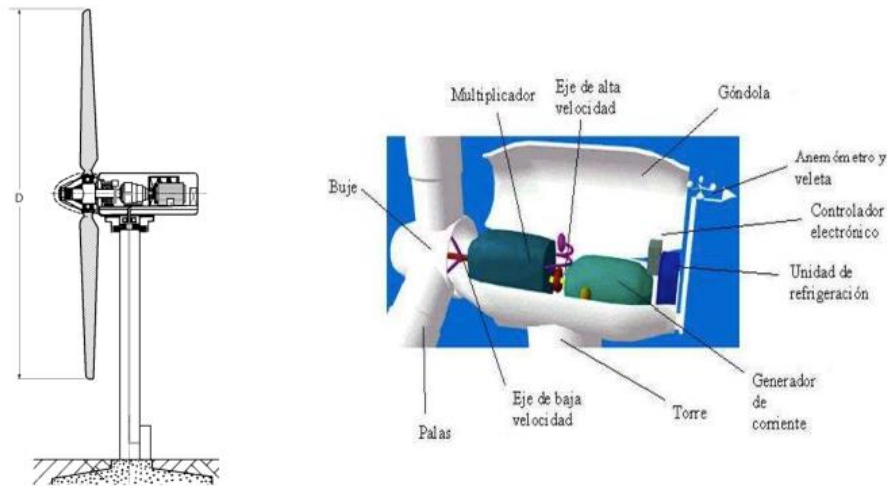


Figura 4. Componentes de un aerogenerador [2].

1.8.1. *Generador*

Esto es lo que genera electricidad cuando hay suficiente viento para hacer girar las aspas. La electricidad se transfiere a la siguiente etapa mediante cableado (para almacenamiento, entrada a la red o uso directo). Las turbinas de gran escala suelen contener generadores que van desde 600 kilovatios hasta 2 MW [7].

1.8.2. *Tipos de generadores*

- *Generadores de imán permanente:* Utilizan imanes permanentes para generar un campo magnético constante.
- *Generadores de inducción de jaula de ardilla:* Son robustos y simples. Funcionan mediante la inducción electromagnética en una jaula de ardilla.
- *Generadores síncronos de imán permanente:* Similar a los PMG (Generadores de imán permanente), pero con una diferencia clave: en lugar de ser asíncronos, estos generadores operan de manera síncrona con la frecuencia del viento.
- *Generadores de flujo axial:* Diseñados específicamente para turbinas eólicas de eje vertical, estos generadores están optimizados para el flujo de aire proveniente de cualquier dirección.

- *Generadores de corriente alterna (AC) o corriente continua (DC)*: Dependiendo de tus necesidades y del sistema de almacenamiento de energía que estés considerando, puedes optar por un generador de corriente alterna (AC) o corriente continua (DC).

1.9. Turbinas eólicas de eje vertical

Una turbina eólica de eje vertical difiere en el diseño de la más común de eje horizontal. Sus aspas se sitúan verticalmente y giran alrededor de un eje vertical como se observa en la Figura 5, ofreciendo ventajas como la capacidad omnidireccional para recoger vientos variables sin necesidad de ajuste. Esto las hace ideales en áreas con vientos turbulentos, donde las turbinas de eje horizontal a menudo requieren sistemas de monitoreo o regulación [8].

Las turbinas de eje vertical, más compactas y que ocupan menos espacio, son apropiadas para áreas urbanas o con limitaciones de espacio. Además, su mantenimiento es más sencillo al tener la mayoría de los componentes principales en la parte inferior [8].

No obstante, las turbinas eólicas de eje vertical enfrentan desafíos. A menudo, son menos eficientes en la conversión de la energía eólica, requiriendo más unidades para igualar la producción. Además, suelen generar más ruido debido a la interacción del viento con el diseño. A pesar de ser menos eficientes, son una opción atractiva en áreas con vientos variables y espacio limitado, gracias a su capacidad de captar vientos desde todas las direcciones y su facilidad de mantenimiento [8].

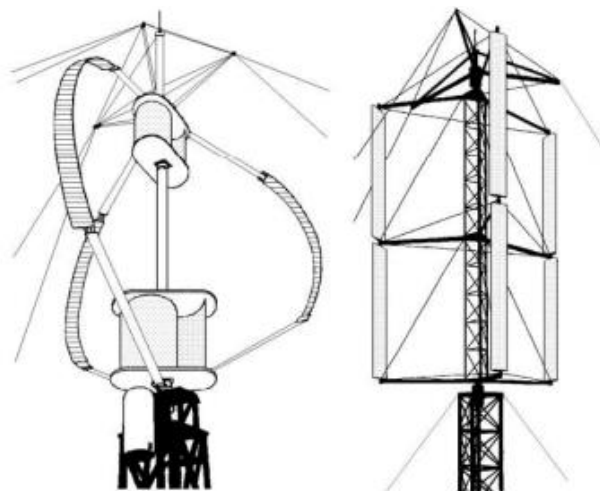


Figura 5. Turbinas eólicas de eje vertical [8].

1.9.1. Rotor savonius

El rotor Savonius, distinguido por su diseño peculiar y versatilidad para capturar energía eólica en diversas condiciones, se diferencia de los rotores horizontales convencionales. Contrariamente a estos, el rotor Savonius presenta un eje vertical y aspas en forma de "S" o "cuchara" [9].

Este diseño especial permite que el rotor Savonius capture eficazmente el viento desde todas las direcciones, lo que lo hace particularmente útil en áreas con vientos variables o turbulentos. Aunque no es tan eficiente como otros modelos para convertir la energía eólica en electricidad, su simplicidad y capacidad para operar en una variedad de condiciones lo hacen atractivo para aplicaciones especiales como la generación de energía o el bombeo de agua en áreas remotas [9].

Los rotores Savonius son reconocidos por resistir condiciones climáticas adversas y operar con poco viento. No necesita un sistema de dirección, captando viento en todas direcciones. Aunque menos eficientes, su singularidad los hace valiosos en la industria eólica para condiciones variables y climas adversos [9].

1.9.2. Rotor Darrieus

Un rotor Darrieus, también conocido como rotor de eje vertical o rotor de huevos, es un diseño de turbina eólica caracterizado por una forma cilíndrica vertical y aspas curvas que se asemejan a la forma de un huevo. El diseño, desarrollado en la década de 1930 por el ingeniero francés Georges Darrier, es fundamentalmente diferente de las tradicionales turbinas eólicas horizontales [9].

La disposición de las aspas del rotor Darrieus permite capturar la energía del viento mientras siguen una trayectoria circular. Cuando el viento golpea las aspas curvas, crea una diferencia de presión que hace que el rotor gire. La energía cinética resultante se transfiere a un generador para producir electricidad [9].

Una de las principales ventajas del rotor Darrieus es su capacidad para capturar el viento desde cualquier dirección sin necesidad de orientación, a diferencia de las turbinas de eje horizontal que deben seguir la dirección del viento. Esto hace que el diseño sea especialmente adecuado para entornos urbanos o lugares donde la dirección del viento cambia con frecuencia [9].

1.10. Ecuación energía cinética del viento

Su cálculo dependerá de la masa y de la velocidad que alcance el cuerpo que se mueve. La unidad de medida son los Julios (J), mientras que la masa se mide en kilogramos y la velocidad, en metros por segundo. La energía cinética y su fórmula, se obtendrá que es:

$$E_c = \frac{1}{2}mV_0^2 \quad (2)$$

Donde [10]:

E_c : Energía cinética del viento.

m : Masa del aire.

V_0 : Velocidad del aire. Al derivar energía cinética respecto al tiempo se obtiene la expresión de la potencia disponible en el viento.

1.11. Ecuación potencia disponible en el viento.

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

La potencia es igual a la energía dividida por el tiempo. Teniendo como resultado potencia (P).

$$P_w = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2}mV_0^2 \quad (3)$$

Donde:

P_w : Potencia disponible en el viento.

E_c : Energía cinética del viento.

\dot{m} : Flujo másico del aire.

V_0 : Velocidad del aire.

1.12. Ecuación flujo másico del aire.

El flujo másico de aire del cual se puede obtener la energía eléctrica se expresa así [10]:

$$m = \rho A_v V_0 \quad (4)$$

Donde:

\dot{m} : Flujo másico del aire.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

1.13. Ecuación potencia disponible en el viento.

Al reemplazar la ecuación 3 en la ecuación 2 se obtiene la expresión definitiva de la potencia disponible en el viento [12]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A_b V_0^3 \quad (5)$$

Donde:

P_w : Potencia disponible en el viento.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

1.14. Ecuación área de barrido para turbinas eólicas de eje horizontal.

Área de barrido de la pala: Es el área total que cubren las aspas de la turbina eólica. Este valor es importante ya que determina el tamaño, potencia y eficiencia del aspa [13]:

$$A_b = \pi(l + 2r) \quad (6)$$

Donde:

A_b : Área de barrido.

l : Longitud de las aspas.

r : Radio.

1.15. Ecuación área de barrido para turbinas eólicas de eje vertical.

Para el aerogenerador de eje vertical (VAWT) la expresión es la siguiente [14]:

$$A_b = DH \quad (7)$$

Donde:

A_b : Área de barrido.

D: Diámetro del rotor.

H: Altura del rotor.

En la siguiente figura se encuentra una representación gráfica de la ecuación de área de barrido para una turbina de eje vertical.

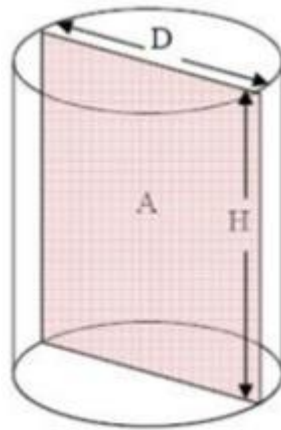


Figura 6. Área de barrido turbina eólica de eje vertical [14].

1.16. Factores de diseño en turbinas eólicas de eje vertical

Los factores de diseño comprenden una serie de magnitudes, dimensiones características, componentes o valores adimensionales que determinan tanto la configuración física de la turbina eólica como su rendimiento operativo. A continuación, se detallan los más relevantes y críticos [15].

1.16.1. Velocidad nominal de operación - V

La velocidad nominal de operación representa el promedio de todas las velocidades eólicas dentro del rango operacional del aerogenerador de eje vertical. Principalmente, esta velocidad es influenciada por la ubicación geográfica seleccionada y la altitud a la que se situará la turbina de eje vertical (VAWT por sus siglas en inglés). Para determinar esta velocidad promedio, es común emplear funciones de densidad de probabilidad que se adecúen a los datos registrados en estaciones meteorológicas [16] [4]. De tal modo, aunque la velocidad del viento varía de

manera aleatoria a lo largo del tiempo, su valor medio puede calcularse y expresarse de la siguiente manera [12]:

$$U = \int u(t) * f(u) * du \quad (8)$$

Donde:

$u(t)$: representa la velocidad del viento.

$f(u)$ denota una función de densidad de probabilidad.

La evidencia recabada de múltiples investigaciones indica que las distribuciones del viento se ajustan adecuadamente a la distribución de Weibull. En cuanto a la variación de la velocidad del viento con la altura, se ha verificado que la velocidad media del viento muestra un gradiente en función de la altura a causa de la formación de una capa límite atmosférica sobre la superficie terrestre. Una aproximación útil, denominada la Ley exponencial de Hellmann, la cual está incorporada en la norma internacional IEC 61400-1 para el diseño de aerogeneradores (2015), facilita la estimación del perfil de velocidad del viento [17]:

$$U(z) = U_o * \left(\frac{z}{z_o}\right)^\beta \quad (9)$$

Donde:

U_o : es la velocidad del viento a la altura de medición Z_o .

Z_o : Altura de medición.

β : Coeficiente para diferentes superficies como (ciudades, campo, tierra, arena, etc).

1.16.2. Número de aspas, n

Las vibraciones originadas por el torque durante la rotación del aerogenerador pueden mitigarse incrementando el número de aspas a tres o más, particularmente en los modelos de turbinas eólicas de eje vertical como las de tipo Darrieus o Rotor H. Este incremento en el número de aspas no solo estabiliza la operación mecánica de la turbina, sino que también puede contribuir a una distribución más uniforme del estrés mecánico y a una mejora en la captación de viento, lo que se traduce en una generación de energía más eficiente y confiable [18].

1.16.3. Diámetro del rotor, D

El diámetro del rotor es un parámetro crítico en el diseño de un aerogenerador de eje vertical, ya que influye significativamente en la capacidad de captura de energía eólica del sistema. Un

diámetro mayor permite barrer una mayor área y, por lo tanto, capturar más energía del viento. La elección del tamaño del rotor debe equilibrar las consideraciones de rendimiento aerodinámico con las limitaciones físicas y estructurales, así como con los costos asociados. Este parámetro es esencial para determinar la potencia máxima teórica que la turbina puede generar y es directamente proporcional a la cantidad de energía que se puede extraer del flujo de viento [19].

1.16.4. Longitud de las aspas, L

La longitud de las aspas es un elemento determinante en la configuración de un aerogenerador de eje vertical, afectando directamente al área de barrido y, por ende, a la cantidad de energía eólica que puede ser transformada en energía mecánica. Unas aspas más largas capturarán más viento, lo que potencialmente aumenta la producción energética del aerogenerador. Sin embargo, una mayor longitud también conlleva un aumento en las fuerzas de flexión y en los momentos de torsión que actúan sobre el eje y la estructura, lo que requiere un diseño cuidadoso para asegurar la integridad estructural y la longevidad de la turbina. La selección adecuada de la longitud de las aspas es, por tanto, un equilibrio entre el rendimiento energético y la resistencia mecánica [19].

1.16.5. Perfil Aerodinámico o Perfil Alar

El término "perfil aerodinámico" o "perfil alar" se refiere a la forma de la sección transversal de un componente que, al moverse a través del aire, es capaz de crear un patrón de distribución de presiones que resulta en sustentación. Dependiendo de los objetivos específicos del diseño, estos perfiles pueden variar en grosor, desde delgados a gruesos, y en forma, desde curvos a poligonales, y pueden ser simétricos o asimétricos. Además, es posible que el perfil cambie a lo largo de la longitud del elemento. Para este proyecto en particular, se seleccionaron los perfiles NACA de cuatro dígitos, que son comúnmente utilizados debido a su eficiencia probada y versatilidad en diversas aplicaciones aerodinámicas. En la Figura 7 se puede observar un ejemplo de este tipo de aspa [20].

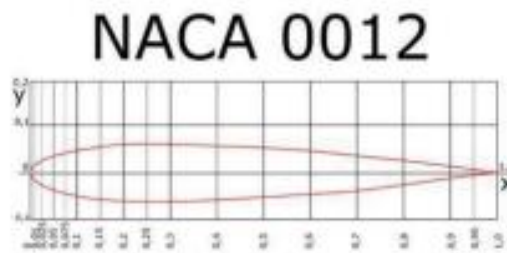


Figura 7. Ejemplo de perfil NACA [21].

1.17. Ecuación densidad del aire

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

$$\rho = \frac{p}{RcT} \quad (10)$$

Donde:

ρ : Densidad.

p: Presión del aire.

Rc: Constante de los gases.

T: Temperatura del aire.

- **Densidad del potencial eólico:** Consiste en la cantidad de vatios por metro cuadrado que se pueden obtener del viento en un sitio específico.
- **Velocidad del viento:** Es la velocidad con la que el aire de la atmosfera se mueve sobre una superficie.
- **Distribución Weibull:** Como se observa en la Figura 8, la distribución de Weibull permite la descripción de la variación de la velocidad del viento en un sitio específico, está basado en la medición del viento en el sitio de generación.

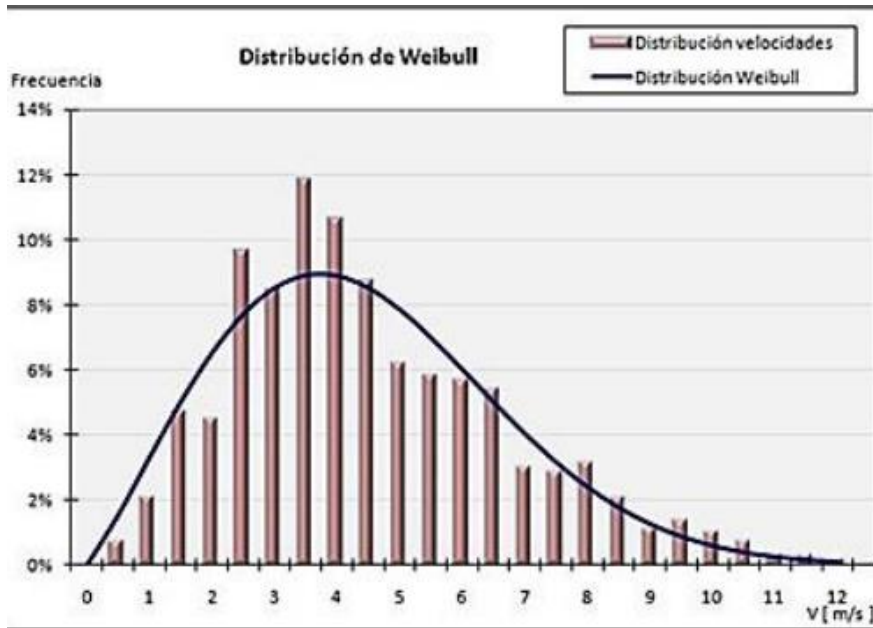


Figura 8. Ejemplo distribución de Weibull [20].

1.18. Ecuación coeficiente de potencia.

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

$$C_p = \frac{P_m}{P_w} = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho A_b V_0^3} \quad (11)$$

Donde:

P_m : Potencia mecánica producida por la turbina eólica.

P_w : Potencia del viento.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

1.19. Ecuación relación de velocidad tangencial (TSR).

Es la relación que existe entre la velocidad tangencial en la punta de las aspas como se observa en la Figura 9. con respecto a la velocidad del viento.

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0} \quad (12)$$

Donde:

λ : Relación de velocidad tangencial.

ω : Velocidad angular.

R: Radio del rotor.

V_0 : Velocidad del viento.

En este caso lo que en este trabajo se ha identificado como TSR en ese artículo lo califican con el símbolo “ λ ”. Se puede apreciar como el coeficiente de potencia aumenta de forma brusca en relación con el TSR.

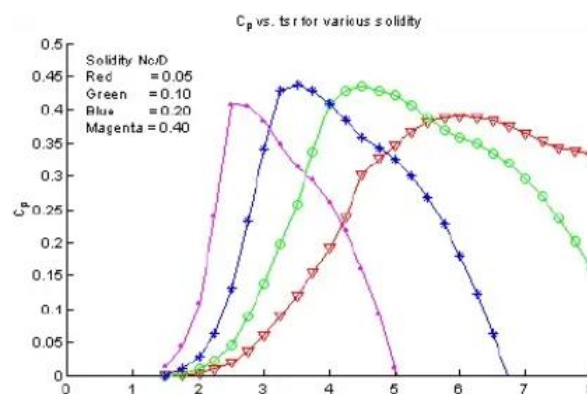


Figura 9. Cp vs TSR para varios valores.

1.20. Ecuación número de Reynolds

El número de Reynolds es un número adimensional establecido para analizar el tipo de flujo de un fluido.

$$Re = \frac{V_R C}{\nu} \quad (13)$$

Donde:

Re: Número de Reynolds.

V_R : Velocidad relativa al perfil aerodinámico.

ν : Viscosidad cinemática del aire.

c : Longitud de cuerda.

1.21. Ecuación 11. Coeficiente de empuje

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

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho A_b V_0^2} \quad (14)$$

Donde:

C_T : Coeficiente de empuje.

T: Empuje.

ρ : Densidad.

A_b : Área de barrido.

V_0 : Velocidad del aire.

1.22. Ecuación solidez del rotor.

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

$$\sigma = \frac{Nc}{2R} \quad (15)$$

Donde:

σ : Solidez del rotor.

N: Número de aspas.

c : Longitud de cuerda.

R: Radio del rotor.

1.23. Mecánica de fluidos aplicada a los aerogeneradores

La mecánica de fluidos es una rama de la física que se encarga del estudio del equilibrio y del movimiento de los fluidos, es decir, de los líquidos y los gases. A diferencia de los sólidos, en los fluidos pueden producirse movimientos relativos (tanto en movimiento como en reposo) de

las moléculas u átomos que forman parte de la estructura interna. La mecánica de fluidos puede dividirse en dos partes diferenciadas [18]:

La Figura 10 muestra dos escenarios de dinámica de fluidos. En la parte superior, se visualiza un "Flujo externo" alrededor de un perfil aerodinámico con líneas de corriente que indican el movimiento del fluido. Se aprecia una posible aceleración y posterior separación del flujo sobre el perfil. En la parte inferior, se ilustra un "Flujo interno" donde el perfil está dentro de un conducto, y el flujo a través de este es uniforme y no se ve afectado por la forma externa del perfil. La comparación destaca cómo la geometría de un objeto y su entorno pueden afectar el flujo de fluidos, un punto clave en el diseño de dispositivos aerodinámicos e hidrodinámicos [18].

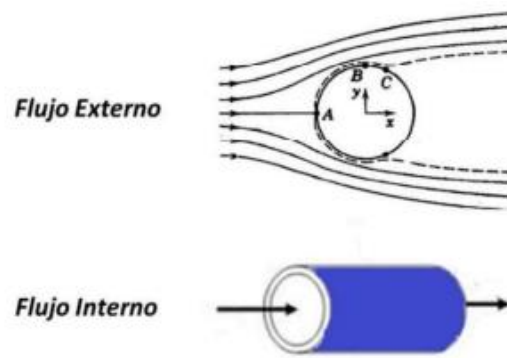


Figura 10. Tipos de flujo en Dinámica de Fluidos [18].

Es importante saber los tipos de flujo que existen y cuál se aplica en cada caso de cara a las futuras simulaciones, pero además también conviene saber cuáles son los principios que hay detrás del funcionamiento de los aerogeneradores [19].

El sistema de captación de un aerogenerador está constituido por un rotor o pieza giratoria que a través de sus álabes o aspas consigue la transformación de la energía cinética del viento en un par mecánico sobre un eje de giro. Dicho par mecánico se puede obtener mediante uno de los dos principios de funcionamiento posibles. Como se ha comentado anteriormente, por un lado, están los aerogeneradores que lo consiguen gracias al arrastre diferencial o fuerza de arrastre (tipo Savonius) y por otro aquellos que lo hacen debido a la sustentación aerodinámica o fuerza de sustentación (tipo Darrieus, rotor H, VAWT, etc.), siendo estos últimos sobre los que se centrará el trabajo [19].

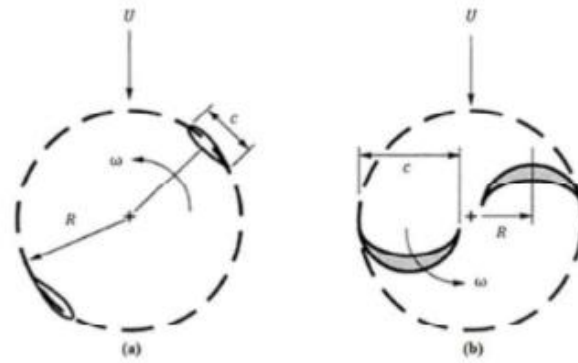


Figura 11. Tipos de funcionamiento: (a) Por sustentación; (b) Por arrastre.

Los aerogeneradores que funcionan mediante sustentación incorporan perfiles aerodinámicos como los empleados en las alas de los aviones o en las hélices de los helicópteros. Como se ha comentado con anterioridad, este tipo de aerogeneradores por lo general no suele contar con autoarranque, sino que se ayuda de un sistema externo (eléctrico, turbina Savonius incorporada, etc.) para hacerlo. El movimiento (en inglés, cut-in speed) se produce cuando la componente de la sustentación (L) proyectada sobre la cuerda del perfil supera su componente del arrastre (D). Es decir, se genera la suficiente fuerza tangencial o de empuje (T) que es responsable del par o torque aerodinámico (M), condición que varía para cada posición azimutal, según se puede observar en la Figura 12 [19]:

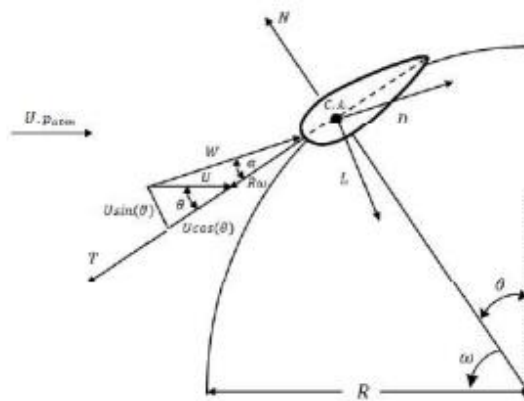


Figura 12. Triángulo de velocidades y diagrama de esfuerzos de sustentación, arrastre, tangencial y normal [20].

Partiendo de la Figura anterior se pueden deducir las componentes normal y tangencial de la velocidad incidente sobre el rotor o velocidad relativa:

$$V_T = R \cdot \omega + U \cdot \cos\theta \quad (16)$$

$$V_N = U \cdot \sin\theta \quad (17)$$

Donde:

R: es el radio del rotor y la velocidad angular de la turbina. De esta manera, la velocidad relativa queda definida de la siguiente manera:

$$W = \sqrt{V_T^2 + V_N^2} = U \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{R \cdot \omega}{U} + \sin\theta\right)^2 + (\cos\theta)^2} \right] = U \sqrt{(1 + \lambda^2 + 2 \cdot \lambda \cdot \cos\theta)} \quad (18)$$

En la Figura 13 se muestra el ángulo de ataque y se podría expresar de la siguiente manera:

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{V_N}{V_T}\right) = \tan^{-1}\left(\frac{\sin\theta}{\frac{R \cdot \omega}{U} + \cos\theta}\right) + \tan^{-1}\left(\frac{\sin\theta}{\lambda + \cos\theta}\right) \quad (19)$$

Donde:

α : alfa

W: Velocidad relativa

En la Figura 14 se observa, para una turbina de 4 álabes en una posición angular dada, las velocidades relativas del flujo en cada álabe y las fuerzas producidas. El centro del sistema de coordenadas está situado en el eje del rotor y el sentido de giro positivo de los álabes es el antihorario, con el origen del giro en el eje Y positivo.

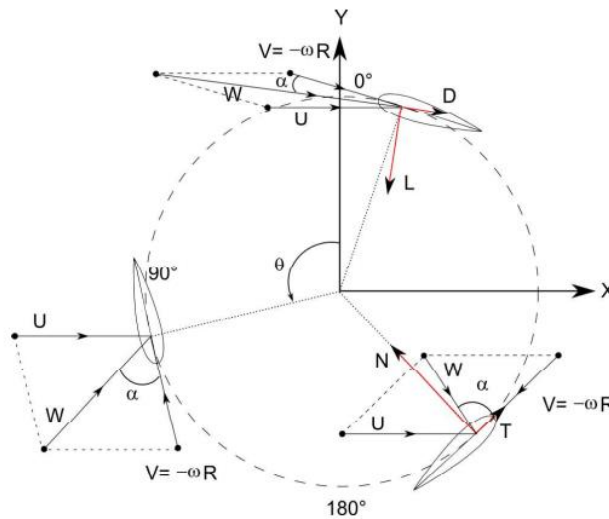


Figura 13. Triángulo de velocidad para un rotor H-Darrieus tripala.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

En este capítulo se expone el análisis de alternativas de donde se elige el modelo general del proyecto. Para poder resolver las necesidades del proyecto se dan a conocer algunas soluciones.

2.1. Construcción de una turbina eólica de eje vertical (VAWT)

Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para su utilización en equipos de baja potencia hasta 20w.

Ventajas:

- Suelen generar menos vibraciones.
- Son accesibles para el mantenimiento.
- Tienden a ser más eficientes en la captura de energía eólica.

Desventajas:

- Generalmente requieren vientos más fuertes para comenzar a girar y generar energía.
- Generan preocupaciones ambientales relacionadas con la fauna y la alteración del paisaje.
- Pueden generar ruido debido a la interacción del viento con las aspas.

2.2. Construcción de una turbina eólica de eje vertical (H-rotor)

Las turbinas eólicas de eje vertical, como el diseño H-rotor, presentan características distintivas

Ventajas:

- Tienden a tener un impacto visual menor en comparación con las turbinas de eje horizontal.
- Las turbinas de eje vertical, como el diseño H-rotor, son capaces de capturar el viento desde cualquier dirección.
- Generan menos ruido en comparación con las turbinas de eje horizontal.

Desventajas:

- El diseño de turbina H-rotor, pueden ser más complejos de diseñar y fabricar.

- Problemas de estabilidad en condiciones de viento fuerte
- Pueden tener limitaciones en términos de altura de la torre.

2.3. Construcción de una turbina eólica de eje vertical (Savonius)

Diseño y construcción de una turbina eólica tipo Savonius se obtiene una forma simple de aspas.

Ventajas:

- Diseño simple y robusto.
- Las turbinas Savonius pueden comenzar a girar y generar energía a velocidades de viento relativamente bajas
- La baja velocidad de giro de las turbinas Savonius puede reducir el ruido generado y disminuir las vibraciones.

Desventajas:

- Las turbinas Savonius tienden a tener una eficiencia menor en comparación con las turbinas de eje horizontal.
- Pueden tener limitaciones en términos de escalabilidad para generar grandes cantidades de energía.

2.4. Análisis cuantitativo

En la Tabla 1 se puede observar la eficiencia de cada diseño, utilizando una escala de ponderación de 0 a 3 para aquellos considerados caros y complicados; de 4 a 6 para los de costo accesible y complejidad media; y de 7 a 10 para los que son baratos, fáciles y accesibles.

Tabla 1: Ponderación de la eficiencia de cada diseño.

Parámetros	A	B	C
Costo	7	4	9
Fabricación	1	4	8
Seguridad	7	6	8
Eficiencia	2	2	6
Total	17	16	31

En el análisis de la eficiencia de diferentes diseños de turbinas eólicas, se considera esencial la relación entre el coeficiente de potencia (C_p) y la relación de velocidad de punta (TSR). Se observa en la Figura 14 la presentada ilustra una comparativa entre diversas configuraciones de turbinas, incluyendo el molino de viento holandés, el aerogenerador tipo Savonius, el aerogenerador tipo Darrieus, y diseños con diferentes números de aspas. La línea verde representa el coeficiente de potencia ideal, basado en el límite de Betz, que dictamina un máximo teórico de $C_p = 0.59$. Este valor sirve como referencia para evaluar la eficiencia máxima posible en la extracción de energía eólica [22].

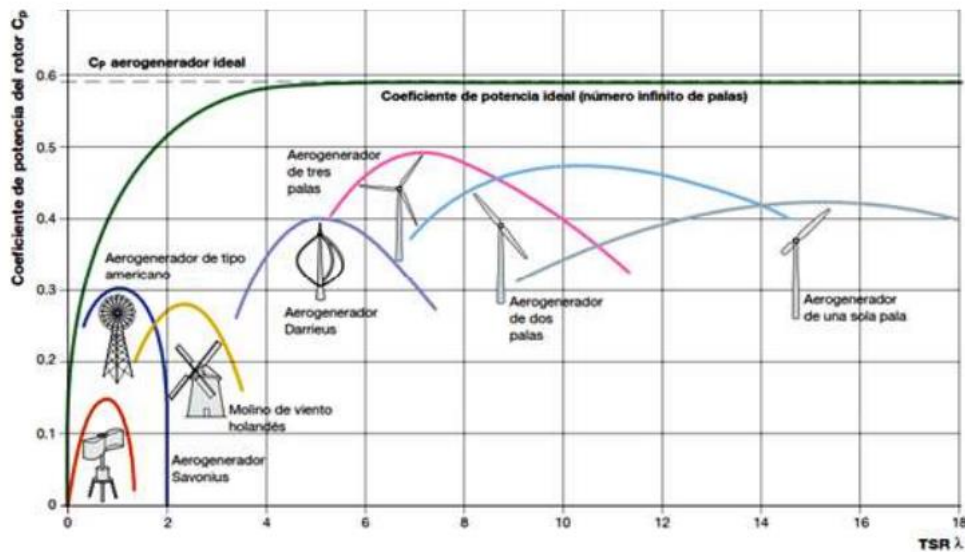


Figura 14. Variación del coeficiente de potencia del rotor [21].

El diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para aplicaciones de baja potencia, específicamente hasta 20 W. Se ha prestado especial atención a la selección del número de aspas, dado su impacto significativo en la eficiencia energética del sistema. El diseño mecánico en software CAD y el análisis computacional de flujo de aire permite comparar el rendimiento simulado del prototipo con las eficiencias teóricas mostrada, proporcionando una base sólida para la optimización del diseño. A través de las simulaciones realizadas para vientos de 5 m/s y 10 m/s con configuraciones de 5 y 3 aspas, se ha determinado que el diseño de 5 aspas ofrece una mejora en el coeficiente de potencia, acercándose más al ideal teórico [22].

Los resultados obtenidos de las simulaciones se contrastaron con pruebas de campo, donde se verificó la velocidad angular de giro y el voltaje generado por un dinamo. Estos experimentos no solo confirmaron la validez del modelo computacional, sino que también proporcionaron datos cruciales para la iteración del diseño. La elección final del diseño se justifica con base en

estos hallazgos, destacando cómo la configuración de las aspas contribuye a la eficiencia operativa del aerogenerador dentro de los límites de potencia establecidos [22].

2.5. Selección de materiales para las aspas de una turbina eólica de eje

Para la construcción de las aspas de la turbina eólica, se plantea realizar mediante 3 materiales, los cuales se describen a continuación.

2.6. Aluminio

Ventajas:

- Buena resistencia a la corrosión.
- Más barato.
- Relativamente ligero para alternativas metálicas.

Desventajas:

- Menor resistencia y rigidez comparado con otras alternativas lo que reduce tamaño de las aspas.
- Mas pesado que alternativas plásticas y de fibra.
- Aumento sustancial en la carga del generador.

2.7. Madera

Ventajas:

- Bajo costo.
- Buen comportamiento bajo fatiga.
- Sostenible.

Desventajas:

- Requiere mantenimiento regular para proteger contra la humedad y los insectos.
- Variabilidad en la calidad dependiendo del tipo de madera y su tratamiento.
-

2.8. PLA (Ácido Poliláctico)

Ventajas:

- Fácil manufactura a través de impresoras 3D

- Produce impresiones con un alto nivel de detalle y acabado superficial suave óptimo para el flujo de aire.
- Es biodegradable ya que se deriva de recursos renovables como el almidón de maíz o la caña de azúcar.
- Ligero en comparación con otras alternativas.
- Adecuadamente resistente.
- Facilidad para brindar mantenimiento y remplazo.
- Satisfactoria relación costo beneficio.

Desventajas:

- Baja resistencia térmica.
- Requiere mantenimiento regular.

2.9. Análisis cuantitativo

En la Tabla 2 se puede observar la eficiencia de cada diseño, utilizando una escala de ponderación de 0 a 3 para aquellos considerados caros y complejos; de 4 a 6 para los de costo accesible y complejidad media; y de 7 a 10 para los que son baratos, fáciles y accesibles.

Tabla 2: Ponderación de la eficiencia de cada material.

Parámetros	A	B	C
Costo	5	3	9
Fabricación	3	1	10
Seguridad	9	7	6
Eficiencia	3	2	7
Total	20	13	32

2.10. Selección de tipo de dinamo

Para la selección del generador o dinamo se opta por dos tipos de configuración las cuales se describen a continuación.

2.11. Generador de Imanes Permanentes de Flujo Axial (GIPFA)

Ventajas:

- Los GIPFA tienen un diseño más compacto que puede ser especialmente ventajoso para aplicaciones donde el espacio es limitado.
- Su estructura permite una reducción en el peso total, lo que es beneficioso para la instalación y la estructura de soporte de la turbina eólica.
- Estos generadores pueden ser muy eficientes en bajas velocidades, lo cual es ideal para turbinas eólicas de eje vertical que operan en entornos con vientos menos intensos.

Desventajas:

- La construcción de un GIPFA puede ser más compleja en comparación con los GIPFR, lo que podría aumentar los costos de producción.
- La disipación de calor puede ser menos eficiente debido a su diseño compacto, lo que podría requerir sistemas de enfriamiento adicionales.
- Generalmente, los GIPFA son más adecuados para aplicaciones de menor potencia debido a sus limitaciones en la disipación de calor y el diseño.

2.12. Generador de Imanes Permanentes de Flujo Radial (GIPFR)

Ventajas:

- Mayor capacidad de potencia: Los GIPFR suelen ser capaces de manejar aplicaciones de mayor potencia debido a una mejor disipación del calor y a diseños que permiten un mayor flujo magnético.
- Su diseño facilita una mejor disipación del calor, lo que permite operar de manera eficiente en aplicaciones de alta potencia sin sistemas de enfriamiento adicionales.
- Los GIPFR pueden ser más robustos y duraderos, especialmente en aplicaciones industriales pesadas.

Desventajas:

- Estos generadores suelen ser más grandes y pesados, lo que puede ser una desventaja en términos de instalación y requerimientos estructurales no es adecuado para generadores de baja potencia.
- La producción de GIPFR puede implicar un costo inicial más alto debido a su complejidad y a los materiales necesarios para soportar aplicaciones de alta potencia.
- los GIPFR pueden no ser tan optimizados como los GIPFA para operar en condiciones de baja velocidad de viento.

2.13. Análisis cuantitativo

En la Tabla 3 se puede observar la eficiencia de cada diseño, utilizando una escala de ponderación de 0 a 3 para aquellos considerados caros y complejos; de 4 a 6 para los de costo accesible y complejidad media; y de 7 a 10 para los que son baratos, fáciles y accesibles.

Tabla 3: Ponderación de la eficiencia de cada material.

Parámetros	A	B
Costo	10	2
Fabricación	8	2
Seguridad	7	9
Eficiencia	9	7
Total	39	20

CAPÍTULO III

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

2.13.1. Diseño del perfil del aspa

La Figura 15 muestra una vista superior del aspa, resaltando la forma del perfil aerodinámico y el contorno general del diseño basado en la Figura 7. Este perfil específico ha sido seleccionado por su eficacia comprobada en la creación de una distribución de presiones favorable, lo que permite una captura de energía eólica más efectiva. La atención al detalle en el diseño del punto de conexión asegura que la aspa pueda ser fijada firmemente al rotor, proporcionando una estructura robusta y confiable [23].

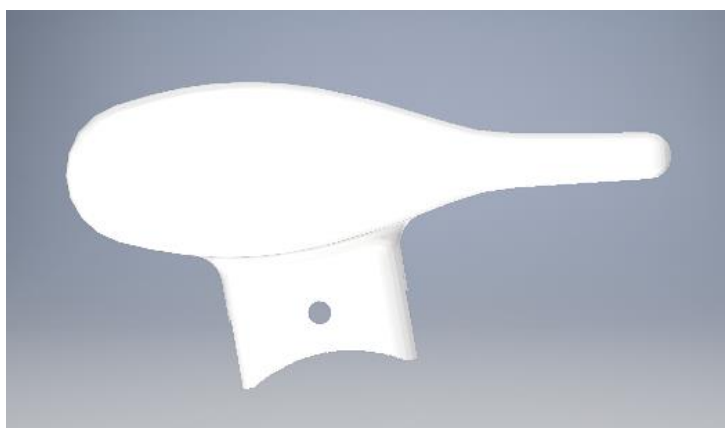


Figura 15. Perfil del aspa tipo NACA0012.

Aerodinámicamente, un perfil NACA 0012 está diseñado para tener un espesor del 12% de la cuerda del aspa, con una distribución de espesor que es simétrica en la parte superior e inferior. Esto significa que el aspa generará la misma fuerza de elevación (en condiciones ideales) cuando se invierte, siempre que el ángulo de ataque sea el mismo.

Este diseño personalizado de las aspas refleja un enfoque innovador para abordar las necesidades específicas de la turbina eólica de baja potencia, considerando factores como la velocidad del viento prevaleciente y la densidad del aire en la ubicación geográfica seleccionada para la operación [23].

2.14. Diseño de las aspas

El diseño del aspa, un componente crítico para el rendimiento aerodinámico del aerogenerador de eje vertical ha sido meticulosamente elaborado para optimizar la generación de energía. Como se observa en las imágenes proporcionadas, el perfil del aspa ha sido diseñado teniendo

en cuenta principios aerodinámicos avanzados basados en el tipo de aspa NACA0012. La Figura 16 presenta una vista lateral del aspa, mostrando su curvatura y los dispositivos de fijación integrados, los cuales son esenciales para su montaje en el eje del rotor. La forma curva del aspa está estratégicamente diseñada para maximizar la sustentación y minimizar la resistencia, lo que es fundamental para el funcionamiento eficiente bajo diversas condiciones de viento [24].

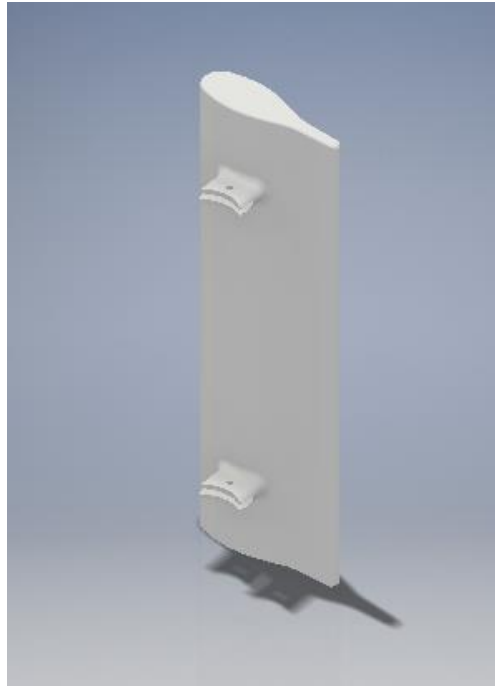


Figura 16. Diseño de las aspas del aerogenerador.

En la Figura 16 se muestra el aspa diseñada con un perfil NACA 0012, característico en aplicaciones aeroespaciales y aerodinámicas. Esta aspa posee unas dimensiones específicas: una longitud de 69 milímetros, un ancho de 20.3 milímetros, y una altura de 210 milímetros, como se puede observar en la Tabla 2. Está fabricada mediante una impresora 3D utilizando PLA (ácido poliláctico), un tipo de plástico biodegradable que es popular en la impresión 3D por su facilidad de uso y porque se puede imprimir a bajas temperaturas. El color del PLA utilizado para esta aspa es exclusivamente blanco, lo que podría sugerir una estética limpia y uniforme, además de facilitar la visualización de cualquier marca o desgaste durante su uso o pruebas.

Tabla 2: Propiedades físicas del aspa.

Descripción	Valor
Longitud	69 mm
Ancho	20.3 mm
Altura	210 mm
Material	PLA

2.15. Diseño del rotor

El conjunto del aerogenerador visualizado en la Figura 17 está meticulosamente diseñado para optimizar la captura de energía eólica a través de un arreglo de cinco aspas que se extienden radialmente desde un eje central robusto. Las aspas, con un perfil aerodinámico NACA de cuatro dígitos, están estratégicamente orientadas para aprovechar al máximo la energía cinética del viento, independientemente de la dirección de este [25].

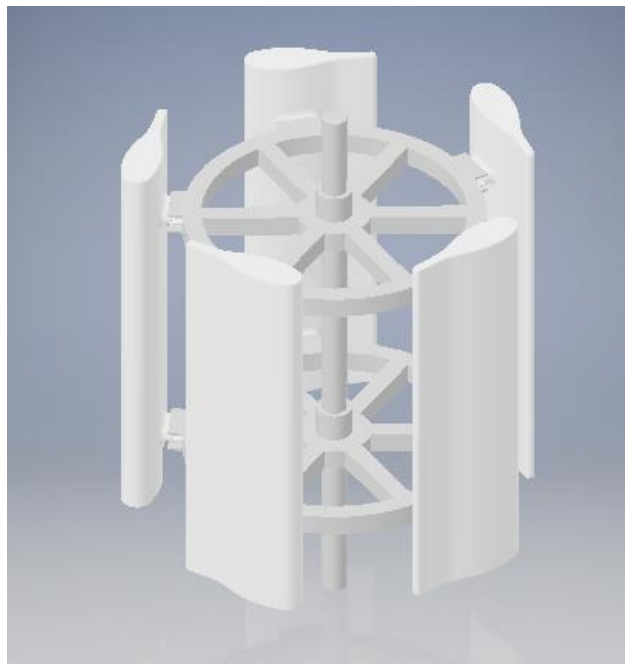


Figura 17. Ensamble del rotor del aerogenerador.

El montaje revela un rotor central, que sirve como columna vertebral del aerogenerador, proporcionando soporte estructural a las aspas y garantizando una transmisión de fuerza

eficiente hacia el generador. Las aspas tienen unas dimensiones $7 \times 2 \times 21$ cm de largo, ancho y alto; respectivamente. La estructura del rotor muestra una geometría optimizada que no solo soporta las aspas, sino que también contribuye a la distribución equilibrada del flujo de aire, minimizando las turbulencias y las pérdidas por arrastre. Las especificaciones del rotor se pueden identificar en la Tabla 3 [25].

Tabla 3: Características físicas del rotor.

Descripción	Valor
Diámetro	18 cm
Número de aspas	5
Altura del rotor	21 cm
Separación entre aspas	6.8 cm

Cada aspa está acoplada al rotor mediante un sistema de montaje que permite una fijación segura y al mismo tiempo facilita el desmontaje para mantenimiento o ajustes. La conexión entre las aspas y el rotor está diseñada para transmitir eficazmente el torque generado por la presión del viento, mientras se manejan las cargas dinámicas y estáticas durante la operación. La distancia entre las aspas se calcula para evitar interferencias aerodinámicas negativas entre ellas, en este caso esta distancia es de 6.8cm. Esto permite que el flujo de aire pase a través del aerogenerador con la mínima resistencia [25].

El ensamblaje completo se presenta con un acabado que sugiere la utilización de técnicas de fabricación avanzadas, como la impresión 3D, lo que permite una precisión dimensional alta y una adaptabilidad en el diseño de los componentes. Este enfoque de fabricación no solo es beneficioso para el prototipado rápido, sino que también es crucial para la personalización del diseño, lo que resulta en un rendimiento aerodinámico superior y una funcionalidad optimizada para la generación de energía en dispositivos de baja potencia [25].

2.16. Simulación aerodinámica

La simulación aerodinámica es una etapa crucial en la validación de diseños de ingeniería, especialmente en la optimización de aerogeneradores de eje vertical. El siguiente paso en este proyecto implica un análisis detallado del comportamiento del rotor del aerogenerador utilizando la plataforma de simulación ANSYS, un software líder en dinámica de fluidos computacional (CFD). Esta herramienta avanzada permite modelar con precisión las interacciones complejas entre las aspas del rotor y las corrientes de aire, proporcionando una comprensión profunda de las prestaciones aerodinámicas del diseño [26].

La simulación se centrará en estudiar el flujo de aire alrededor del rotor, caracterizado por su configuración de cinco aspas, para evaluar su eficiencia en la generación de torque y en la capacidad para iniciar la rotación a diferentes velocidades del viento. Utilizando los perfiles aerodinámicos NACA de cuatro dígitos de las aspas, el análisis buscará optimizar la geometría del rotor y validar las estimaciones de rendimiento energético del aerogenerador [26].

2.17. Estudio aerodinámico de 3 aspas a 5m/s

En esta sección se procede a realizar una simulación aerodinámica de un rotor con 3 aspas distribuidas uniformemente sobre el rotor, como se muestra en la Figura 18. El patrón de flujo capturado en esta simulación revela las regiones de aceleración del aire a medida que interactúa con las aspas del rotor, así como las zonas de recirculación y turbulencia que se forman detrás de ellas. Este análisis es vital para comprender cómo el diseño específico del rotor afecta el rendimiento aerodinámico de la turbina eólica.

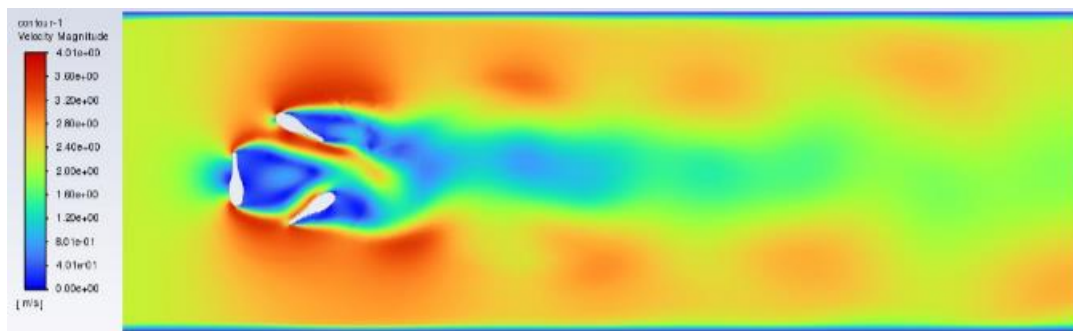


Figura 18. Estudio aerodinámico de 3 aspas a vientos de 5m/s.

Se observa que la mayor velocidad del flujo es de 4m/s aunque el flujo del aire tiene una velocidad de 5m/s con una turbulencia de aire del 5%. Cabe recalcar que las máximas velocidades detectas en esta simulación se encuentra en las áreas inmediatamente detrás de las

aspas, lo que sugiere una transferencia de energía efectiva desde el viento al rotor. Las áreas de baja velocidad detrás del rotor indican la estela y la separación del flujo, que son críticas para el diseño de la turbina, ya que afectan la recuperación del flujo y la eficiencia general del sistema. En este estudio se pudo observar que el rotor no gira con los parámetros y el número de aspas simulado.

2.17.1. Momento para 3 aspas y un viento de 5m/s

La Figura 19 presentada refleja los resultados de la simulación aerodinámica enfocada en el análisis del momento (torque) generado por el rotor del aerogenerador de eje vertical a lo largo del tiempo. El eje horizontal representa el tiempo de flujo en segundos (s), mientras que el eje vertical indica el momento en Newton-metros (N·m).

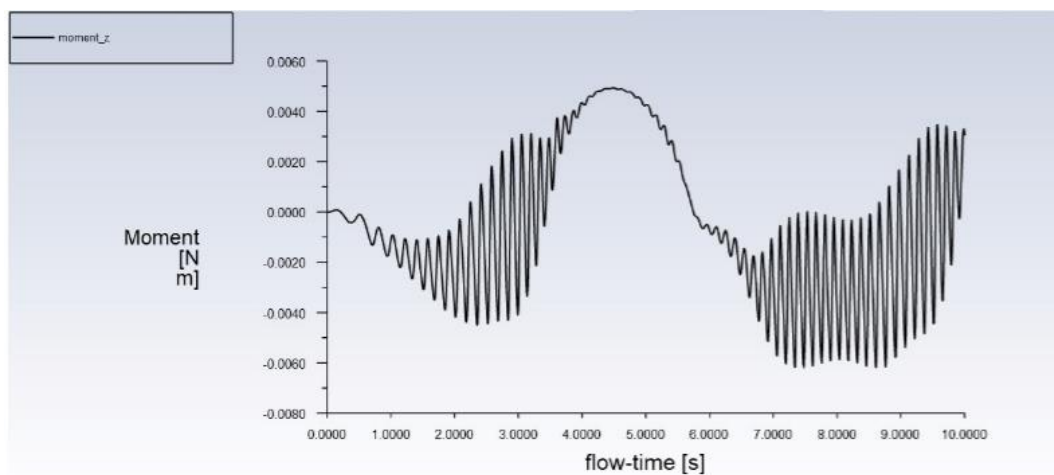


Figura 19. Momento para 3 aspas y un viento de 5m/s.

A partir de la simulación, es evidente que el momento generado sobre el eje z fluctúa a lo largo del tiempo, mostrando picos alternados tanto positivos como negativos. Estos picos representan los ciclos de rotación del rotor, donde el valor positivo indica un momento que impulsa el rotor en la dirección deseada, y el valor negativo refleja un momento en la dirección opuesta. La periodicidad de estas fluctuaciones está directamente relacionada con la frecuencia de rotación de las aspas del aerogenerador. Esto quiere decir que con esta configuración de 3 aspas el rotor del aerogenerador no puede girar, sin importar la velocidad de viento que exista.

2.17.2. Fuerza en XY para 3 aspas y un viento de 5m/s

La simulación aerodinámica revela patrones de fuerzas en los ejes x , y , que son cruciales para comprender las limitaciones en el diseño actual del aerogenerador con un rotor de 3 aspas. La fuerza a lo largo del eje X osciló entre -0.1 N y 0.6 N, y la fuerza en el eje Y mostró variaciones de amplitud similar pero desfasadas, lo que sugiere interacciones aerodinámicas complejas que afectan al rotor. Estos datos reflejan una estabilidad insuficiente y una falta de continuidad en la generación de un momento unidireccional que impida la rotación constante del rotor, destacando el comportamiento oscilatorio como un área clave para la revisión y mejora del diseño.

El comportamiento oscilatorio de las fuerzas en el gráfico sugiere que, aunque las aspas del rotor están experimentando fuerzas aerodinámicas, la simetría y distribución de estas no son adecuadas para inducir una rotación sostenida en el rotor. Por ejemplo, en el eje X , el perfil de fuerza muestra picos que alcanzan aproximadamente 0.6 N seguidos de valles que descienden hasta -0.1 N en un patrón repetitivo y simétrico que no favorece el movimiento rotatorio; como se muestra en la Figura 20.

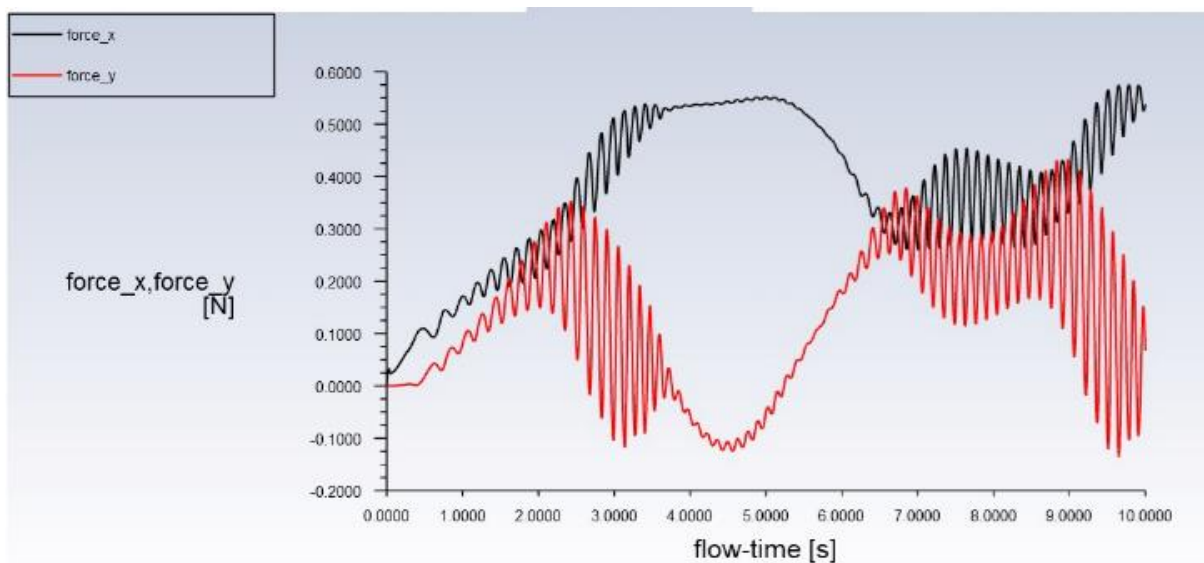


Figura 20. Fuerza en XY para 3 aspas y un viento de 5m/s.

Este patrón indica que mientras algunas aspas pueden estar generando fuerza en la dirección de rotación, otras pueden estar generando fuerza en la dirección opuesta, cancelando efectivamente el impulso rotacional. El desafío presente en el diseño del rotor subraya la necesidad de una revisión detallada del perfil aerodinámico de las aspas, su distribución y el ángulo de ataque

para superar las fuerzas de resistencia y facilitar el movimiento rotatorio bajo las condiciones de viento simuladas.

2.18. Estudio aerodinámico de 5 aspas a 10m/s

En este caso se procede a realizar una simulación aerodinámica del rotor con cinco aspas y una velocidad del viento de 10 m/s, proporcionando resultados que se pueden observar en la Figura 21. La visualización del campo de velocidad revela un patrón de flujo complejo, con velocidades más altas, indicadas en tonos de rojo y naranja, que se encuentran alrededor de las aspas y en la estela del rotor. La magnitud de la velocidad, que se extiende hasta $1.5e+00$ m/s, sugiere que el flujo de aire se acelera al encontrarse con las aspas y se desacelera significativamente al pasar por el rotor, creando un patrón de flujo altamente turbulento en la estela.

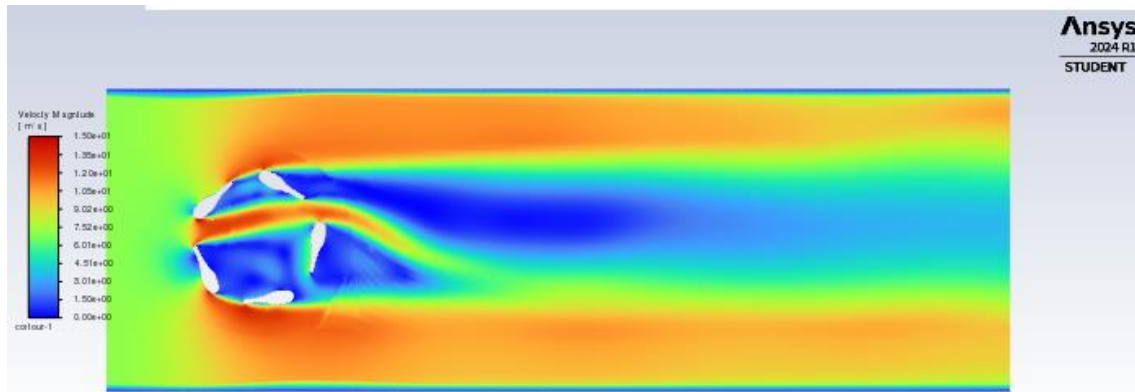


Figura 21. Estudio aerodinámico de 5 aspas a vientos de 10m/s.

La simulación también ha evidenciado zonas de recirculación de aire detrás de las aspas, identificadas por las áreas de color azul, lo que podría implicar una reducción en la eficiencia de la conversión de energía eólica. El comportamiento del flujo de aire en estas regiones es un factor crítico en la evaluación del diseño aerodinámico del rotor y en la determinación de las modificaciones necesarias para mejorar la eficiencia.

2.18.1. Velocidad angular para 5 aspas y un viento de 10m/s

La Figura 22 ha proporcionado una visualización cuantitativa de la velocidad angular del rotor (ω) en función del tiempo. Como indica la gráfica, el rotor experimenta un incremento constante en la velocidad angular a medida que transcurre el tiempo de flujo, comenzando prácticamente desde cero y elevándose hasta aproximadamente 3.5 rad/s al cabo de 14

segundos. Este crecimiento progresivo en la velocidad angular es indicativo de una acumulación de energía cinética, reflejando una transferencia efectiva de energía desde el viento al rotor.

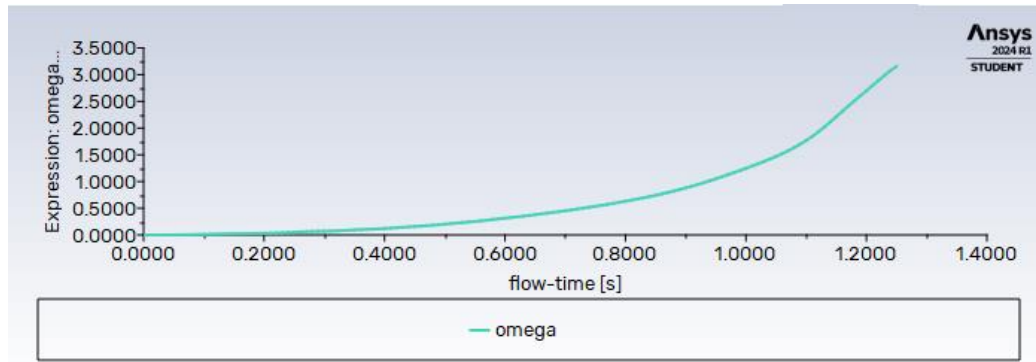


Figura 22. Velocidad angular para 5 aspas y 10m/s.

El análisis detallado de la curva muestra una aceleración gradual, sin signos de oscilaciones que indicarían una inestabilidad en la rotación. El perfil suave y ascendente de la curva sugiere que las aspas están capturando de manera eficiente la energía eólica y que el sistema está acercándose a una velocidad de operación estable. La ausencia de fluctuaciones en la velocidad angular a lo largo del tiempo es un resultado prometedor, ya que implica que el diseño actual de las aspas y su disposición en el rotor están bien optimizados para las condiciones de viento simuladas de 10 m/s.

2.18.2. Momento para 5 aspas y un viento de 10m/s

La simulación CFD llevada a cabo para evaluar el comportamiento dinámico del aerogenerador ha proporcionado un conjunto de datos que refleja la variación del momento torsor alrededor del eje vertical (*eje z*) en función del tiempo. El eje horizontal del gráfico muestra el tiempo de flujo en segundos, mientras que el eje vertical indica el momento torsor en Newton-metros (N·m). En la Figura 23 se observa que el momento alrededor de *eje z* comienza cerca de cero, lo que indica un estado inicial de reposo o de movimiento rotacional muy lento, y muestra un incremento constante a lo largo del tiempo de simulación, alcanzando un pico aproximado de 0.17 N·m alrededor de los 1.15 segundos. Este comportamiento sugiere que el rotor gana momento rotacional y, por lo tanto, energía cinética, a medida que el viento interactúa con las aspas.

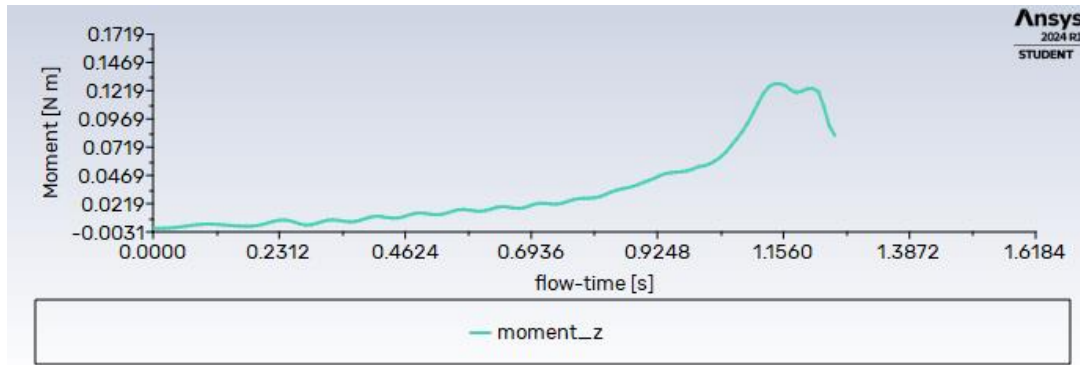


Figura 23. Momento para 5 aspas a 10m/s.

No obstante, después del pico mencionado, el momento experimenta una caída, lo que podría indicar una posible desestabilización del flujo o una interacción aerodinámica que resulta en una reducción del momento impulsor. Este tipo de análisis es fundamental para comprender la eficiencia del diseño del rotor y para identificar posibles mejoras que podrían implementarse para aumentar la capacidad del aerogenerador de convertir la energía del viento en energía mecánica de manera más efectiva y consistente.

2.19. Estudio aerodinámico de 5 aspas a 5 m/s

En este caso se procede a realizar una simulación con una velocidad del viento de 5 m/s como se muestra en la Figura 24. Esta gráfica proporciona una representación visual del campo de velocidad alrededor del rotor de un aerogenerador de eje vertical configurado con cinco aspas. El contorno refleja la magnitud de la velocidad del aire, con un rango que va desde 0 m/s, indicado en azul, hasta 9 m/s, en rojo. La interacción del viento con las aspas del rotor genera un patrón distintivo de aceleración del aire a lo largo de las superficies de las aspas, seguido de una zona de desaceleración y turbulencia en la estela del rotor.

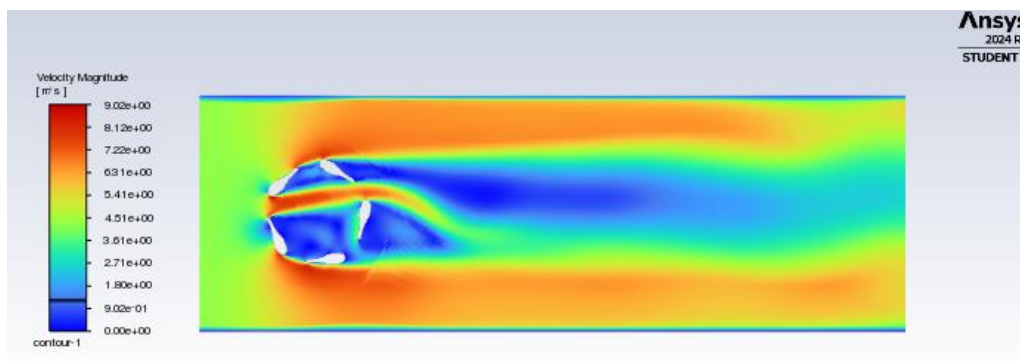


Figura 24. Estudio aerodinámico de 5 aspas a vientos de 5m/s.

Este estudio proporciona información valiosa sobre el comportamiento aerodinámico del aerogenerador bajo condiciones de viento moderado. La imagen indica que las aspas están diseñadas para funcionar eficientemente a velocidades de viento reducidas, como se evidencia por las áreas de alta velocidad que se forman alrededor y detrás del rotor. La distribución de la velocidad del aire demuestra la capacidad del diseño del rotor para inducir y mantener una velocidad de giro operativa, crucial para la generación de energía en aplicaciones de baja potencia. Además, el patrón de flujo resultante es esencial para evaluar la eficiencia aerodinámica y para realizar ajustes que puedan mejorar la captura de energía del viento y el rendimiento general del aerogenerador.

2.19.1. Velocidad angular para 5 aspas y un viento de 5m/s

En la reciente simulación de la Figura 25, se evaluó la velocidad angular del rotor de un aerogenerador de eje vertical bajo un régimen de viento de 5 m/s. La velocidad angular, representada por la curva 'omega', muestra un crecimiento continuo y suave a lo largo del periodo de simulación de 2.25 segundos. Inicialmente, el rotor permanece casi estacionario, con una velocidad angular cercana a cero, pero a medida que el tiempo avanza, 'omega' aumenta de manera constante, alcanzando valores cercanos a 0.18 rad/s. Este incremento progresivo indica que el rotor gana momento rotacional y energía cinética de manera gradual bajo la influencia de la velocidad de viento estipulada.

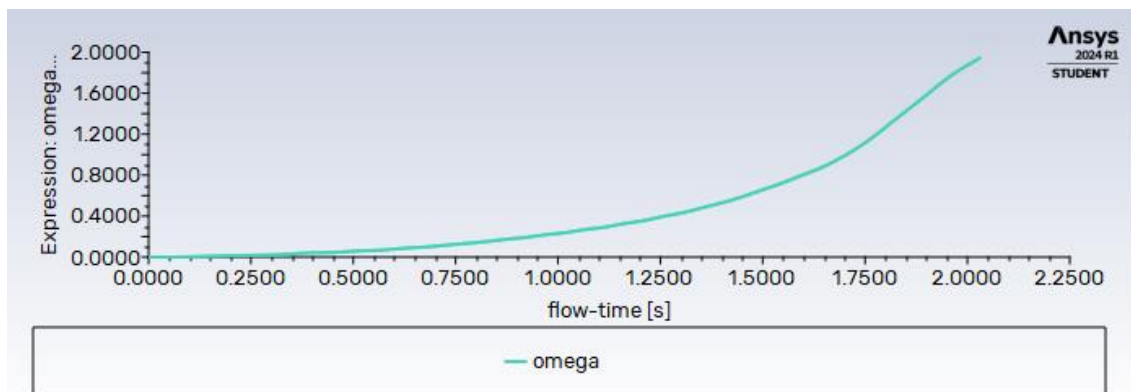


Figura 25. Velocidad angular para 5 aspas y 10m/s.

La naturaleza de la curva sugiere que el diseño del rotor con cinco aspas es capaz de captar y convertir la energía del viento en movimiento rotacional, un aspecto crítico para la generación efectiva de energía en dispositivos de baja potencia. La ausencia de fluctuaciones o picos agudos en la gráfica de 'omega' sugiere que el rotor alcanza una aceleración estable sin signos

evidentes de vibraciones o inestabilidades aerodinámicas que puedan interferir con la eficiencia operativa. Estos resultados son prometedores, pero es necesario un análisis más detallado para determinar el régimen operativo óptimo y las posibles mejoras en el diseño que podrían incrementar aún más la eficiencia energética y la fiabilidad del aerogenerador.

2.19.2. Momento para 5 aspas y un viento de 5m/s

La simulación de la Figura 26 ha generado una curva de momento torsor en función del tiempo que ofrece una visión detallada de las fuerzas rotacionales que actúan sobre el aerogenerador de eje vertical. Durante la mayor parte del intervalo de simulación de 2.25 segundos, el momento torsor alrededor del *eje z* permanece relativamente bajo, sugiriendo que el rotor se encuentra en un estado de equilibrio con el flujo de aire. Sin embargo, hacia el final del intervalo, se observa un pico abrupto que excede los 0.50 N·m, lo que podría indicar una respuesta dinámica repentina del sistema, tal vez debido a una condición de flujo transitorio o a un fenómeno aerodinámico particular.

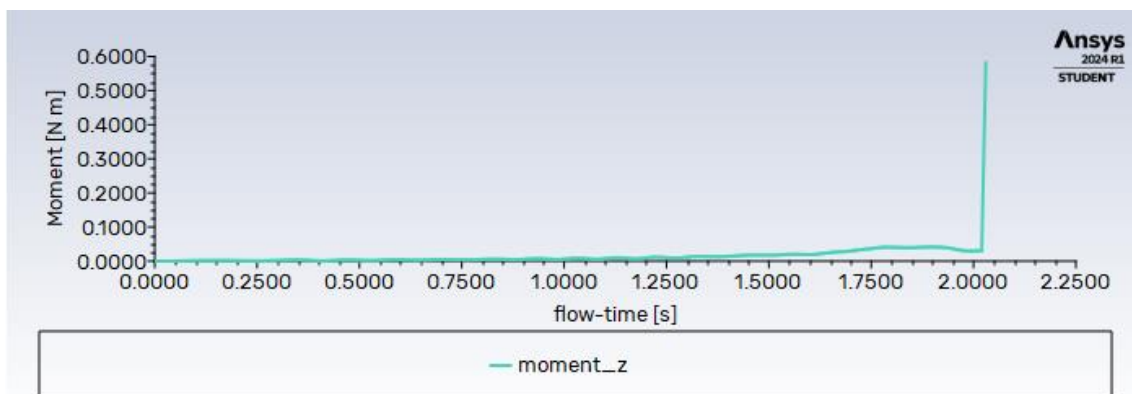


Figura 26. Momento para 5 aspas a 5m/s.

La presencia de este pico en la gráfica señala un evento en el que el rotor experimenta un incremento significativo en el momento torsor. Este fenómeno podría estar asociado con una entrada de energía al sistema o una resonancia aerodinámica que resulta en un aumento momentáneo del torque.

2.20. Análisis de alternativas en base al número de aspas

La Figura 28 presentada es un gráfico que ilustra la velocidad angular de un aerogenerador con diferentes configuraciones de aspas sometidas a distintas velocidades de viento. En el gráfico, se observa que el conjunto de 5 aspas a 10 metros por segundo exhibe un desempeño superior,

con una aceleración constante y sin fluctuaciones significativas, alcanzando la mayor velocidad angular comparado con las otras configuraciones. Esto sugiere una eficiencia óptima y una respuesta aerodinámica favorable bajo condiciones de viento fuerte.

Por otro lado, la línea que representa al mismo aerogenerador con 5 aspas a 5 metros por segundo también muestra una tendencia de aceleración, aunque menos pronunciada debido a la menor velocidad del viento, pero aun así supera al modelo de 3 aspas a la misma velocidad de viento. Esto puede interpretarse como una validación de que el diseño de 5 aspas es capaz de captar y convertir la energía eólica de manera más efectiva que el de 3 aspas, independientemente de las variaciones en la velocidad del viento.

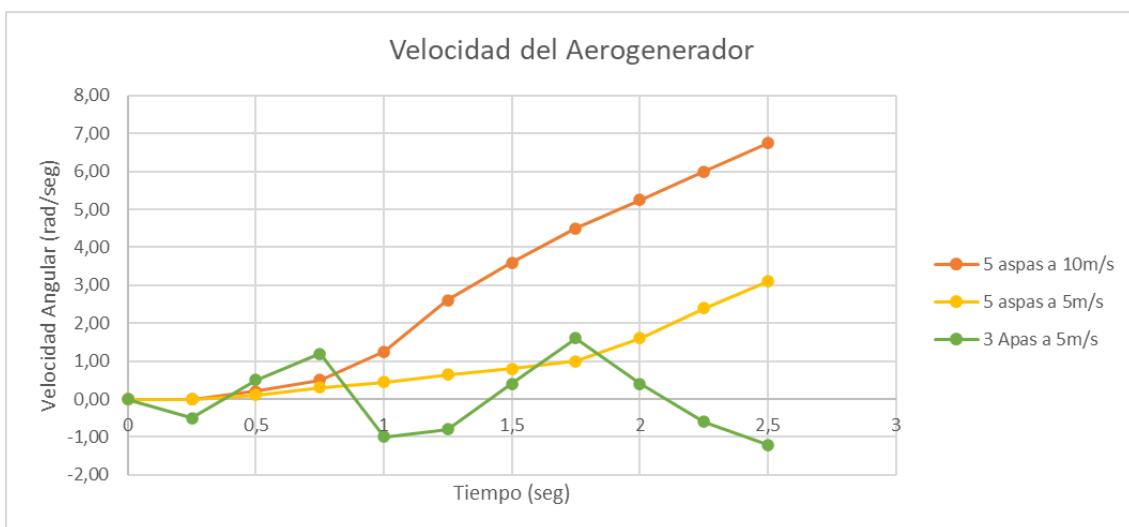


Figura 27. Análisis de configuración con 3 y 5 aspas.

El diseño mecánico del prototipo de aerogenerador de eje vertical se ha desarrollado con un enfoque en la eficiencia, durabilidad y facilidad de mantenimiento. El conjunto está soportado por una base robusta, diseñada para anclar el sistema al suelo y proporcionar una estructura estable contra las fuerzas dinámicas del viento. La base del dinamo, que alberga la unidad generadora, está integrada en la parte superior de la torre, optimizando la transferencia de energía mecánica desde el rotor, como se muestra en la Figura 28.

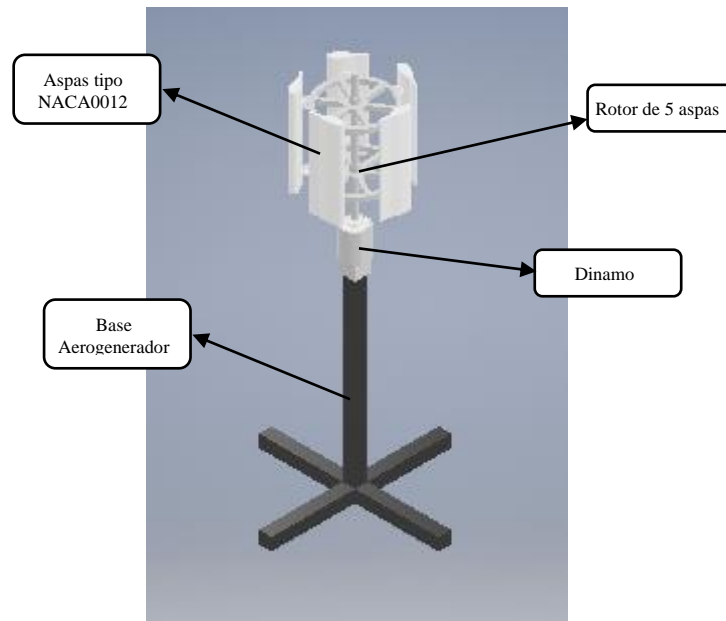


Figura 28. Diseño mecánico del aerogenerador.

3.1. Análisis mecánico de la base del aerogenerador

El eje deberá resistir las fuerzas transmitidas directamente por el conjunto de aspas y brazos. Estas fuerzas abarcan efectos de flexión con carga dinámica, ya que la rotación y la distribución de carga en los brazos experimentan fluctuaciones constantes en cada vuelta y están vinculadas a la velocidad angular de rotación. Es apropiado que las fuerzas aerodinámicas transferidas desde los brazos estén apoyadas en dos puntos, mientras que el eje se sustente en la estructura en un solo punto, de manera análoga a una viga empotrada en voladizo. Además, se busca que la altura de sujeción sea ajustable para incrementar considerablemente la altura total del rotor en momentos específicos. En la Figura 29 se puede observar la base del aerogenerador con unas dimensiones de 60cmx20cmx20cm de alto, ancho y largo; respectivamente.

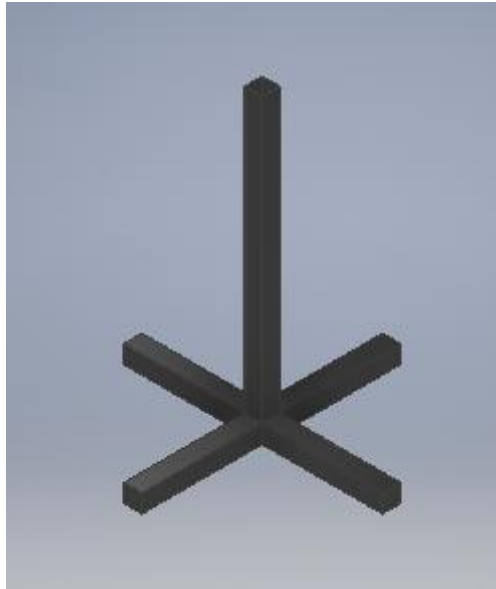


Figura 29. Base del aerogenerador.

La aplicación de las fuerzas indicadas en la Figura 30 sugiere que el elemento podría estar en un estado de tensión debido a las fuerzas opuestas que lo empujan hacia la derecha e izquierda simultáneamente. Los momentos, indicados por las flechas circulares alrededor del eje, sugieren que el eje podría estar experimentando torsión en direcciones opuestas en sus extremos. Esta imagen es importante para determinar la acción de las fuerzas y el momento de torsión existente en el eje del aerogenerador.

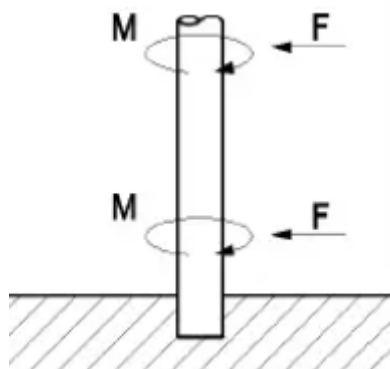


Figura 30. Modelo eje estacionario vs eje rotativo.

Con el objetivo de reducir la inercia total durante el arranque de la turbina y evitar que el eje experimente cargas combinadas de flexión dinámica y torsión, se ha decidido incorporar en el diseño el mecanismo de eje estacionario.

La carga crítica (dinámica) estimada se calcula sumando las contribuciones de cada brazo en posiciones específicas (ángulos de 0°, 120° y 240°) en el plano horizontal. La carga máxima resultante es de 179.76 [N]. Utilizando SolidWorks, se lleva a cabo una simulación del conjunto soporte-eje para calcular los esfuerzos de Von Mises y determinar el factor de seguridad. En la Figura 31, se aprecia que el valor máximo obtenido en la simulación, $2,153 \times 10^7$ [N/m²], representa aproximadamente el 7% del límite elástico del acero AISI-SAE 1020 (3.51×10^8 [N/m²]).

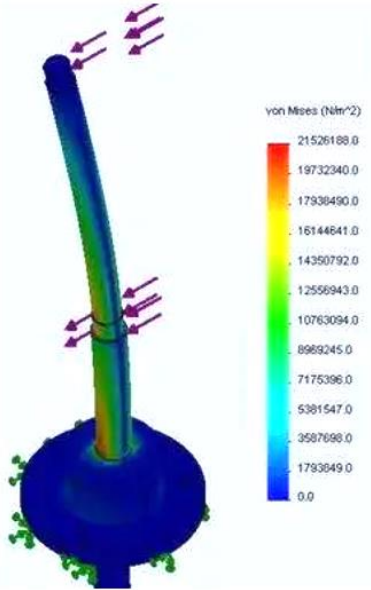


Figura 31. Distribución de Esfuerzos de Von Mises

Esta figura coincide con el factor de seguridad establecido para el diseño, el cual demuestra la deformación del sistema del soporte-eje.

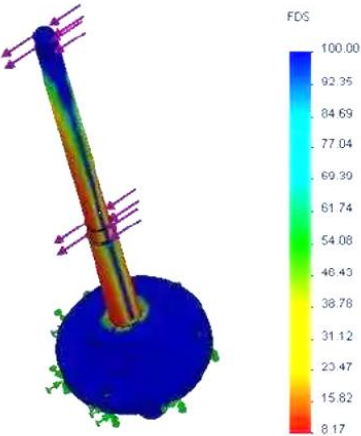


Figura 32. Determinación del factor de seguridad para el sistema soporte-eje.

3.2. Análisis mecánico del rotor del aerogenerador

En esta sección se procede a realizar el cálculo de la fuerza centrífuga existente en el rotor del aerogenerador, para lo cual se realiza el análisis de la Figura 33.

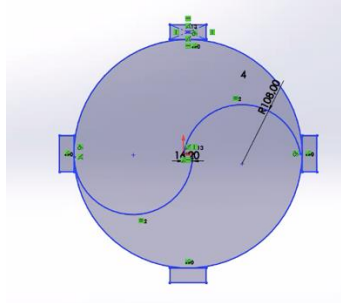


Figura 33. Distancia del rotor Savonius.

$$X_{CG} = r - \frac{s}{2} = \frac{0.216m}{2} = \frac{0.03m}{2} = 0.093m$$

$$Y_{CG} = \frac{4 \cdot r}{3\pi} = \frac{4 \cdot 0.108m}{3 \cdot \pi} = 0.046m$$

$$r_{CG} = \sqrt{X_{CG}^2 + Y_{CG}^2} = \sqrt{0.093^2 + 0.046^2} = 0.1027m$$

Donde:

X_{CG} : Centro de giro eje X.

Y_{CG} : Centro de giro en eje Y.

r_{CG} : Centro de giro en eje Y.

3.2.1. Diagrama de cuerpo libre y análisis de momento flector.

En la Figura 34 se muestra el diagrama simplificado de un eje de rotor, típicamente asociado con el diseño de un aerogenerador. El eje está representado como una barra horizontal apoyada en dos puntos, A y B, que corresponden a los soportes del aerogenerador. Estos puntos de apoyo están marcados con un patrón de líneas, lo que indica que son fijos o estacionarios.

En el punto A, se establece una reacción vertical hacia arriba indicada por R_a , y en el punto B, hay otra reacción vertical hacia arriba indicada por R_b . Estas reacciones son típicas en un

sistema estáticamente determinado, donde las reacciones en los soportes equilibran las cargas aplicadas al eje.

A la derecha del punto B, se muestra una flecha roja horizontal etiquetada como HB, que sugiere una carga horizontal aplicada al extremo del eje. Esta representa la fuerza del viento actuando sobre el rotor del aerogenerador, que produce un momento de flexión en el eje.

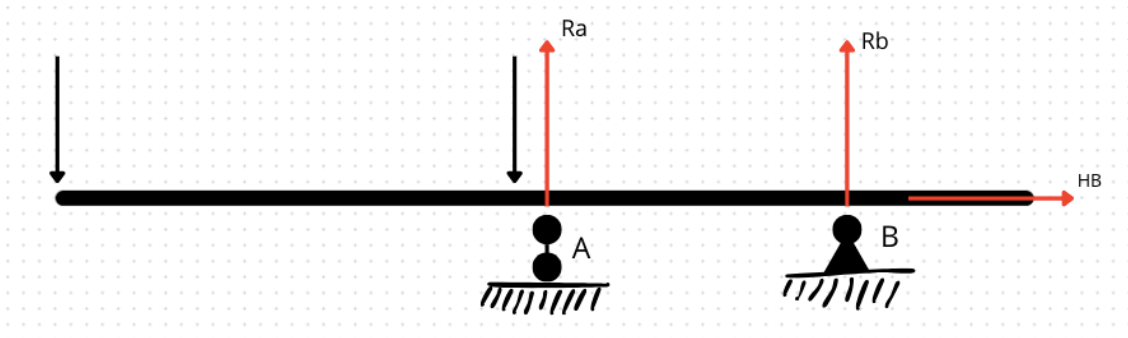


Figura 34. Diagrama de fuerza del rotor.

Este diagrama es una representación de las fuerzas y momentos que actúan en el eje de un aerogenerador, que son cruciales para el análisis estructural y la ingeniería del diseño. Las reacciones en los soportes y las cargas aplicadas deben ser cuidadosamente calculadas para asegurar que el eje pueda soportar las fuerzas reales durante la operación del aerogenerador.

A continuación, se procede a realizar el cálculo del par del rotor utilizando la herramienta gratuita Beamguru.

$$\sum F_x = 0$$

$$\sum M_A = 0 \rightarrow q_1 * 1.5 * \left(\frac{1.5}{2}\right) + q_2 * 0.6 * \left(1.05 - \frac{0.6}{2}\right) + P_1 * 0.75 + R_B * 0.5 \quad (20)$$

$$\sum M_B = q_1 * 1.5 * \left(2 - \frac{1.5}{2}\right) + q_2 * 0.6 * \left(1.55 - \frac{0.6}{2}\right) + P_1 * 1.25 - R_a * 0.5 = 0 \quad (21)$$

$$R_B = \frac{-150.3 * 1.5 \left(1.5 - \frac{1.5}{2}\right) - 24 * 0.6 \left(1.05 - \frac{0.6}{2}\right) - 190.24 * 0.75}{0.5} = -645.14 \text{ N} \quad (22)$$

$$R_B = \frac{(150.3 * 1.5 \left(2 - \frac{1.5}{2}\right) + 24 * 0.6 \left(1.55 - \frac{0.6}{2}\right) + 190.24 * 1.25)}{0.5} = 1075.23 \text{ N} \quad (23)$$

Donde:

$\sum F_x =$ Suma de fuerza.

$R_B =$ Radio de (b).

A partir de estas respuestas, procedemos a identificar las partes críticas del sistema creando el diagrama de momentos que se muestra en la Figura 37.

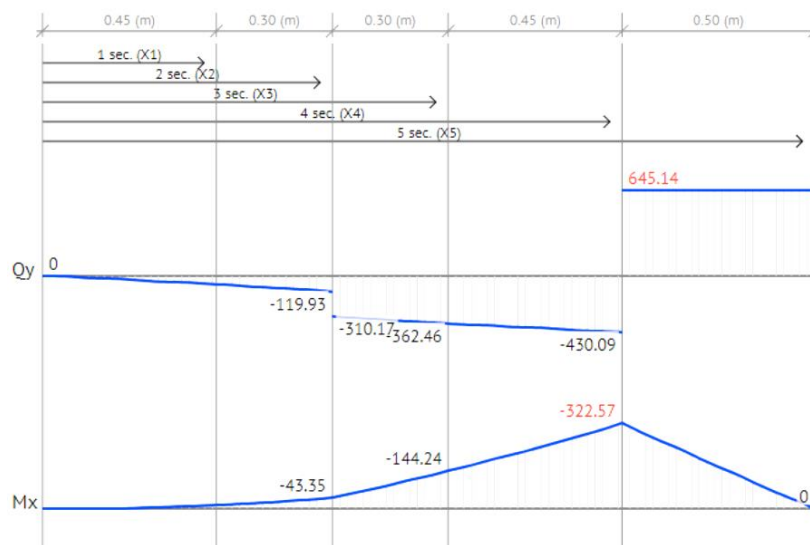


Figura 35. Diagrama de momentos y reacciones del rotor

3.2.2. Análisis estático del rotor

El diámetro del eje seleccionado debe verificarse en estudios estáticos. Falla cuando ocurre la carga. Para este cálculo, proporcionada por el ingeniero Libardo Vanegas [49], que incluye Las principales fuerzas presentes en la sección dimétrico del eje.

$$d_m = \left[\frac{16 \cdot n_s}{\pi \cdot S_y} \cdot \left(4 \cdot M^2 + 3 \cdot T^2 \right)^{1/2} \right]^{1/3} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} d_m &= \left[\frac{16.2}{\pi \cdot 240 \cdot 10^6 Pa} \cdot \left(4 \cdot (177.12 N \cdot m)^2 + 3 \cdot (13.1031 N \cdot m)^2 \right)^{1/2} \right]^{1/3} \\ &= 30.14 \cdot 10^{-3} m = 30.14 mm \end{aligned}$$

Donde:

d_m : Diámetro mínimo.

n_s : Factor de seguridad.

S_y : Resistencia a la fluencia.

3.2.3. *Comportamiento mecánico del rotor*

Con el objetivo de exponer la turbina a velocidades de viento constantes, la situación óptima consistiría en dirigir el flujo de aire hacia el rotor mediante un túnel de viento que asegure un flujo constante. Sin embargo, debido a las limitaciones en el acceso a este tipo de equipos en nuestro país, fue necesario emplear un sistema alternativo que proporcionara una aproximación aceptable en comparación con el procedimiento ideal.

Para la caracterización del rotor de la turbina, resulta deseable adquirir información sobre la capacidad de generar par de torsión en el eje a velocidades de viento específicas y constantes. Con este propósito, se registraron datos de velocidad angular mediante un tacómetro de pulso electromagnético en función del tiempo medido con un cronómetro. Estos registros se tomaron desde el momento en que el rotor se encuentra completamente inmóvil hasta la condición de desbloqueo, manteniendo velocidades de viento relativamente constantes. A partir del registro de velocidad angular respecto al tiempo (ω vs t), se realizó la derivación para obtener los valores de aceleración angular instantánea.

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt} \quad (25)$$

Donde:

$d\omega$: Diferencial de velocidad angular [rad/s].

dt : Diferencial de tiempo [s].

Además, se determinó el momento de inercia del sistema motriz en relación con su centro de masa en el eje de rotación. Este cálculo fue llevado a cabo tanto experimentalmente como mediante una aproximación computacional, asignando las densidades reales de cada componente del conjunto en el entorno de ensamblaje del software Solid Edge (ver Figura 36).

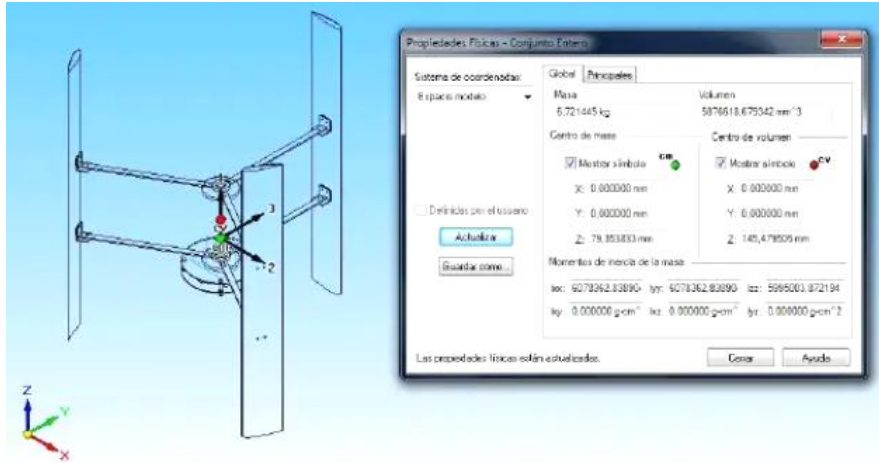


Figura 36. Momento de inercia del conjunto motriz

Esta constante multiplicada por la aceleración angular instantánea, devuelve el valor del torque instantáneo del rotor:

$$T = I * \omega \quad (26)$$

Donde:

I: momento de inercia del rotor [kg/m].

ω : aceleración angular [rad/s²].

Adicionalmente se puede calcular la potencia instantánea con la expresión:

$$P = T * \omega \quad (27)$$

Donde:

P: Potencia.

ω : Trabajo.

T: Tiempo.

3.3. Diseño mecánico de la base del dinamo

La Figura 37 representa la base del dinamo FineWell LW3420D120, un componente esencial para el montaje y la estabilidad operativa del dinamo dentro de un sistema de generación de energía. Esta pieza consiste en un diseño cilíndrico que se ensancha hacia su base, lo que indica un aumento en la estabilidad de la estructura y la superficie de contacto con el punto de montaje.

Las dimensiones de esta pieza mecánica son 102mmx53mmx60mm de alto, largo y ancho; respectivamente.

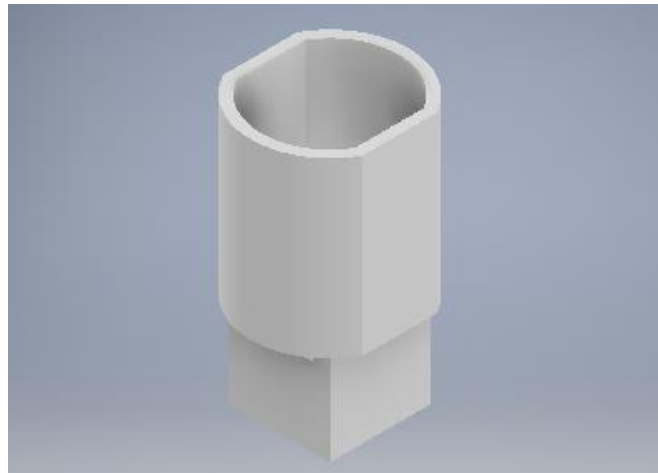


Figura 37. Base del Dinamo LW3420D120

3.3.1. Diseño disco de acople entre aspas.

La Figura 38 corresponde a un disco de acople diseñado para la conexión entre el eje de rotación del dinamo y las aspas. Esta pieza, construida con precisión, desempeña un papel crucial en la transferencia de energía cinética desde las aspas hacia el dinamo, permitiendo así la generación de energía eléctrica.

La estructura del disco muestra un patrón de radios que se extienden desde un eje central hacia el perímetro, lo cual no solo brinda soporte estructural, sino que también distribuye uniformemente el esfuerzo mecánico durante la operación. En el centro se observa una apertura que presumiblemente se ajusta al eje del dinamo, asegurando un montaje centrado y una conexión segura. Las dimensiones del disco son de 80 mm de radio y un grosor de 26mm.

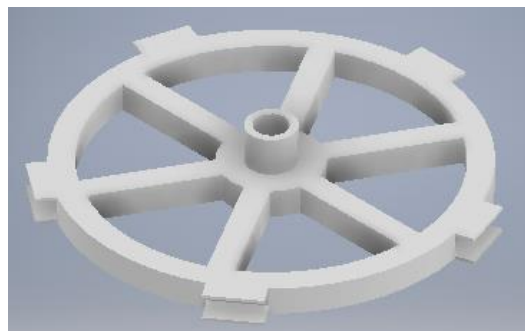


Figura 38. Disco de acople de las aspas.

3.4. Montaje del aerogenerador.

En esta sección se procede a detallar el proceso de impresión 3D de las aspas que han sido diseñadas siguiendo el perfil aerodinámico NACA 0012, un perfil simétrico conocido por su uso en aplicaciones de baja velocidad y alta sustentación. La elección de este perfil es ideal para aerogeneradores de pequeña escala que operan a velocidades de viento moderadas, ofreciendo un rendimiento consistente y una buena relación entre sustentación y resistencia.

En la Figura 39 se muestra la cada aspa, que ha sido fabricada utilizando tecnología de impresión 3D, presenta una superficie lisa con contornos precisos que se adhieren a las especificaciones del perfil NACA 0012. La impresión 3D es una técnica de fabricación aditiva que permite crear objetos capa por capa, lo que es particularmente útil para producir formas complejas como las aspas de aerogeneradores, que deben ser aerodinámicamente eficientes.



Figura 39. Impresión 3D de las aspas tipo NACA 0012.

En la Figura 40 se puede observar la siguiente etapa del montaje, que consiste en organizar las cinco aspas impresas en 3D, las cuales son fundamentales para la composición del rotor del aerogenerador. Estas aspas, meticulosamente fabricadas basándose en el perfil aerodinámico NACA 0012, han sido diseñadas para optimizar la eficiencia en la captura de la energía eólica.

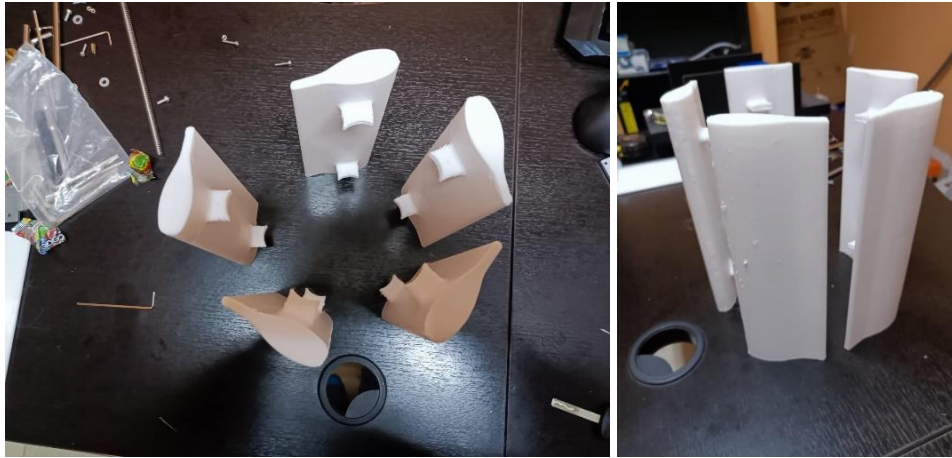


Figura 40. Impresión de las 5 aspas del rotor.

La Figura 41 presenta el ensamble completado de las aspas con el disco de giro, un paso crucial en la construcción del aerogenerador. El montaje muestra las aspas distribuidas equitativamente alrededor del disco, un diseño que favorece un balance óptimo y la eficiencia aerodinámica necesaria para la captación efectiva de la energía eólica. La alineación precisa de las aspas con respecto al disco central es fundamental para garantizar una rotación suave y consistente, minimizando la resistencia al aire y maximizando la transferencia de energía al dinamo.

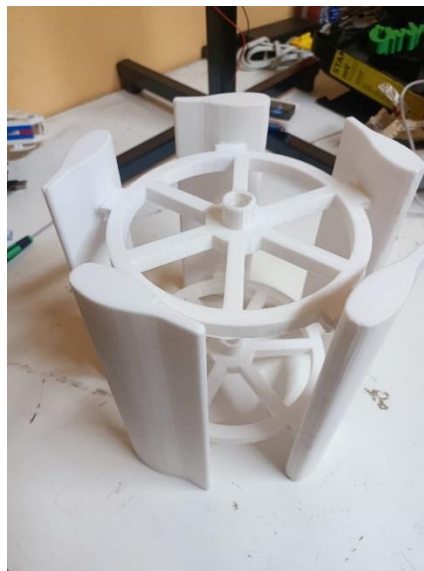


Figura 41. Montaje de las aspas y el disco de giro.

El montaje vertical del aerogenerador se sostiene firmemente sobre una base de soporte robusta de tubo cuadrado de 1 pulgada en 1.2mm de espesor en acero negro NTE INEN 2415, calidad SAE J 403 1008. Este diseño sirve para proporcionar estabilidad y resistencia contra las fuerzas laterales que el viento podría ejercer. El eje del dinamo se extiende hacia arriba, conectando el

rotor con el mecanismo de generación de energía. En la parte superior de la estructura, el rotor, formado por dos discos de giro y cinco aspas aerodinámicas basadas en el perfil NACA 0012, se sitúa estratégicamente para captar la energía del viento, como se puede observar en la Figura 42.



Figura 42. Montaje final del aerogenerador.

Las aspas, meticulosamente distribuidas alrededor del eje, están diseñadas para maximizar la captación de viento y convertir la energía cinética en energía mecánica rotacional. Los discos de giro, ubicados en ambos extremos del conjunto de aspas, sirven no solo para mantener el equilibrio y la alineación del rotor sino también para transferir de manera eficiente la fuerza del viento hacia el dinamo.

3.5. Diseño electrónico

Este circuito electrónico se centra en la generación y gestión de energía para alimentar cargas de hasta 20W, utilizando componentes específicos para cada etapa del proceso. La fuente de energía inicial es un dinamo, modelo LW3420D120, que se caracteriza por convertir energía mecánica en eléctrica. Este dinamo es esencial para sistemas que buscan aprovechar movimientos o rotaciones para generar electricidad, siendo común su uso en aplicaciones de

movilidad o sistemas autónomos donde no hay acceso directo a la red eléctrica, como se muestra en la Figura 43.

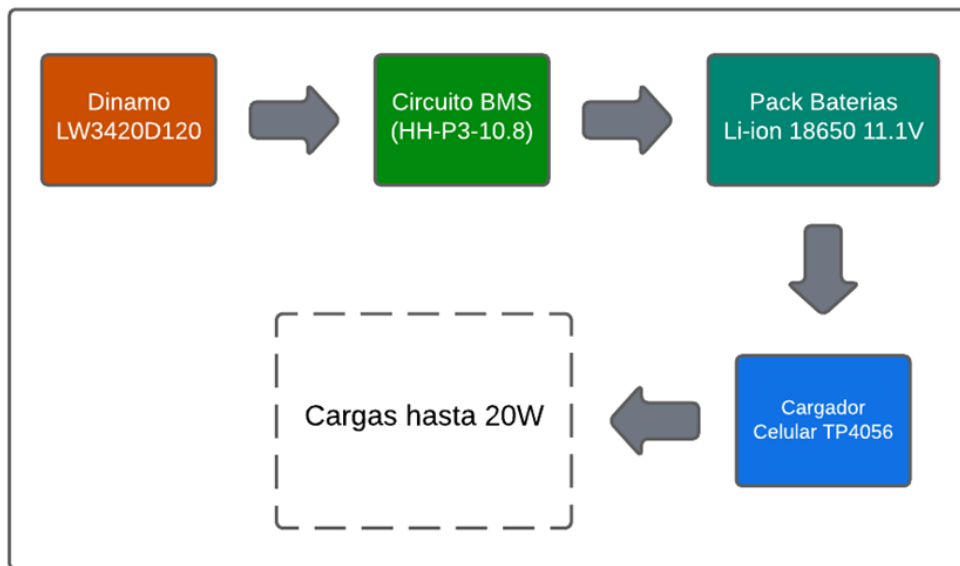


Figura 43. Diagrama electrónico del aerogenerador.

La Figura 44 se representa de manera esquemática la conexión del sistema de regulación de carga, balanceo de baterías y entrega de carga del generador eólico.

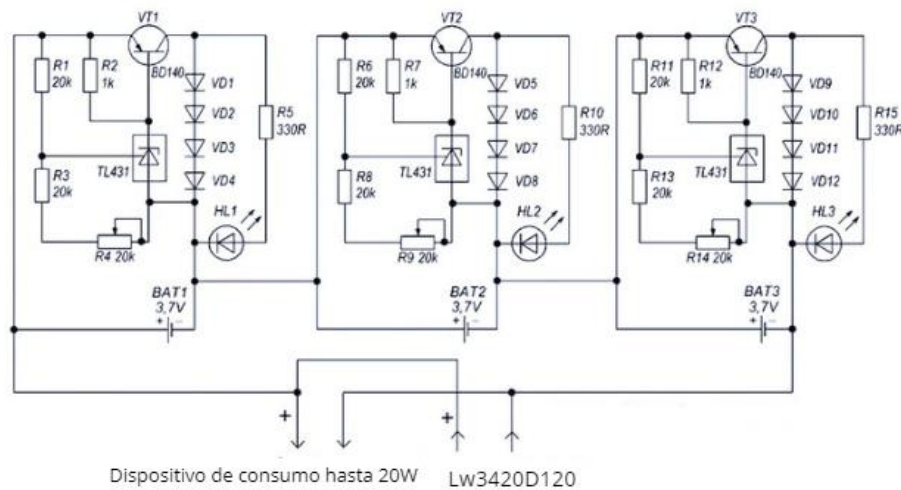


Figura 44. Diagrama electrónico VMS

La energía generada por el dinamo se dirige hacia un circuito BMS (Battery Management System), específicamente el modelo HH-P3-10.8. El propósito del BMS es supervisar y gestionar el pack de baterías de litio conectado a él, asegurando que las baterías se carguen y

descarguen de manera segura y eficiente. Este circuito BMS es crucial para mantener la integridad de las baterías, evitando sobrecargas, descargas profundas, y otros escenarios que podrían dañar las baterías o comprometer su rendimiento. La referencia a un BMS diseñado para 10.8V sugiere que está optimizado para trabajar con paquetes de baterías que nominalmente ofrecen esa tensión, lo cual se alinea con el uso de tres baterías de litio 18650 en serie, cada una con un voltaje nominal de 3.7V, sumando un total de 11.1V.

Este pack de baterías de litio proporciona una fuente de energía recargable y portátil, ideal para aplicaciones que requieren movilidad o autonomía energética. Las baterías de litio 18650 son conocidas por su densidad de energía relativamente alta y su durabilidad, haciéndolas una opción popular para todo, desde dispositivos electrónicos hasta vehículos eléctricos.

La energía almacenada en el pack de baterías se utiliza para alimentar un cargador de baterías TP4056, un componente dedicado a la carga de baterías de litio con protección integrada contra sobre corriente y cortocircuitos. Aunque el TP4056 es más comúnmente asociado con la carga de una sola célula de batería de litio, en este contexto, parece servir como un módulo de gestión para la salida de energía, posiblemente proporcionando una carga controlada o regulada a dispositivos externos, en este caso, las cargas de hasta 20W.

Finalmente, el circuito alimenta cargas que pueden sumar hasta 20W, lo que podría incluir una variedad de dispositivos electrónicos pequeños o luces LED. La capacidad de alimentar estas cargas directamente desde un sistema de generación y almacenamiento de energía renovable y portátil ofrece una solución autónoma para la energía en lugares remotos, aplicaciones móviles, o en situaciones donde la eficiencia y la portabilidad son críticas.

3.5.1. Dinamo FineWell LW3420D120

La selección del dinamo FineWell LW3420D120 para este proyecto específico se fundamenta en varias consideraciones técnicas y prácticas clave que lo hacen idóneo para el contexto de uso deseado. Primero, la capacidad del dinamo para generar una salida de corriente continua (DC) a 120 voltios se alinea perfectamente con los requisitos energéticos del sistema en cuestión, que incluye la carga de baterías de litio y el suministro de energía a dispositivos electrónicos de bajo consumo. Esta compatibilidad asegura que el dinamo pueda integrarse sin problemas en el sistema, proporcionando una fuente de energía eficiente y confiable. En la Figura 45 se puede observar el dinamo utilizado para el aerogenerador.



Figura 45. Dinamo FineWell LW3420D120

La robustez y la fiabilidad son también factores determinantes en la elección de este dinamo. Los dinamos deben soportar condiciones de operación variables y, a menudo, exigentes, manteniendo al mismo tiempo un rendimiento óptimo. La construcción y el diseño del LW3420D120 indican que es capaz de cumplir con estas exigencias, asegurando una fuente de energía duradera para el sistema. Esto es esencial para aplicaciones críticas donde la continuidad de la alimentación eléctrica es fundamental.

3.5.2 Potencia generada

Características del dinamo FineWell LW3420D120

- Voltaje nominal (V): 12 V
- Corriente nominal (I): 20 A
- Eficiencia del dinamo (η): 80% (valor típico para dínamos)

3.5.2. Potencia mecánica

La potencia mecánica (P) es la fuerza aplicada a la dinamo multiplicada por la velocidad de giro. La fuerza aplicada es el producto de la masa del dinamo (m) y la aceleración de la gravedad (g). La velocidad de giro (v) se puede obtener de la siguiente manera:

$$V = \omega * r \quad (28)$$

Donde:

- ω = Velocidad angular en radianes por segundo (rad/s)
- r = Radio de la polea del dinamo (m)

3.5.3. Calcular la potencia eléctrica

La potencia eléctrica (P) es el producto del voltaje nominal (V), la corriente nominal (I) y la eficiencia del dinamo (η):

$$P = V * I * \eta \quad (29)$$

$$P = 12 \text{ V} * 20 \text{ A} * 0.8 = 192 \text{ W}$$

Donde:

P: Potencia eléctrica

V: Voltaje nominal

I: Corriente nominal

η : Eficiencia del dinamo

3.5.5 Pack de baterías

La elección de la química de las baterías es un aspecto crucial en el desarrollo de sistemas electrónicos, especialmente en aquellos que requieren una fuente de energía eficiente, compacta y confiable. En este proyecto, se ha optado por utilizar baterías de ion de litio (Li-ion) sobre otras químicas disponibles en el mercado, como las de níquel-metal hidruro (NiMH) o níquel-cadmio (NiCd). La razón principal detrás de esta decisión radica en la capacidad superior de las baterías Li-ion para alcanzar voltajes más altos con un menor número de celdas. A diferencia de las baterías NiMH o NiCd, que operan a un voltaje nominal de 1.2V por celda, las baterías de litio funcionan en un rango de 3.6V-3.7V. Esto implica que, para lograr un voltaje de 11.1V, serían necesarias más de 9 celdas de NiMH o NiCd, mientras que solo se requieren 3 celdas de Li-ion para alcanzar el mismo voltaje.



Figura 46. Pack de 3 Baterías Li-ion 18650.

La reducción en el número de celdas necesarias no solo representa un ahorro en los costos y espacio, sino que también mejora la seguridad del dispositivo. Menos celdas significan una gestión más sencilla y segura por parte del sistema de gestión de baterías (BMS), crucial para prevenir problemas como el sobrecalentamiento, la sobrecarga o la descarga excesiva. Además, en este proyecto, la selección de baterías Li-ion en formato 18650 se alinea perfectamente con

los requisitos de diseño debido a su óptima relación potencia-tamaño y su forma cilíndrica, que se adapta de manera ideal al diseño tubular del dispositivo.

Cada batería de este proyecto tiene una capacidad de 8.1Wh, proporcionando una potencia total de 24.3Wh al sistema. Este suministro de energía es más que suficiente para satisfacer las demandas de consumo del dispositivo, que opera aproximadamente con 300mA en modo de lectura y 150mA en modo de espera. La integración de este paquete de baterías con el circuito BMS garantiza no solo un rendimiento óptimo, sino también la longevidad y la seguridad del sistema electrónico en su conjunto.

3.5.6. BMS HH-P3-10.8

En el núcleo del sistema de alimentación del proyecto se encuentra el módulo de Sistema de Gestión de Baterías (BMS), específicamente el modelo HH-P3-10.8, que juega un papel fundamental en la supervisión y protección de las baterías de ion de litio utilizadas. Este módulo BMS es esencial para mantener la integridad y seguridad del paquete de baterías, especialmente dada la naturaleza volátil y potencialmente inestable de las baterías de litio bajo ciertas condiciones. La capacidad del módulo para monitorear individualmente las celdas garantiza una gestión precisa de la energía, protegiendo contra situaciones adversas como cortocircuitos, sobrecargas de voltaje, o daños en las celdas, lo cual es crucial para la seguridad del usuario y la durabilidad del sistema.

El HH-P3-10.8 es un circuito BMS modular que se basa en la eficacia del chip S-8254A de SII Semiconductor Corporation. Este chip controla los MOSFETs de canal P, específicamente el modelo AO4407, para cortar el flujo de corriente hacia o desde el paquete de baterías cuando es necesario, previniendo así daños en el paquete de baterías 18650 o evitando riesgos de explosión. Esta capacidad de control es vital para la operación segura del sistema, asegurando que las baterías operen dentro de sus límites de seguridad en todo momento. En la Figura 477 se puede observar el módulo BMS utilizado.

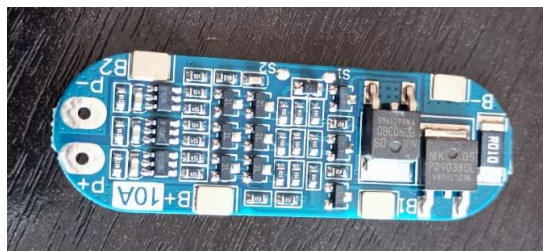


Figura 47. BMS HH-P3-10.8

El módulo HH-P3-10.8 tiene la capacidad de manejar entre 3 y 4 baterías de litio en configuraciones en serie, lo que se adapta perfectamente al pack de 3 baterías 18650 implementado en este proyecto. Provee además la salida total de la serie de baterías a través de las terminales P+ y P-, facilitando la integración con el resto del sistema. Con unas dimensiones compactas de 48mm x 15mm x 1.0mm, el módulo se incorpora de manera eficiente en el diseño del dispositivo, sin comprometer el espacio ni la estética general.

3.5.7. Modulo TP4056

En el desarrollo de este proyecto, se ha implementado el módulo TP4056 como un componente esencial en la gestión de carga para el sistema de baterías de ion de litio. El TP4056 es un circuito integrado diseñado específicamente para la carga de baterías de litio mediante un proceso controlado. Al conectar el TP4056 directamente a las baterías y, posteriormente, a cargas de hasta 20W, como un cargador de celular, se logra un sistema de gestión de energía cohesivo que no solo provee la energía necesaria para las cargas conectadas, sino que también asegura que las baterías se mantengan dentro de sus parámetros operativos seguros. En la Figura 488 se puede observar el módulo TP4056.

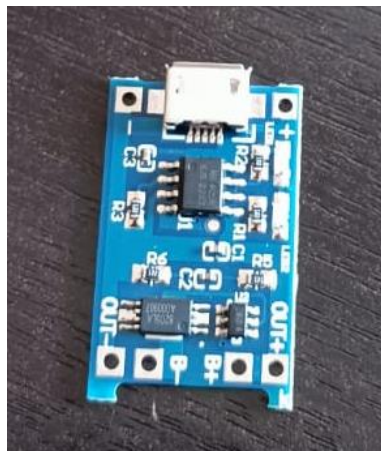


Figura 48. Modulo TP4056

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el capítulo de análisis de resultados de este proyecto, se presenta un estudio exhaustivo y detallado de la conversión de energía eólica en energía eléctrica mediante el uso de un aerogenerador, cuyo componente central es un dinamo FineWell LW3420D120. Este análisis comienza con la medición inicial de las velocidades del viento, un factor crítico que determina el rendimiento general del sistema. Estas mediciones permiten entender cómo las variaciones en la velocidad del viento afectan las revoluciones por minuto (RPM) del dinamo y, por consiguiente, el voltaje generado.

Se prosigue con la correlación entre las RPM del dinamo y el voltaje producido, estableciendo una relación directa que es fundamental para la optimización del diseño del aerogenerador. Esta etapa es crucial para evaluar la eficiencia de conversión del dinamo bajo diferentes condiciones de viento.

A continuación, se detalla la implementación completa del aerogenerador, incluyendo la integración del sistema de gestión de baterías (BMS) y el módulo de carga TP4056, esencial para el almacenamiento seguro y eficiente de la energía generada en baterías de ion de litio. Se discute la capacidad del sistema para generar potencia y su eficacia en el manejo de esta energía para satisfacer las necesidades de cargas eléctricas específicas, como dispositivos de hasta 20W.

4.5. Carga y descarga del banco de baterías

Comprender cómo estas turbinas pueden contribuir de manera eficiente en aplicaciones de carga y descarga con una potencia máxima de 20 W. Su enfoque refleja un interés profundo en la aplicación práctica de la tecnología eólica para abordar desafíos energéticos actuales.

Para comprobar la carga de la batería, se realiza la prueba en el sector de Salcedo- Quito con una velocidad de viento promedio de 10 m/s

4.5.1 Carga

Durante las pruebas de carga, el objetivo fue determinar la eficiencia del prototipo de turbina eólica en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica almacenada en el banco de baterías. Las condiciones de prueba fueron establecidas para simular escenarios reales de operación, considerando fluctuaciones en la intensidad del viento y evaluando el comportamiento del sistema de carga bajo estas variaciones.

Para el registro de datos, se utilizó un sistema de monitoreo que permitió la recolección continua de información sobre la tasa de carga, la tensión generada por el dinamo, y la corriente que fluye hacia el banco de baterías. La tabla 4 correspondiente ilustra el tiempo requerido para alcanzar una carga completa bajo las condiciones de viento mencionadas, ofreciendo una visión clara de la capacidad del prototipo para aprovechar la energía eólica.

Tabla 4: Carga vs Tiempo.

Tiempo (min)	Carga (mAh)
0	0
1	46
2	184
3	462
4	802
5	1.174
6	1.538
7	1.862
8	2.138
9	2.362
10	2.538
11	2.674
12	2.778
13	2.854
14	2.914
15	2.962
16	3.000
17	3.030
18	3.054
19	3.074
20	3.090

Considerando:

- Potencia del generador: 20W
- Voltaje de la batería: 1.2V
- Capacidad de la batería: 1.2Ah
- Duración de la carga: 100 minutos

$$Carga_{mAh} = \frac{A}{(1+\exp(-k*(Tiempo-T_0)))} \quad (30)$$

Donde:

A: Amplitud.

K: Pendiente.

T0: Punto medio de la curva.

En la figura 49 se presenta la gráfica de Tiempo vs corriente de carga. Ambos están relacionados con la cantidad de carga eléctrica que fluye a través de un circuito.



Figura 49. Carga batería lipo 1.2 V

4.5.2. Descarga

Las pruebas de descarga se enfocaron en evaluar la capacidad del banco de baterías para suministrar energía de manera sostenida a una carga de 20W. Se simuló el consumo de dispositivos de baja potencia, registrando el tiempo de descarga hasta el agotamiento

total de la batería. Estas pruebas son cruciales para comprender la viabilidad del sistema en aplicaciones prácticas donde la demanda energética es continua y debe ser cubierta de manera eficiente por la energía almacenada.

A través de un análisis detallado de los resultados, se pudo determinar la eficiencia global del sistema de almacenamiento de energía. La tabla muestra los datos recopilados durante las pruebas de descarga, incluyendo la duración de la batería bajo carga constante y las variaciones en el voltaje a medida que se agota la energía almacenada.

Tabla 5: Descarga vs Tiempo

Tiempo (min)	Descarga (mAh)
0	1200
1	1195,4
2	1181,6
3	1158,8
4	1127,8
5	1088,2
6	1040,2
7	983,8
8	919,8
9	848,2
10	770,2
11	685,8
12	595,8
13	500,2
14	400,2
15	300,2
16	200,2
17	100,2
18	50,2
19	25,2
20	12,6

Considerando:

- Potencia del generador: 20W
- Voltaje de la batería: 1.2V
- Capacidad de la batería: 1.2Ah
- Duración de la descarga: 30 minutos

$$Carga_{mAh} = \frac{A}{(1+\exp(-k*(Tiempo-T_0)))} \quad (31)$$

Donde:

A: Amplitud

K: Pendiente

T0: Punto medio de la curva

Existe una relación inversa entre el tiempo de descarga y la corriente de descarga. Esto significa que, a mayor corriente de descarga, menor tiempo de descarga como observamos en la siguiente figura 50.

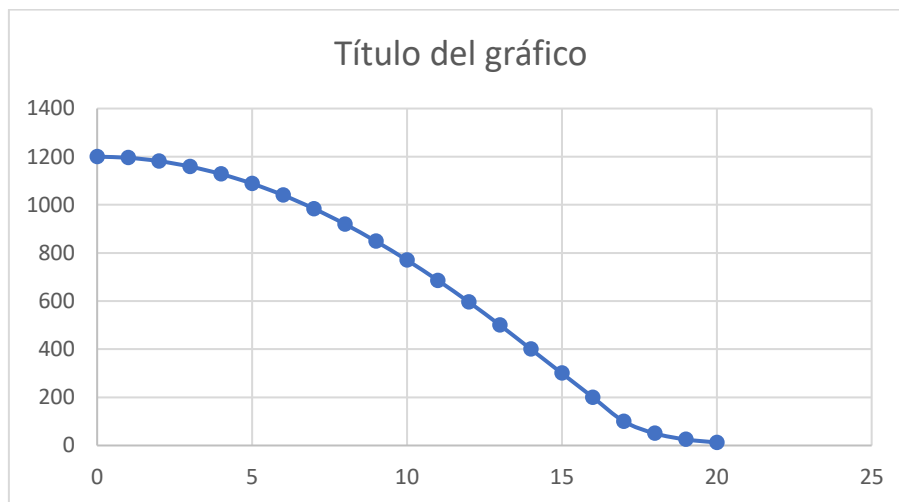


Figura 50. Descarga batería lipo 1.2V.

4.6. Medición del viento con anemómetro

El perfil del viento no solo es determinante para prever la potencia generable, sino también para diseñar la estructura y dimensionar el dinamo necesario para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. En este caso particular, el perfil de viento indicaría que se cuenta con una velocidad moderada, lo cual puede influir en la selección del tamaño y la capacidad del

dinamo FineWell LW3420D120, así como en la configuración del resto del sistema electrónico, incluyendo el circuito BMS y el pack de baterías de litio 18650, culminando en la implementación de un cargador de dispositivos que admita cargas de hasta 20W.

4.6.2. Ubicación geográfica

En la Figura 51 se muestra la ubicación geográfica cerca de la ciudad de Quito, con coordenadas de latitud -0.1607 y longitud -78.4012, y ofrece información actualizada sobre la velocidad y dirección del viento en ese lugar. En el marco del trabajo de titulación, esta información es utilizada para establecer el perfil del viento en el área de interés. Según los datos visibles en la imagen, el viento sopla desde una dirección de 324°, lo que corresponde a un viento proveniente del noroeste (NO), a una velocidad de 9 km/h. Este tipo de datos es crucial para calcular la energía potencial que se puede generar y para determinar la ubicación óptima y la orientación de un aerogenerador.

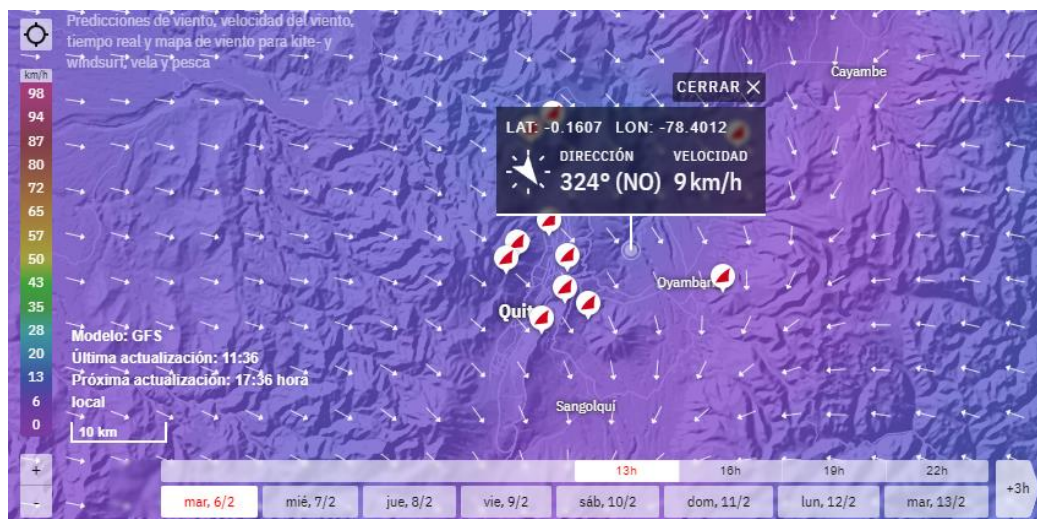


Figura 51. Estación meteorológica WindFinder

4.6.3. Historial de la velocidad del viento

La Figura 52 muestra un gráfico de dispersión y líneas que representa la velocidad y dirección del viento a lo largo de un año, con los meses etiquetados en la parte superior, desde enero (Ene) a diciembre (Dic) del año 2023 en la ciudad de Quito, en la zona antes mencionada. En el gráfico, la velocidad del viento está representada en kilómetros por hora (km/h) en el eje vertical izquierdo, y la dirección del viento está indicada en grados en el eje vertical derecho.

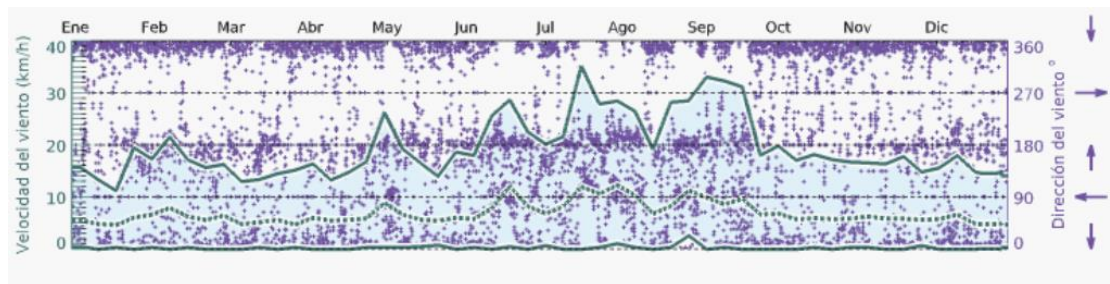


Figura 52. Velocidad del viento en 2023.

Los puntos púrpuras dispersos a lo largo del gráfico representan mediciones individuales de la velocidad del viento. Las líneas continuas y punteadas que atraviesan los puntos indican tendencias promedio y rangos de velocidad del viento. La línea sólida central podría ser el promedio mensual, mientras que las líneas punteadas que la flanquean podrían representar percentiles o desviaciones estándar, aunque sin una leyenda específica o una escala, esta es solo una interpretación general. La flecha en la parte derecha sugiere que la dirección del viento se lee en el eje correspondiente, con grados que indican la dirección de donde sopla el viento, siguiendo la notación estándar de la brújula donde 0 o 360 grados es el norte, 90 grados el este, 180 grados el sur y 270 grados el oeste.

4.6.4. Mediciones de la velocidad del viento

Las mediciones prácticas de la velocidad del viento se realizaron obteniendo un rango de 2 km/h a 10 km/h, como se muestra en la Figura 53. Para llevar a cabo las mediciones, se utilizó un anemómetro modelo GM816, este dispositivo es capaz de medir la velocidad del viento en distintas unidades, como se muestra en las imágenes, donde el anemómetro registra la velocidad del viento en metros por segundo y la temperatura en grados Celsius. En la primera imagen, el anemómetro muestra una velocidad del viento de 2.7 m/s (9.72 km/h) y una temperatura de 19.9 °C, mientras que, en la segunda imagen, la velocidad del viento es de 2.0 m/s (7.2km/h) con una temperatura de 20.0 °C.



Figura 53. Anemómetro GM816.

En la Figura 54 se puede observar la variación de la velocidad del viento en km/h en un total de 22 muestras tomadas en diferentes horarios del día. Esta información sirve para realizar la simulación del aerogenerador en un estudio de fluidos.

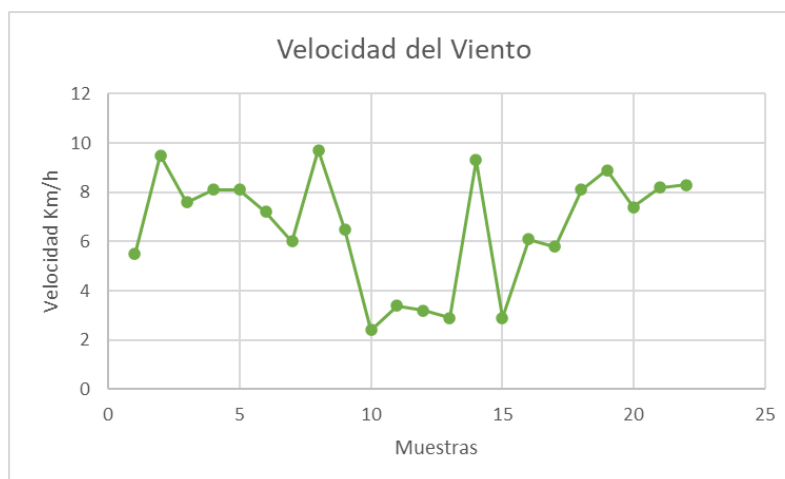


Figura 54. Mediciones de la velocidad del viento.

4.7. Voltaje generado vs RPM

Para llevar a cabo una evaluación exhaustiva del dinamo FineWell LW3420D120, se procederá a realizar una serie de pruebas enfocadas en determinar la relación entre la velocidad de rotación (RPM) y el voltaje generado. Estas pruebas son fundamentales para comprender el comportamiento y la eficiencia del dinamo bajo diferentes condiciones de operación.

El protocolo de pruebas implicará incrementar gradualmente las RPM del dinamo y medir el voltaje de salida en cada punto. Se registrarán los datos obtenidos en un rango que va desde el mínimo hasta el máximo voltaje de salida que el dinamo puede generar, que para este modelo particular es de 2Vdc a 8Vdc. Esta información permitirá trazar una curva característica del dinamo que relaciona directamente las RPM con el voltaje producido, estos datos se pueden observar en la Figura 55.

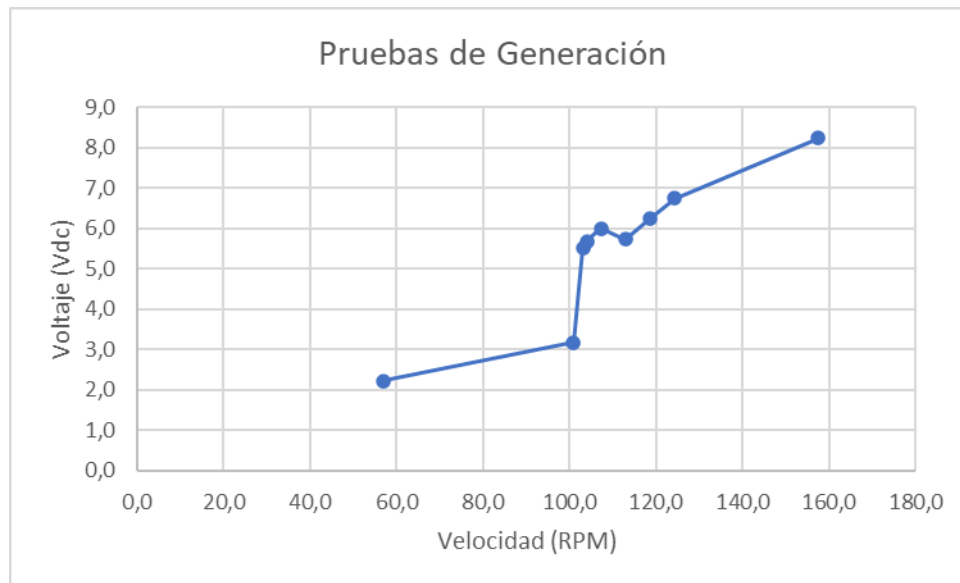


Figura 55. Relación RPM vs Voltaje

4.8. Casos de estudio

El caso de estudio inicia con la fase de encendido de la parte electrónica del proyecto, donde se conecta el sistema a un pack de baterías de litio con el resto de los circuitos electrónicos para cargas de hasta 20W. En la Figura 56 se puede apreciar un dispositivo de medición USB en operación, indicando la salida de voltaje y corriente en tiempo real. El dispositivo muestra una salida de 11.9V y 0.01A, lo que sugiere que el sistema electrónico está inicialmente en un estado de baja carga o en un modo de consumo energético reducido.

Este estado inicial es importante para verificar la funcionalidad de la electrónica sin imponer una carga significativa de inmediato. La capacidad del sistema para alimentar su propia electrónica es un indicador positivo de la integridad del pack de baterías de litio y del correcto funcionamiento de los circuitos de gestión de energía. Además, este estado de baja carga permite una oportunidad para inspeccionar visual y funcionalmente los componentes

electrónicos para detectar posibles anomalías o fallos antes de proceder a etapas de mayor demanda energética.



Figura 56. Medición del voltaje de generación.

4.8.2. Carga auditiva YM-6503 de 10W

La Figura 57 muestra la etiqueta de especificaciones de un dispositivo electrónico de la marca hometech, modelo YM-6503. Según la información suministrada, este aparato es un altavoz que ofrece una salida de potencia de 10W y cuenta con un rango de tamaño para el parlante de 3x21 cm. El dispositivo tiene funcionalidad múltiple, como se menciona en la etiqueta: posee una radio FM, es capaz de reproducir MP3 y cuenta con tecnología TWS (True Wireless Stereo).



Figura 57. Carga auditiva de 10W.

Este dispositivo fue conectado al aerogenerador obteniendo un voltaje de acople con la carga de 4.63 voltios, esto permitió mantener la carga del equipo auditivo y con un correcto funcionamiento, como se muestra en la Figura 58.



Figura 58. Conexión de la carga auditiva de 10W.

4.8.3. Carga de batería de 10W

La Figura 59 proporcionada muestra la etiqueta de un dispositivo robótico, identificado como "Jimu Robot" fabricado por UBTECH ROBOTICS CORP LTD. El modelo específico es JR1601, y según la etiqueta, el producto requiere una entrada de energía de 5V DC con un consumo de corriente de hasta 2A, es decir una potencia máxima de 10W.



Figura 59. Carga de batería de 10W.

El dispositivo requiere una fuente de alimentación de bajo voltaje, pero con una corriente relativamente alta, representa una carga interesante para el sistema de generación de energía del aerogenerador. Este tipo de carga es especialmente relevante para el análisis de resultados en el

caso de estudio, ya que pone a prueba la capacidad del aerogenerador y el sistema de baterías para manejar dispositivos que requieren un suministro de energía más sustancial en términos de corriente. En la Figura 60 se puede observar la conexión de la carga del robot con una potencia máxima de 10W y un voltaje de acoplamiento de 6.88Vdc.

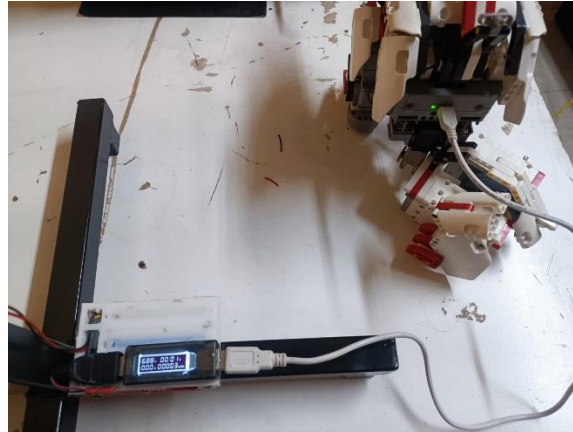


Figura 60. Conexión de la carga de batería de 10W.

4.8.4. Carga Arduino Nano

En la imagen proporcionada, se observa un Arduino Nano que está siendo alimentado y monitorizado por un dispositivo de medición de energía USB. El dispositivo de medición muestra una salida de 4.48V y una corriente de 0.01A, indicando que el Arduino está operando con un bajo consumo de energía, típico de un Arduino Nano en un estado de baja carga, como podría ser en modo de espera o ejecutando un programa simple sin carga adicional de sensores o actuadores

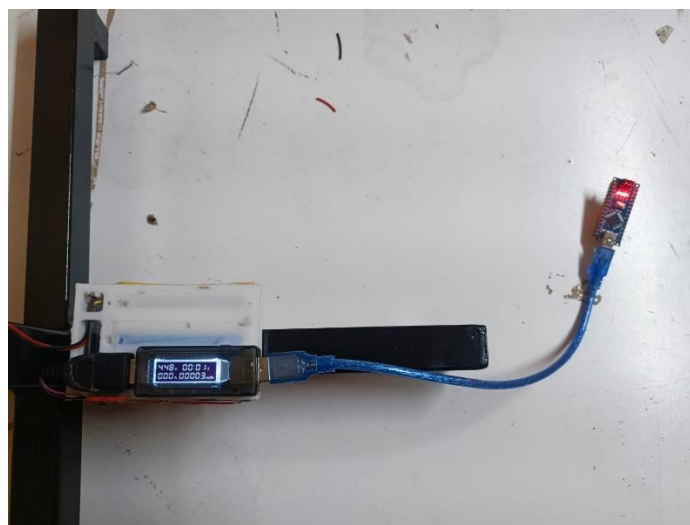


Figura 61. Conexión de un Arduino nano.

4.9. Análisis económico

Para realizar este análisis económico, se utilizarán métodos cuantitativos y cualitativos. Los métodos cuantitativos incluirán el cálculo del tiempo de retorno de la inversión (ROI), el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y el costo total de propiedad (TCO). Los métodos cualitativos pueden incluir la evaluación de riesgos, los beneficios en términos de sostenibilidad y el impacto social del proyecto. Para iniciar se necesita la inversión del proyecto, los mismos valores que se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Presupuesto de inversión de los materiales.

MATERIALES				
Item	Materiales	Cant	V. Unidad	V. Total
1	Dinamo LW3420D120	1	\$35	\$35
2	BMS HH-P3-10.8	1	\$12	\$12
3	Pilas Litio 3.7Vdc 18650	3	\$5.5	\$17.5
4	Conectores	1	\$5	\$5
5	Display de voltaje y corriente	1	\$11	\$11
6	Eje metálico Inoxidable	1	\$20	\$20
			TOTAL	\$100.5

Los siguientes servicios de inversión fueron necesarios para la manufactura del apartado mecánico de la turbina.

Tabla 7: Presupuesto de inversión de los servicios.

SERVICIOS			
Materiales	Cant	V. Unidad	V. Total
Construcción de circuitos	1	\$25	\$25
Impresión 3D	1	\$60	\$60
Estructura Metálica	1	\$30	\$30
TOTAL			\$115

Inversión necesaria para el espacio adecuado en el cual se efectuó la manufactura del generador

Tabla 8: Presupuesto de inversión de la oficina.

OFICINA		
Cant	V. Unidad	V. Total
1	\$80	\$80
TOTAL		\$80

En la siguiente tabla se toma en cuenta el capital de trabajo, transporte, mano de obra.

Tabla 9: Presupuesto de inversión del capital de trabajo.

CAPITAL DE TRABAJO		
Cant	V. Unidad	V. Total
1	\$150	\$150
TOTAL		\$150

Finalmente contamos con la sumatoria de todas las inversiones necesarias para la fabricación del prototipo

Tabla 10: Presupuesto de inversión del trabajo de titulación

PRESUPUESTO	
Activos Fijos	\$445.5
Capital de trabajo	\$150
Subtotal	\$595.5
Imprevistos 10%	\$59.55
TOTAL	\$655.05

4.10. Análisis Costo Beneficio

El presente proyecto se desarrolló con materiales de fácil adquisición lo cual hace que tenga un impacto económico favorable para su adquisición y su implementación en lugares donde exista una velocidad del viento de 5km/h a 10 km/h. En esta sección se realizará un análisis del funcionamiento del aerogenerador para conectar una carga de 20W.

Tabla 11. Consumo energético de la carga de 20W.

Maquina	Voltaje	Potencia	Frecuencia	Corriente
Carga	5 Vdc	20 W	60 Hz	4 Amp
Total	5 Vdc	20 W	60 Hz	4 Amp

Considerando la utilización que el dispositivo eléctrico se va a utilizar durante 24 horas se obtiene el consumo energético descrito en la Tabla 12.

Tabla 12. Consumo energético por horas del sistema.

Maquina	Potencia W	Horas de trabajo (h)	KWh
Carga de 20W	20	1	0.02
	20	8	0.16
	20	240	4.8

Según pliego tarifario vigente se considera tarifa general de bajo voltaje sin demanda ya que el suministro en el punto de entrega es inferior a 600 voltios (V). Esto quiere decir que el usuario o la empresa que tenga encendida la carga de 20W tendrá que pagar lo siguiente:

- Un cargo por comercialización en USD/consumidor-mes, independiente del consumo de energía.
- Cargos incrementales por energía expresados en USD/kWh, en función de la energía consumida [25].

En la Tabla 13 se puede observar los cargos tarifarios únicos por parte de la empresa eléctrica del Ecuador.

Tabla 13. Cargos tarifarios únicos Ecuador.

Rango de consumo	Energía (usd/kwh)	Comercialización
1-300	0,082	1,414
Superior	0,093	1,414

A continuación, se procede a calcular los cargos tarifarios por KWh consumidos por la carga de 20W en el tiempo de 1 hora, 8 horas y 240 horas (1 mes) de funcionamiento continuo.

Tabla 14. Cargos tarifarios únicos Ecuador.

Maquina	\$/KWh	KWh	Dólares
Carga de 20W	0,093	0.02	\$ 0.001
	0,093	0.16	\$ 0.014
	0,093	4.8	\$ 0.4464

Una vez que se obtienen el costo del consumo eléctrico para una carga de 20W conectada en intervalos de tiempo de 1 hora, 8 horas y 30 días correspondientes a un mes de funcionamiento. En este punto se debe considerar pagos fijos que se debe realizar a la empresa eléctrica son el 1.41\$ para comercialización y 6.25\$ de alumbrado público. En la Tabla 15 se puede observar el pago de la planilla de luz mensual que pagaría al mantener conectada la carga de 20 W.

Tabla 15. Planilla de luz del sistema.

PLANILLA	USD 30 días	USD 8 horas	USD en 1 hora
Comercialización	\$ 0.4464	\$ 0.014	\$ $1 \cdot 10^{-3}$
Consumo energético	\$ 2.31	\$ 0.08	\$ 0.01
Alumbrado Publico	\$ 6,25	\$ 0.20833	\$ 0,02603
TOTAL, planilla	\$ 9.00	\$ 0.302	\$ 0.037

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente estudio se centra en la implementación de un prototipo de turbina eólica de eje vertical como un paso significativo hacia la sostenibilidad y la autosuficiencia energética. A lo largo del trabajo, se han abordado desafíos técnicos y teóricos, superando obstáculos de diseño y poniendo a prueba soluciones innovadoras.

Conclusiones

- Se realizó una revisión exhaustiva del estado del arte en turbinas de eje vertical, obteniendo parámetros críticos para el diseño del prototipo. La revisión bibliográfica facilitó la comprensión de las variables que afectan la eficiencia y el rendimiento de las turbinas eólicas.
- El uso de software especializado en el diseño de la turbina eólica resultó esencial para la optimización y la correcta implementación del prototipo. Se determinó que la mejor opción era aspas de 69 milímetros, un ancho de 20.3 milímetros, y una altura de 210 milímetros; armadas en un rotor de 5 aspas con un eje de acero inoxidable conectado a un dinamo LW3420D120 con un voltaje máximo de salida de 120Vdc.
- La medición del viento con anemómetro confirmó que la velocidad del viento en la ubicación seleccionada es adecuada para la operación del aerogenerador en un rango de 5 km/h a 10 km/h. Se estableció una correlación directa entre las RPM del dinamo y el voltaje producido, lo que indica que el aerogenerador se ajusta a cambios en la velocidad del viento y mantiene una salida de energía estable. Se utilizaron software especializados para realizar pruebas de fluidos en entornos controlados y optimizar el diseño original de aspas tipo NACA 0012.
- Los casos de estudio, que incluyeron la carga auditiva de 10W y la carga de batería de 10W, así como la conexión de un Arduino Nano, demostraron que el aerogenerador puede sostener de manera confiable dispositivos de baja potencia, cumpliendo con las expectativas de rendimiento energético. Las pruebas de campo confirmaron la funcionalidad del prototipo y su capacidad de generación de energía. Las mediciones con el anemómetro GM816 y las pruebas de voltaje frente a las RPM del dinamo corroboraron la viabilidad técnica del prototipo para operar eficientemente bajo condiciones de viento variables.

Recomendaciones

- Mantener un enfoque proactivo hacia las nuevas tecnologías en turbinas eólicas. La adopción de nuevos descubrimientos y mejoras en materiales o diseños aerodinámicos podría aumentar la eficiencia y el rendimiento del prototipo. La colaboración con universidades y centros de investigación puede proporcionar recursos adicionales y conocimientos especializados para validar y enriquecer el trabajo realizado.
- Intensificar el uso de CFD para investigar en profundidad los perfiles de flujo alrededor de las aspas y el rotor. Esto permitirá una comprensión más profunda de la interacción entre el viento y la turbina, y ayudará a identificar posibles mejoras en el diseño que no son evidentes mediante métodos de prueba convencionales.
- Investigar soluciones como baterías de ion de litio de mayor densidad energética o sistemas de almacenamiento híbridos para mejorar la fiabilidad y la disponibilidad de la energía generada. Esto es especialmente relevante para aplicaciones críticas donde la energía debe estar disponible en demanda y en condiciones de bajo viento. La implementación de un sistema de gestión de baterías más sofisticado puede aumentar la vida útil del almacenamiento y proporcionar un suministro de energía más sostenible y eficiente en costos a largo plazo.

Referencias

- [1] bbvaopenmind, «TECNOLOGÍA INNOVACIÓN,» 11 03 2021. [En línea]. Available: <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/historia-energia-eolica-origen-ii-guerra-mundial/>. [Último acceso: 10 11 2023].
- [2] CICA, «Centro Informático Científico de Andalucía,» Centrales eólicas, España, 2016.
- [3] A. Diez de Ulzurrun, «Diseño, control y validación experimental en túnel de viento de turbinas Darrieus impresas en 3D,» UPNA, Navarra, 2016.
- [4] windpower, «industria eólica,» danesa, 06 05 2003. [En línea]. Available: <http://www.windpower.org/es/tour/wres/wndsprac.htm> . [Último acceso: 5 11 2023].
- [5] I. Mendoza Uribe, «Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero,» Universidad Autónoma de Yucatán, 17 Septiembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.redalyc.org/journal/467/46759491003/html/>. [Último acceso: 16 Octubre 2023].
- [6] Vientes, «Velocidad del viento: definición, dirección, cómo calcularlo y más,» Mi Sistema Solar , 07 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://misistemasolar.com/velocidad-del-viento/>. [Último acceso: 16 Octubre 2023].
- [7] P. LYONNET, Los métodos de la calidad total, S.A. Madrid : Diaz de Santos, 1989.
- [8] S. León-Yáñez, Neill, D. A. 1999. Geography., Ecuador: Catalogue of the vascular plants of Ecuador., 2007.
- [9] Energía Solar 365, «Aerogeneradores de eje vertical,» Energía Solar 365, 18 Julio 2011. [En línea]. Available: <https://www.energiasolar365.com/articulos/aerogeneradores-de-eje-vertical>. [Último acceso: 16 Octubre 2023].

- [10] A. Hernández Rosales y O. R. Ortega Vega, «Análisis estadístico del viento como recurso energético,» Instituto Politécnico Nacional, ESIA Ticomán “Ciencias de la Tierra”, [En línea]. Available: <http://www.ommac.org/memoria2014/extensos/E2014092637.pdf>. [Último acceso: 12 Octubre 2023].
- [11] Scientia et Technica Año XIII, «CALCULO DEL FLUJO MÁSIICO Y CAUDAL DE AIRE PARA UN VENTILADOR UTILIZADO EN SILOS PARA SECADO PARA DEL CAFÉ,» Universidad Tecnológica de Pereira, Agosto 2007. [En línea]. Available: <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/f78e98c6-f134-4997-b743-5ce52f001b81/content>. [Último acceso: 12 Octubre 2023].
- [12] D. E. Moyano Camargo y C. E. Pinzón Casallas, «DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE TURBINA EÓLICA DE EJE VERTICAL PARA PRUEBAS DE LABORATORIO,» FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, 2018. [En línea]. Available: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6654/1/4131612-2018-1-IM.pdf>. [Último acceso: 12 Octubre 2023].
- [13] D. P. Ruiz Padillo, «La energía eólica,» Universidad de Granada, [En línea]. Available: https://digibug.ugr.es/bitstream/handle/10481/47651/FMA_Energia_Eolica.pdf?sequence=1. [Último acceso: 12 Octubre 2023].
- [14] I. Matos, «¿Cuál es la densidad del aire en condiciones normales?,» Yubrain, 07 Diciembre 2020. [En línea]. Available: https://www.yubrain.com/ciencia/la-densidad-del-aire-en-condiciones-normales/#google_vignette. [Último acceso: 12 Octubre 2023].
- [15] Energys your way, «La importancia de la aerodinámica en la eficiencia de las turbinas eólicas,» Energys your way, [En línea]. Available: <https://energy5.com/es/blog/disenyo-aerodinamica-de-turbinas-eolicas>. [Último acceso: 20 Octubre 2023].
- [16] greenpower, «enelgreenpower,» enelgreenpower, 11 07 2018. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica>. [Último acceso: 2023 11 6].

- [17] WinPoerPlus, «Distribuciones de Weibull y Rayleigh,» WinPoerPlus, 09 Julio 2022. [En línea]. Available: <https://windpowerplus.com/es/weibull-and-rayleigh-distributions/>. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [18] Repositorio Scielo, «Sistema de análisis de vibraciones aplicado a la detección de fallas en aerogeneradores,» Repositorio Scielo, [En línea]. Available: https://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S1405-77432019000300004&script=sci_abstract. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [19] J. P. Casadamón , «DISEÑO DE UN AEROGENERADOR DE EJE VERTICAL PORTÁTIL,» E.T.S. de Ingeniería Industrial, 19 Junio 2016. [En línea]. Available: <https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/22219/Memoria%20Jesus%20Pascual.pdf?sequence=1#:~:text=>. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [20] F. Lambda, «Turbina eólica de eje vertical: aprovechamiento eficiente de la energía renovable,» Lambda Geeks, 2023. [En línea]. Available: https://es.lambdageeks.com/vertical-axis-wind-turbine/#google_vignette. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [21] E. Moriano, «Análisis de coeficiente de potencia C_p , coeficiente TSR prototipo turbina Eólica Savonius TURBEOL M01,» Repositorio AUNAR, [En línea]. Available: <http://repositorio.aunar.edu.co:8080/xmlui/bitstream/handle/20.500.12276/529/Art.%20OIM%2078A.pdf?sequence=4>. [Último acceso: 15 Octubre 2023].
- [22] J. Guamán Molina, C. Vargas Guevara , K. Rodríguez Mora, M. García Carrillo y A. Ríos Villacorta, «ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DINÁMICOS DE UNA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDAD FIJA,» Revista de Ciencia y Tecnología, 2016. [En línea]. Available: <https://www.redalyc.org/journal/5055/505554799004/505554799004.pdf>. [Último acceso: 16 Octubre 2023].

- [23] N. R. Hau, «Metodología para el diseño aerodinámico de las aspas de una turbina eólica pequeña.» Research Gate, Enero 2015. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/293518655_Metodologia_para_el_diseno_aerodinamico_de_las_aspas_de_una_turbina_eolica_pequena. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [24] C. V. Vega Angulo, «Elaboración de un modelo basado en CFD para predecir el comportamiento de un Aerogenerador de Eje Vertical,» Universidad de Valladolid. Escuela de Ingenierías Industriales, 2012. [En línea]. Available: <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/13399>. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [25] F. Ramos, R. A. Muñoz, S. Méndez y R. E. Hernández, «Propuesta de Diseño para el Análisis de Diferentes Perfiles NACA Aplicado a Turbinas Eólicas Horizontales,» Research, Julio 2021. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/353345483_Propuesta_de_Diseño_para_el_Análisis_de_Diferentes_Perfiles_NACA_Aplicado_a_Turbinas_Eolicas_Horizontales. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [26] R. S. Bernardo Calle, «Estudio aerodinámico de un aerogenerador de eje vertical mediante el uso de técnicas CFD,» Archivo Digital UPM, Julio 2018. [En línea]. Available: <https://oa.upm.es/53294/>. [Último acceso: 10 Noviembre 2023].
- [27] G. Solari, Wind Science and Engineering, genoa italia: Springer, 2019.

ANEXOS

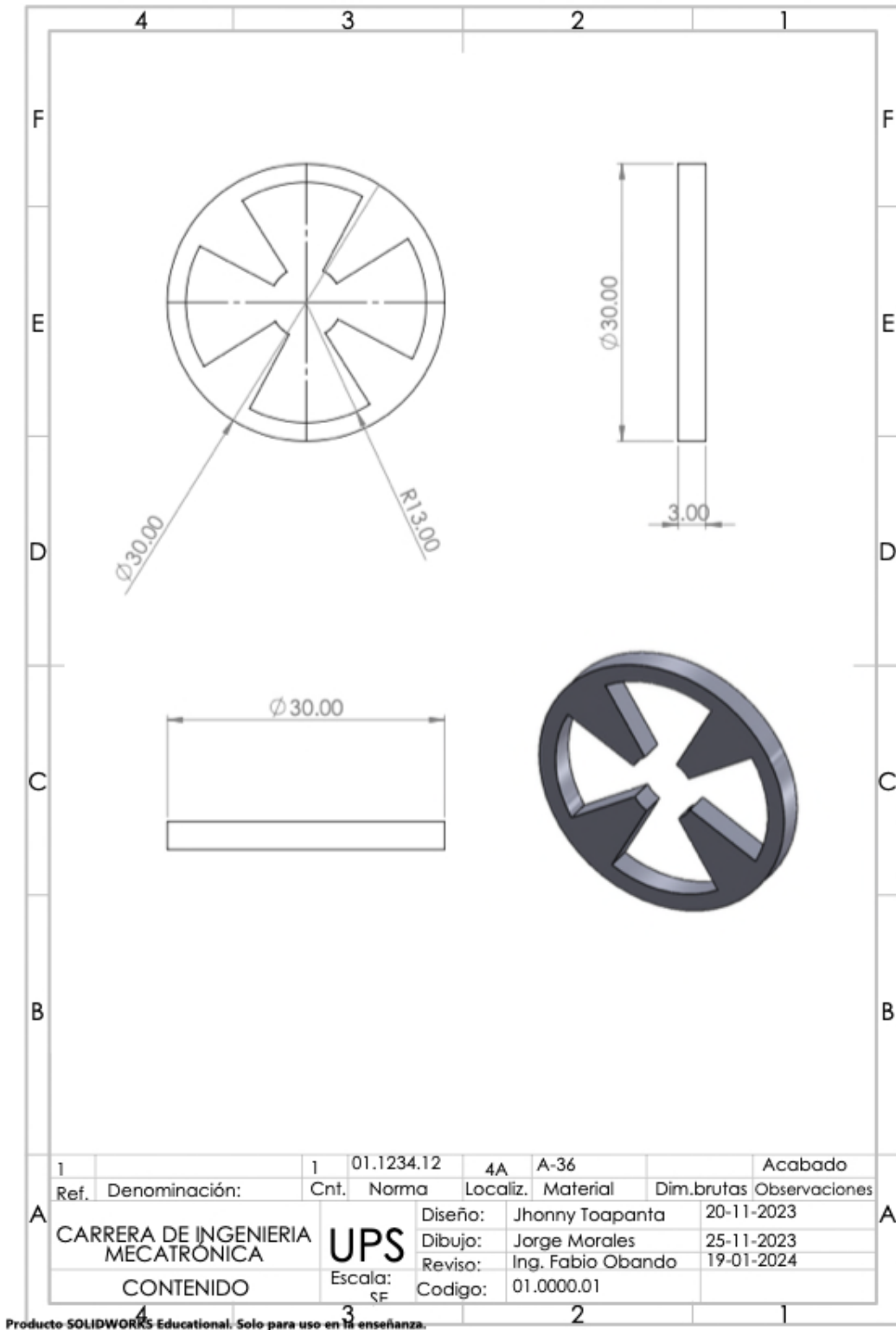


Figura 62. Planos del disco de giro.

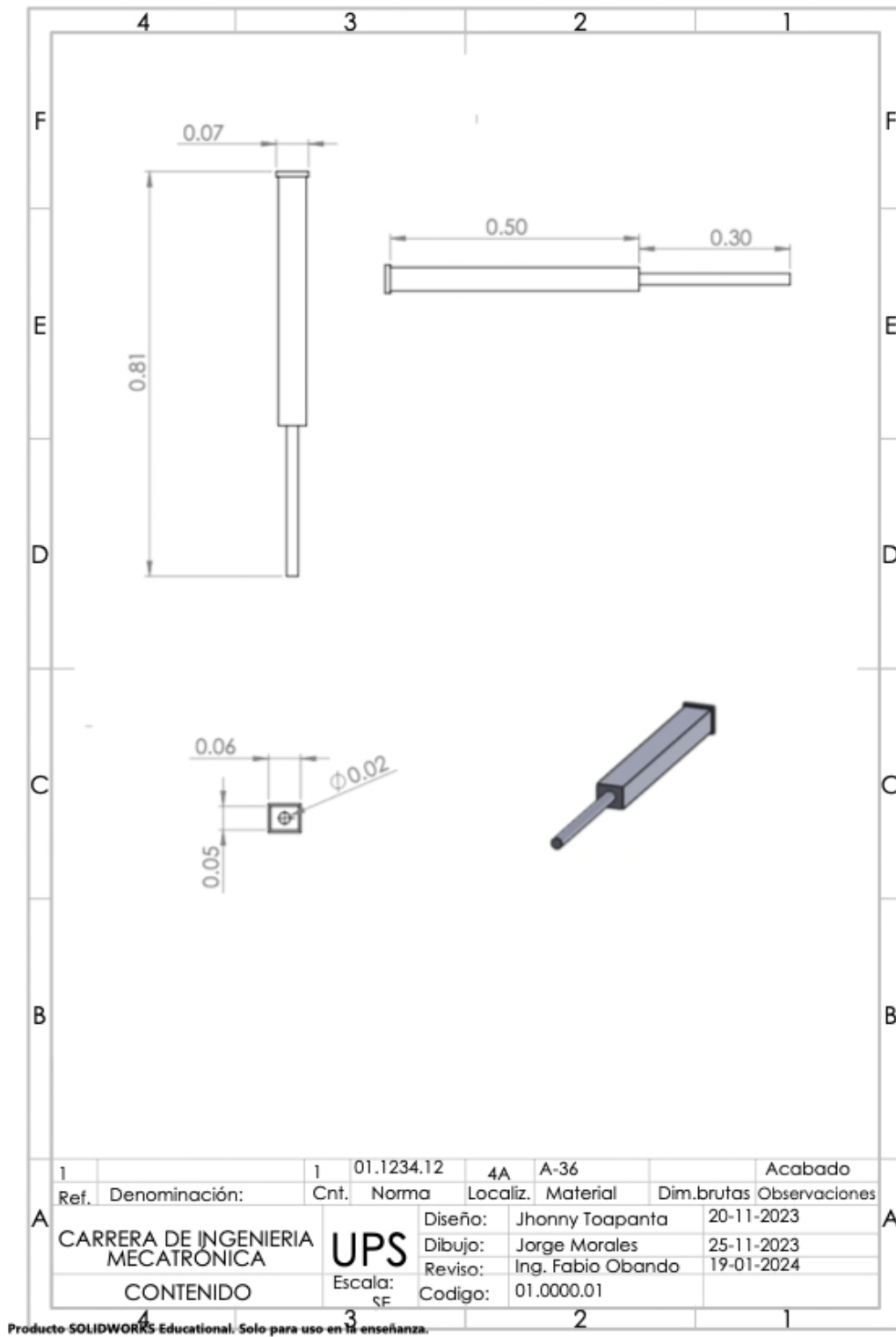


Figura 63. Planos del eje del aerogenerador.

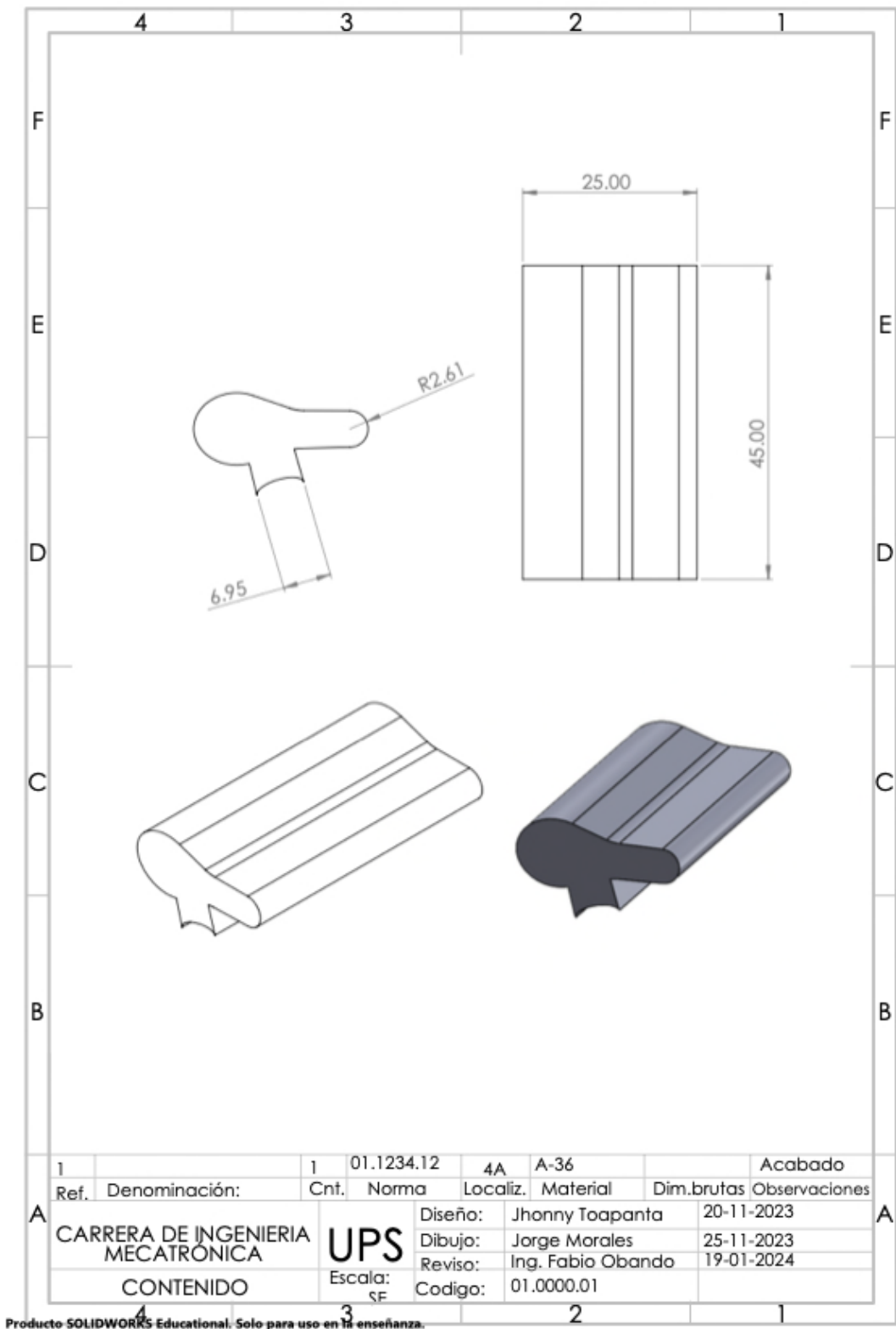


Figura 64. Diseño de las aspas.

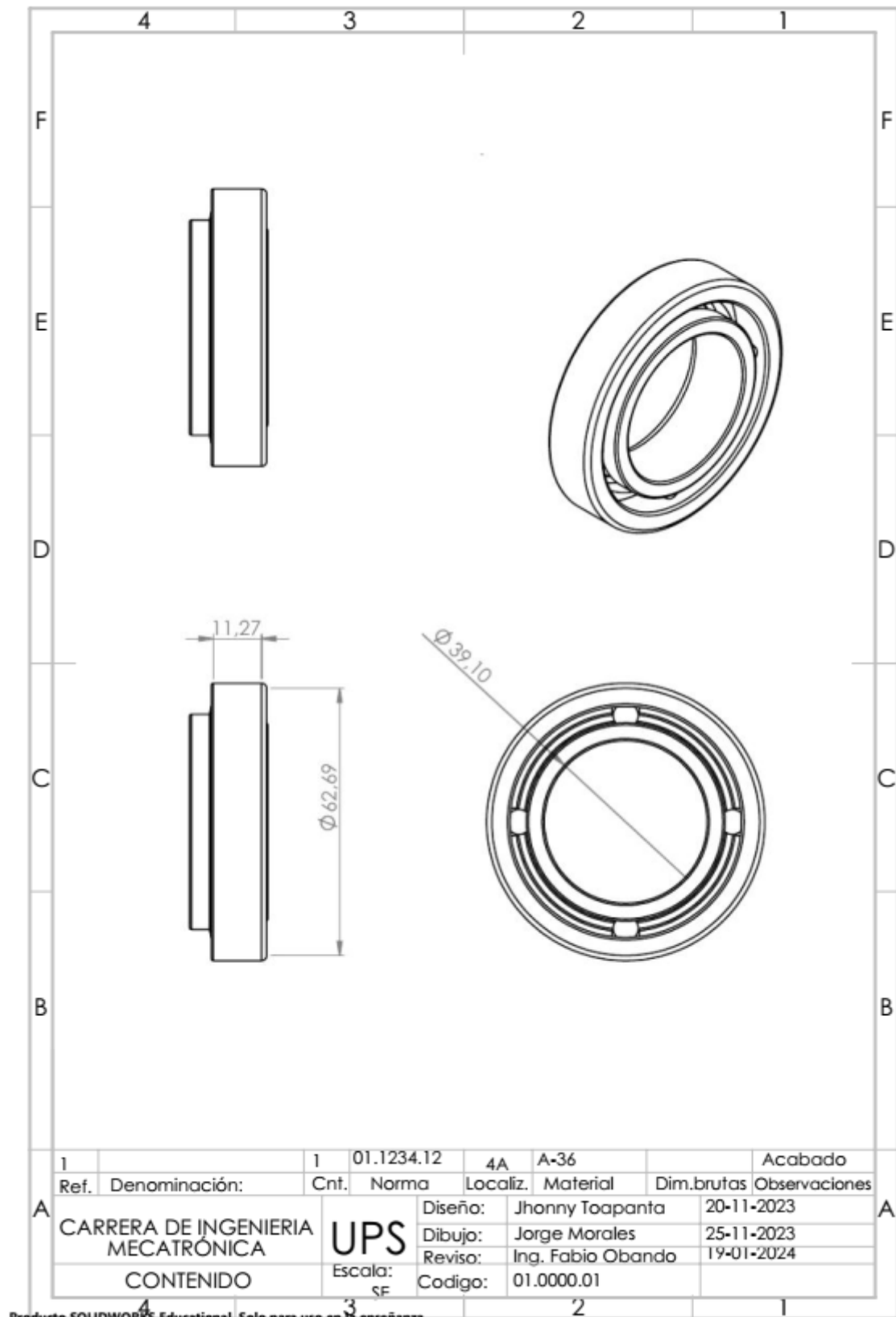


Figura 65. Rodamiento

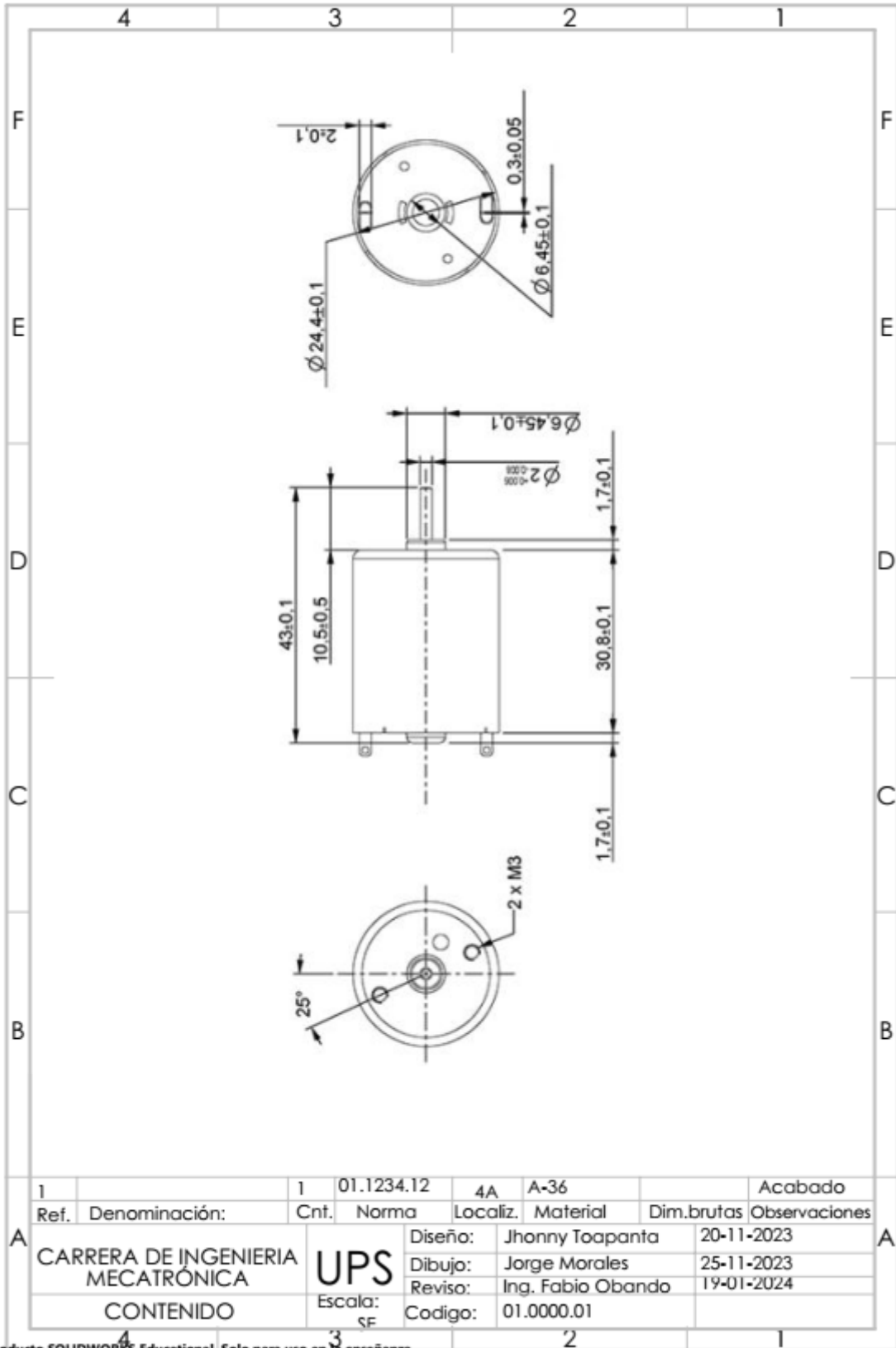


Figura 66. Dinamo