



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

**Diseño paramétrico de las álabes-aleta de una turbina de viento de 3
kW mediante simulación numérica para zonas no electrificadas de la
región Lambayeque**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Chavesta Rivera, Pedro Arturo Felipe (ORCID: [0000-0001-7462-7672](https://orcid.org/0000-0001-7462-7672))

ASESOR:

PhD. Olortegui Yume Jorge Antonio (ORCID: [0000-0001-5734-040X](https://orcid.org/0000-0001-5734-040X))

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Modelamiento y simulación de sistemas electromecánicos

CHICLAYO – PERÚ

2021

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a mis padres, Pedro y Filomena por haberme brindado la oportunidad de poder desarrollarme como profesional, y su permanente apoyo en la finalización de mi carrera.

Agradecimiento

Agradezco a Dios por haberme dado la fortaleza de no rendirme antes las adversidades.

Gracias a mis padres y a mis hermanos por ser la razón principal para cumplir mis metas a corto y largo plazo.

También quiero agradecer a mis amigos, y docentes que me brindaron el apoyo y las herramientas para desarrollarme como estudiante durante estos cinco años.

Finalmente quiero agradecer a mis asesores, amigos y mentores que me acompañaron durante la carrera. Por haberme dado la confianza, consejos y motivación para seguir fortaleciendo mis habilidades como profesional al servicio de mi país.

Índice de contenido

| | |
|---|-----|
| Caratula..... | i |
| Dedicatoria..... | ii |
| Agradecimiento..... | iii |
| Índice de contenidos..... | iv |
| Índice de tablas..... | v |
| Índice de figuras..... | vi |
| Resumen..... | ix |
| Abstract..... | x |
| I. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| II. MARCO TEÓRICO..... | 4 |
| III. METODOLOGÍA..... | 33 |
| 3.1. Tipo y diseño..... | 33 |
| 3.2. Variables y operacionalización..... | 34 |
| 3.3. Población, muestra y muestreo..... | 37 |
| 3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos..... | 38 |
| 3.5. Procedimientos..... | 38 |
| 3.6. Método de análisis de datos..... | 40 |
| 3.7. Aspectos éticos..... | 40 |
| IV. RESULTADOS..... | 41 |
| V. DISCUSIÓN..... | 79 |
| VI. CONCLUSIONES..... | 81 |
| VII. RECOMENDACIONES..... | 83 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 84 |
| ANEXOS..... | 90 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Direcciones de los vientos globales predominantes. | 9 |
| Tabla 2: Clase de rugosidad y longitudes de rugosidad | 10 |
| Tabla 3: The numerical relationships between a , a' and x | 16 |
| Tabla 4: Tipos de elementos. | 29 |
| Tabla 5: Rango de asimetría correspondiente a la calidad de la celda..... | 32 |
| Tabla 6: Rango de ortogonalidad de la malla (ANSYS, 2016)..... | 32 |
| Tabla 7: Técnicas e instrumentos de recolección de datos | 38 |
| Tabla 8: Requerimientos de la empresa | 41 |
| Tabla 9: Especificaciones de ingeniería | 42 |
| Tabla 10: Especificaciones geométricas de la pala NACA 4417 | 42 |
| Tabla 11: Comparación de datos de SENAMIH - NASA..... | 46 |
| Tabla 12: Comparación de las velocidades promedio | 47 |
| Tabla 13: Potencia por unidad de área del distrito de Chongoyape | 50 |
| Tabla 14: Variables de velocidad promedio..... | 51 |
| Tabla 15: Recomendaciones de diseño | 53 |
| Tabla 16: Criterios de evaluación | 56 |
| Tabla 17: Matriz de selección ponderada para la evaluación de las configuraciones. | 57 |
| Tabla 18: Coordenadas cartesianas de la sección 1 ($r = 300$ mm)..... | 60 |
| Tabla 19: Parámetros de diseño de la aleta | 62 |
| Tabla 20: Dimensiones de la configuración de la aleta del álabe | 63 |
| Tabla 21: Tabla de variables para el diseño paramétrico | 64 |
| Tabla 22: Resumen de los resultados del diseño paramétrico para la velocidad máxima..... | 65 |
| Tabla 23: Resultados del análisis analítico al álabe sin aleta | 65 |
| Tabla 24: Tabla de variables para el diseño paramétrico de las aletas. | 67 |
| Tabla 25: Comparación del cálculo analítico y la simulación CFD aplicado al álabe sin aleta | 75 |
| Tabla 26: Comparación de los resultados de las simulaciones de las configuraciones seleccionadas..... | 76 |
| Tabla 27: Matriz de simulaciones aplicadas a las diferentes configuraciones. | 78 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Potencia eólica instalada en los últimos años. | 7 |
| Figura 2: Partes de un aerogenerador..... | 8 |
| Figura 3: Convertidor de energía eólica..... | 9 |
| Figura 4: Variabilidad a corto plazo del viento | 10 |
| Figura 5: Turbulencia creada por obstrucción | 11 |
| Figura 6: Pala de un aerogenerador de 5MW..... | 11 |
| Figura 7: Aerogenerador con caja de cambios | 12 |
| Figura 8: control volume around a wind turbine..... | 13 |
| Figura 9: Alinear variation of the load is assumed between two different radial. | 16 |
| Figura 10: Control volume shaped as an annular element to be used in the BEM model | 18 |
| Figura 11: Different expressions for the thrust coefficient C_T versus the axial induction..... | 19 |
| Figura 12: Diagrama de flujo del algoritmo de solución de ANSYS CFX..... | 21 |
| Figura 13: Conservación de la variable de flujo general en un volumen de control | 22 |
| Figura 14: Mallado en el software Ansys..... | 28 |
| Figura 15: Tipología del mallado | 29 |
| Figura 16: Elemento hexaédrico..... | 30 |
| Figura 17: Elemento tetraédrico | 30 |
| Figura 18: Mallado de la sección del perfil NREL VI..... | 31 |
| Figura 19: Mallado 3D del NRELVI..... | 31 |
| Figura 20: Operacionalización de variables - Caja negra del álabe | 35 |
| Figura 21: Operacionalización de variables - Caja negra del conjunto álabe - aleta | 36 |
| Figura 22: Diagrama de flujo de la investigación | 39 |
| Figura 23: Ubicación de la zona de estudio..... | 44 |
| Figura 24: Tendencia mensual - horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2017 | 44 |
| Figura 25: Tendencia mensual - horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2018..... | 45 |

| | |
|---|----|
| Figura 26: Tendencia mensual - horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2019..... | 45 |
| Figura 27: Tendencia mensual - horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2020..... | 46 |
| Figura 28: Comparación de las velocidades promedio | 47 |
| Figura 29: Variación mensual de la velocidad promedio a una altura de 10 m del Distrito de Chongoyape | 48 |
| Figura 30: Rosa de vientos del distrito de Chongoyape, Lambayeque..... | 49 |
| Figura 31: Potencia por unidad de área de la zona | 51 |
| Figura 32: aleta del álabe de una turbina de viento..... | 54 |
| Figura 33: Álabe con tubérculos..... | 55 |
| Figura 34: Álabe ranurada con cuatro salidas de la boquilla | 56 |
| Figura 35: Gráfica y coordenadas del perfil | 58 |
| Figura 36: Perfil NACA 4418 | 59 |
| Figura 37: Gráfica del perfil NACA 4418 | 59 |
| Figura 38: Curvas de las secciones del álabe | 61 |
| Figura 39: Modelado de las secciones del álabe..... | 61 |
| Figura 40: Vista frontal del álabe..... | 62 |
| Figura 41: Parámetros geométricos para definir una aleta | 63 |
| Figura 42: Fuerza tangencial a lo largo de la longitud del álabe..... | 66 |
| Figura 43: Fuerza normal a lo largo de la longitud del álabe | 66 |
| Figura 44: Momento a lo largo de la longitud del álabe | 67 |
| Figura 45: Interfaz de CFX - ANSYS | 68 |
| Figura 46: Dominio computacional del estudio | 69 |
| Figura 47: Dimensiones del dominio computacional | 69 |
| Figura 48: Dominio Rotatorio..... | 70 |
| Figura 49: Mallado del dominio estático | 70 |
| Figura 50: Mallado del dominio rotatorio | 71 |
| Figura 51: Inflation aplicado al álabe | 71 |
| Figura 52: Condiciones de contorno del dominio estático | 72 |
| Figura 53: Condiciones de contorno del dominio rotatorio..... | 73 |
| Figura 54: Presión en el contorno del álabe con aleta..... | 73 |
| Figura 55: Velocidad en el contorno del álabe sin aleta. (Elaboración propia) . | 74 |
| Figura 56: Velocidad en el contorno del álabe con aleta. (Elaboración propia) | 74 |

| | |
|---|----|
| Figura 57: Comparación del cálculo analítico y la simulación CFD para el álabe sin aleta..... | 75 |
| Figura 58: Comparación de la potencia generada por el álabe sin aleta y los álabes con aletas. | 77 |

Resumen

En la actualidad, el uso de energías renovables es fundamental para el abastecimiento de recursos energéticos para zonas rurales, además de reducir los altos índices de contaminación generado por el uso de combustibles fósiles. Para ello, es necesario que las tecnologías utilizadas para generar energía limpia sean eficientes y pueda abastecer las necesidades según la demanda del consumidor.

Por lo cual, el presente estudio tiene como objetivo determinar la máxima potencia que alcanza el diseño paramétrico de un álabe optimizada mediante simulación numérica para zonas rurales no electrificadas de la región Lambayeque. Para ello, se identificaron las necesidades de la empresa mediante el uso de encuestas para ser expresadas en términos de ingeniería. Posteriormente se realizó el estudio de las velocidades de viento que presenta la zona de estudio. A partir de ello, se generaron tres alternativas de optimización del álabe, luego, mediante el uso de una matriz ponderada se seleccionó el uso de aletas ensambladas en la punta de los álabes. Consecutivamente, se dimensionó la pala del rotor sin aleta, y dos configuraciones de álabes con aletas de 1.5% y 6% de la longitud del radio del rotor.

Finalmente, se realizó la simulación de dinámica de fluidos computacional (CFD) mediante el software ANSYS para las tres configuraciones, de las cuales, el álabe con aleta de 6% de longitud del radio del rotor tuvo una generación de potencia máxima de hasta 2,758 Watts, mayor en comparación de las otras configuraciones.

Palabras clave - Aletas, simulación CFD, turbina de viento.

Abstract

Currently, the use of renewable energy is essential for the supply of energy resources for rural areas, in addition to reducing the high levels of pollution generated by the use of fossil fuels. For this, it is necessary that the technologies used to generate clean energy are efficient and can supply the needs according to consumer demand.

Therefore, the objective of this study is to determine the maximum power reached by the parametric design of an optimized blade through numerical simulation for non-electrified rural areas in the Lambayeque region. For this purpose, the needs of the company were identified through the use of surveys to be expressed in engineering terms. Subsequently, a study of wind speeds in the study area was carried out. From this, three blade optimization alternatives were generated, then, by using a weighted matrix, the use of blades assembled at the tip of the blades was selected. Subsequently, the rotor blade was dimensioned without fins, and two blade configurations with fins of 1.5% and 6% of the rotor radius length.

Finally, computational fluid dynamics (CFD) simulation was performed using ANSYS software for the three configurations, of which, the blade with a fin of 6% of the rotor radius length had a maximum power generation of up to 2,758 Watts, higher compared to the other configurations.

Key Word - Winglets, CFD simulation, wind turbine.

I. INTRODUCCIÓN.

En la actualidad, la accesibilidad a una fuente de energía se ha vuelto clave para el desarrollo de desafíos y oportunidades para el sector industrial, comercial y doméstico, debido a su capacidad de satisfacer las necesidades básicas como iluminación, agua, educación, salud, etc.

Para el año 2015, se reconoce a la electricidad como uno de los recursos clave que condiciona el desarrollo sostenible de las personas, siendo planteada en el séptimo objetivo de desarrollo sostenible; este se compromete a poder generar energías limpias, sostenibles y seguras en la matriz energética mundial. Desde tales circunstancias, se toma al desarrollo de las energías renovables como alternativa para el desarrollo de nuevos suministros eléctricos donde las líneas de transmisión y/o distribución de las concesionarias de energía convencional no puede acceder, generando nuevas oportunidades y mejorando la calidad de vida de los beneficiarios, además, provoca un impacto positivo en la reducción de la contaminación global. (ONU, 2016)

A nivel mundial, la disposición de energía eléctrica en los países más pobres, se ha vuelto un problema en la actualidad, esto debido al COVID – 19, la falta de este recurso se ha vuelto un problema más para los esfuerzos que realizan para contener a dicha pandemia. Estos servicios son claves para prevenir y tratar enfermedades. En África, 798 millones de personas no cuentan con recursos energéticos, se estima que solo el 28% de los centros de salud cuentan con energía fiable, mientras que el otro 72% no cuentan con estas facilidades, debido a ello, se ha magnificado como una catástrofe humana, afectando directamente la recuperación mundial (ONU, 2020).

En el Perú, más de 3 millones de personas pertenecientes a las zonas rurales no posee el servicio eléctrico público. Esto ocasionado por características como la lejanía de la zona, poca accesibilidad, consumo familiar reducido, domicilios dispersos, bajo nivel económico para la adquisición de infraestructura eléctrica. Lambayeque, posee solo el 91.2% de su población electrificada, el otro 9.8% no presenta este recurso. Del mismo modo, durante la última década, en el Perú, se han venido desarrollando proyectos de energías renovables, como es la energía eólica, satisfaciendo necesidades energéticas a baja escala en zonas

rurales a través de la instalación de turbinas de viento, siendo utilizadas para uso domiciliario, agricultura y ganadería. (OSINERMIN, 2012)

Actualmente, ABAQUS Engineering and Analytics SAC, es una empresa consultora de ingeniería que brinda soluciones de diseño, simulación numérica y Data Analytics en las especialidades de mecánica y aeronáutica. En su rubro, se ha venido desarrollando, teniendo como clientes a compañías orientadas a la manufactura de línea blanca, hospitales, maquinaria pesada, lo cual le ha permitido en los últimos años desarrollar proyectos con la ayuda de concursos de fondos monetarios de universidades.

ABAQUS Engineering and Analytics SAC ha buscado generar proyectos sustentables para empresas privadas en proyectos con impacto social, especialmente en energía eólica mediante la utilización de turbinas eólicas para zonas rurales lejanas que no cuentan con electricidad. Una localidad seleccionada es el distrito de Chongoyape, Lambayeque debido a lo expuesto anteriormente, pero con la ventaja de contar con datos meteorológicos y ser una localidad orientada al turismo. Sin embargo, entre los múltiples problemas que se presentan se tiene que la localidad presenta promedios de velocidad del viento relativamente baja y alta rugosidad de terreno (obstáculos naturales), lo cual repercuten negativamente en la eficiencia del aerogenerador.

Al conocer esto, es preciso preguntarse:

¿Cuál será la configuración del alabe-aleta de una turbina horizontal que permita maximizar la conversión de la energía cinética del viento en las condiciones geográficas de las zonas no electrificadas de bajo potencial eólico en la región Lambayeque?

Dentro del mismo marco contextual, en el año 2008, se publicó el Decreto legislativo N° 1002, promueven la construcción de una política de seguridad energética y de protección al medio ambiente, fomentando el uso de los recursos energéticos renovables (RER), reduciendo los obstáculos para el desarrollo de esta nueva estrategia mundial, esto también deriva a la diversificación de la matriz energética de Perú. Bajo este marco legal y dicho. (MINEM, 2006)

Por lo mencionado anteriormente, la presente investigación pretende aplicar teorías y conocimientos ya existentes mediante la optimización de un álabe de una turbina eólica para comunidades o zonas que cuenten con características de viento promedio y que no cuenten con una red pública de distribución de energía eléctrica. Para ello, se tiene como objetivo general determinar la máxima potencia que alcanza el diseño paramétrico de un álabe optimizada mediante simulación numérica para zonas rurales no electrificadas de la región Lambayeque.

Para el desarrollo del estudio se plantean los siguientes objetivos específicos:

Identificar las necesidades de la empresa y expresarlas en términos de requerimientos de ingeniería.

Evaluar las velocidades de viento disponibles en la zona rural no electrificada.

Recopilar información asociada al diseño de álabes para turbinas eólicas de eje horizontal que permitan optimizar la conversión de energía.

Seleccionar y evaluar configuraciones de álabe - aleta candidatas para una turbina de eje horizontal.

Realizar un dimensionamiento general de las configuraciones de alabe - aleta candidatas seleccionadas basado en las necesidades de la empresa, la normativa estudiada y el criterio ingenieril.

Realizar un análisis paramétrico de la performance de las configuraciones candidatas para determinar la configuración óptima.

Simular el alabe-aleta mediante dinámica de fluidos computacional (CFD) para encontrar la combinación óptima.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

2.1.1. Antecedentes internacionales

Huitrado, Hernández, Arjona y Vargas (2012). Realizaron el análisis aerodinámico del alabé de una turbina eólica empleando CFD, El autor realiza una descripción de los perfiles aerodinámicos, luego hizo el cálculo analítico y una comparación con el método numérico. Desarrollo una solución numérica para entender mejor el comportamiento de la turbina, discretizando el problema, la parametrización y simulación mediante el enmallado y el modelo de flujo compresible para un bajo número de march, dando solución a la ecuación de Navier-Stokes de Reynolds promediado. Concluyendo que los parámetros que intervienen en la turbina, están relacionados de manera directa, donde a raíz de la modificación del ángulo de ataque del perfil tendrá una mayor velocidad, pero menor presión, además de que aumenta la turbulencia en el alabe, lo que permite generar una velocidad de giro menor pero un mayor torque. Siendo útil para el funcionamiento y generación de energía de las turbinas.

Gómez (2013), realiza el análisis computacional del control de la capa límite en perfiles para el uso de turbinas, El trabajo se basa al análisis aerodinámico en el software Ansys de un perfil NREL – S809 bajo 3 parámetros de Reynolds. El trabajo se basa al estudio de los coeficientes de sustentación y arrastre, debido que, al alterar estos factores, permite el uso de la succión, especialmente en el borde de ataque del alabe, permitiendo mejorar la eficiencia de los perfiles. Concluyendo en que la aplicación de succión para el control de la capa límite, desde el punto de vista teórico, es viable de implementar. Priorizando la succión en el borde de ataque frente a su implementación en el borde de fuga, esto debido a la diferencia porcentual en términos del flujo másico necesario.

Johansen (2007) Realizó su investigación con consideraciones teóricas y resultados computacionales sobre el uso de aletas o winglet para el aumento del coeficiente de potencia de la pala, así como la reducción de turbulencia en la punta. El trabajo incluye la optimización del C_p para una velocidad de viento establecida. El estudio fue valido en CFD bajo el nuevo código con aletas, donde se demostró un aumento en el C_p de la turbina en un 2% a favor del uso del winglet.

Efarra (2007) baso su estudio al análisis de las aletas, distribución del ángulo de ataque y de inclinación de una pala de turbina eólica utilizando CFD para la masificación de generación de energía. Su trabajo utilizo el solucionador RANS of Numeca Fine / Turbo, fue validado por la NREL (National Renewable Energy Laboratory) II y IV. Sus resultados demostraron que la pala optimizada por la aleta ha mostrado un aumento en la potencia de aproximadamente un 9,5%, donde el giro optimizado ha dado lugar a un aumento del 4%. Demostrando un aumento de potencia de salida de un 38%.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Povis (2016), realizo el análisis y comparación de la eficiencia aerodinámica de 3 perfiles mediante el método analítico y finalmente evalúa el perfil optimo mediante simulación numérica por medio del software Ansys (CFD). El Autor, baso el método analítico a partir de la combinación de las teorías de la cantidad de movimiento y del elemento del alabe para realizar el cálculo iterativo de los perfiles aerodinámicos, donde los resultados a partir de las gráficas de potencia vs velocidad especifican la obtención de una mayor eficiencia en el perfil WORTMANN FX 60 -126. Luego, realizo la simulación a través del análisis de volúmenes finitos para flujo externo en CFD, los resultados y la comparación de ambos métodos resulto en una variación del 15% del método analítico. Concluyendo que el procedimiento desarrollado para la simulación numérica es confiable debido a que describe los fenómenos y cálculos teóricos.

Velarde (2017) Realizo su estudio en el diseño y simulación de cuatro tipos de configuraciones de turbinas de viento para la generación de energía eléctrica para zonas andinas del país. El autor realizo el algoritmo de cálculo de las cargas que debe soportar cada tipo de diseño, además realizo el análisis en el software SOLIDWORKS bajo los parámetros de viento de Cajamarca. Destaca la importancia de la investigación debido a la vialidad técnica y ambiental que presenta este tipo de tecnologías.

Rodríguez (2019), realizó una investigación basada en el estudio numérico de las aletas de una turbina HAWTs de baja potencia para su optimización. El aerogenerador es caracterizado por una potencia de 10 kW y una velocidad de

viento de 6 m/s. El autor, aplicó la metodología del elemento pala para la obtención de los parámetros del alabe y agrego el uso de la dinámica de fluidos computacional (CFD) con el fin de mejorar la geometría que determine un aumento de la eficiencia en su funcionamiento. La optimización fue aplicada a los perfiles S809, NACA 4412 y el optimizado, donde sus resultados muestran una mejora en la razón de los coeficientes de sustentación y arrastre del 96.5 a diferencia de los perfiles base que solo mostraron un 41.3 para los ángulos de ataque de 6.5° y 6° respectivamente, generando hasta un 23.89% y un 42.37% de potencia adicional respectivamente.

2.2. Marco teórico

La energía eólica se ha convertido en una de las fuentes más usada por las personas a lo largo de los años, comparable a la utilización de la fuerza animal y la biomasa. A lo largo de la historia, se remonta el uso de veleros, molinos de viento, etc. Con el pasar de los años, fue mejorando relativamente el diseño y la construcción a partir de la prueba y error, periódicamente, se desarrollaron teorías, mejorando la proporción del uso de nuevas herramientas para introducir nuevos modelos. En el siglo XX, los molinos evolucionaron, siendo utilizados para generar energía mecánica, con el fin de convertirla a electricidad, llegando a la población de las zonas rurales. (Mathur H.-J. W., 2013)

Para ya aproximados de 1950, países como Alemania (Universidad de Stuttgart), desarrollando modelos de menos palas, caracterizándose por el aumento de sus parámetros aerodinámicos. A medida que el tiempo fue avanzando, América del Norte y Europa, aumentaron su demanda de convertidores eólicos para satisfacer las necesidades energéticas de sus comunidades, además, que en los años 80', se establecieron regulaciones fiscales favorables al uso de esta tecnología. En la actualidad, países como Alemania, Estados Unidos y China, lideran el mercado de potencia eólica instalada. En la Figura 1, se observa la evolución de la generación anual por tecnologías energéticas en el mundo, la energía eólica se encuentra en segundo lugar con un potencial de 25.704 MW en el mundo.

Generación anual por tecnologías (en GWh)

Fuente: REE y elaboración AEE

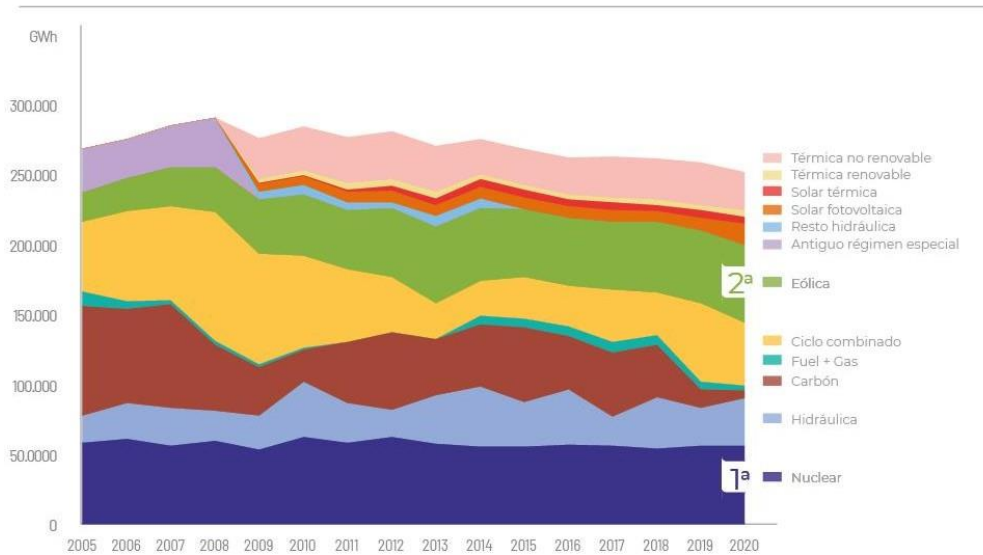


Figura 1: Potencia eólica instalada en los últimos años.

Fuente: Asociación Empresarial Eólica, 2021.

La energía eólica destaca por ser una energía limpia a comparación con los combustibles fósiles; no producen emisiones atmosféricas tóxicas para el medio ambiente; a esto se le adiciona que su uso no se restringe a un solo grupo disminuido de países como es el caso del petróleo. También, beneficiaron a zonas rurales, sobre todo a los agricultores debido a la pequeña fracción de tierra que demandaba su instalación, además que sus costos han reducido considerablemente en los últimos 10 años. Pero este tipo de tecnologías también cuenta con desventajas, como las características de viento que presenta el lugar de instalación, el ruido que generan las palas del rotor, el impacto estético del lugar, la intermitencia de los vientos no permite el almacenamiento de energía en baterías debido a los limitantes económicos y la falta de competitividad económica que presenta, frente a los generadores que usan combustibles fósiles.

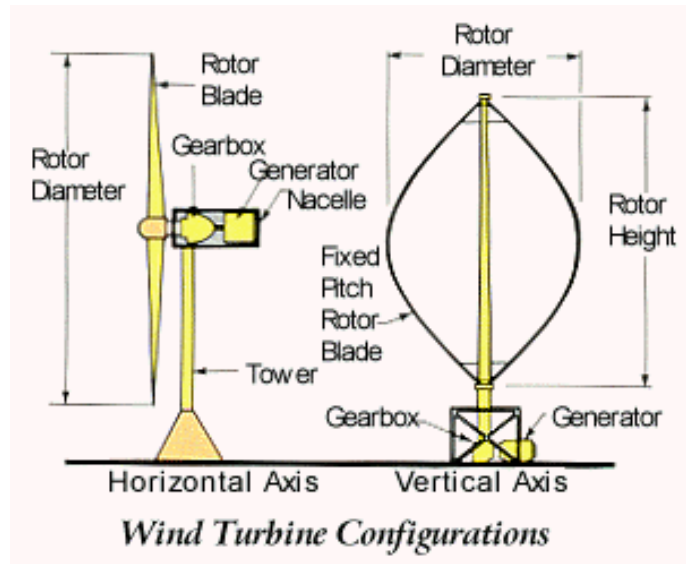


Figura 2: Partes de un aerogenerador.

Fuente: Rao, 2019.

Existen diferentes tipos convertidores eólicos, entre ellos la turbina horizontal, constando de pocas palas, optimizadas aerodinámicamente para mejorar la conversión de energía, estos pueden generar hasta 8 MW. Los de eje vertical, como los Darrieus y Savonius, son beneficioso debido a que no dependen de la dirección del viento, pero lo perjudicial es que no llegan a producir más de 1 MW y menos de 100 W de potencia respectivamente.

Según Mathur (2013). Las regiones del ecuador (latitud = 0°), presentan temperaturas más elevadas a diferencia de otras zonas, esto debido a que la densidad del aire caliente es mucho menos que el frío, esto permite que se eleve al cielo, hasta conseguir una altitud aproximada de 10 Km, extendiéndose del polo Norte al Sur. Las direcciones preponderantes del viento son importantes para la ubicación de las turbinas, esto debido a que se busca colocarlas donde el área tenga los menores obstáculos posibles de las direcciones donde hay un mayor potencial. Se toma en cuenta que los patrones de viento pueden variar de un año a otro, por lo que consecuentemente la energía generada puede variar mayormente en un 10%, por lo que se recomienda tener datos validados de varios años para obtener un promedio creíble. Para el caso de los ejecutores de grandes parques de turbinas, usualmente realizan mediciones locales y utilización los comportamientos meteorológicos a largo plazo de las estaciones

meteorológicas cercanas al lugar para el ajuste de sus mediciones obtener un promedio confiable a largo plazo.

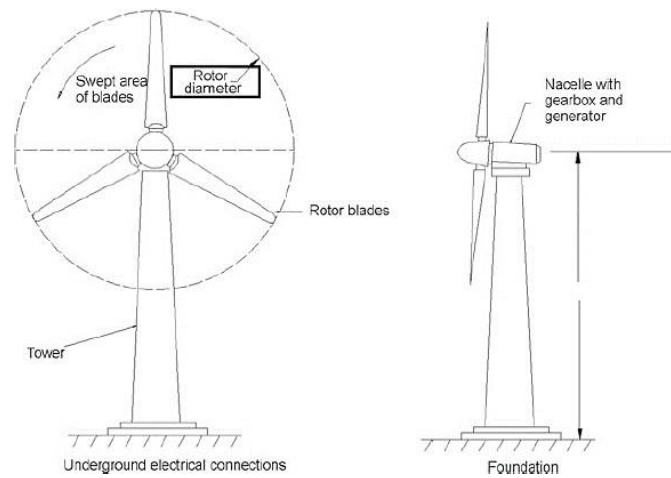


Figura 3: Convertidor de energía eólica

Fuente: Mathur H. – J. W., 2013.

Tabla 1: Direcciones de los vientos globales predominantes.

| | | | | | | |
|------------------|---------|---------|--------|--------|---------|-----------|
| Latitud | 90-60°N | 60-30°N | 30-0°N | 0-30°S | 30-60°S | 60-90°S |
| Dirección | NE | SW | NE | SE | NW | SE |

Fuente: Mathur H. – J. W., 2013.

Para el estudio de una turbina eólica, el viento de la zona local es importante, esto debido a que el sitio puede o no contar con recursos eólicos favorables. Además, que el viento se ve afectado por la rugosidad de la tierra por la fricción que presenta por los diferentes obstáculos. La industria eólica se distingue por la rugosidad, la influencia de los obstáculos y la influencia de los contornos del terreno, esto debido a que provocan la ralentización del viento. Una rugosidad alta esta entre 3 a 4 con la presencia de muchos árboles y edificios, mientras que la del mar es de 0. Para pistas de hormigón en aeropuertos la rugosidad es de 0.5.

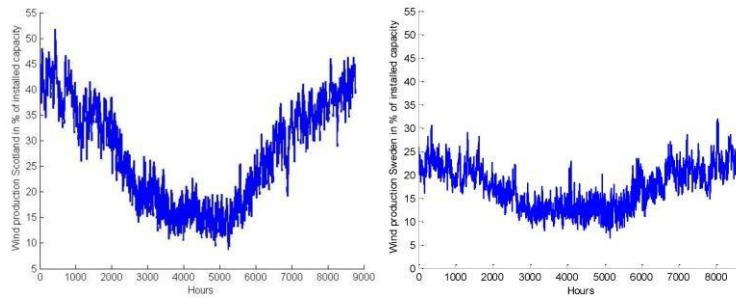


Figura 4: Variabilidad a corto plazo del viento.

Fuente: Blaabjerg, 2016.

En algunas zonas, normalmente se presentan tormentas de granizo o eléctricas, estas están asociadas de ráfagas de viento con un cambio de velocidad y dirección constantes.

Tabla 2: Clase de rugosidad y longitudes de rugosidad.

| Clase de rugosidad | Longitud de rugosidad (m) | Índice de energía (%) | Tipo de paisaje |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|--|
| 0 | 0.0002 | 100 | Superficie del agua |
| 0.5 | 0.0024 | 73 | Terreno completamente abierto con superficie lisa, e.g. pistas de aeropuerto, césped cortado |
| 1 | 0.003 | 52 | Terreno agrícola abierto sin vallas y edificios muy dispersos, colinas suavemente redondeadas |
| 2 | 0.1 | 39 | Terreno agrícola con algunas casas y setos protectores de 8 m de altura a una distancia de aprox. 500 metros |
| 3 | 0.4 | 24 | Pueblos, pueblos pequeños |
| 4 | 1.6 | 13 | Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos |

Fuente: Mathur H. - J. W., 2013.

En áreas irregulares, se crea de manera similar mucha turbulencia. Este fenómeno, debilita la posibilidad e utilizar la energía del viento de manera eficaz, imponiendo desgaste, y roturas debido a las cargas fluctuantes que actúan sobre ellas. Es por ello, que la distancia de los obstáculos de los aerogeneradores es muy importante, esto disminuye los efectos negativos sobre ella.

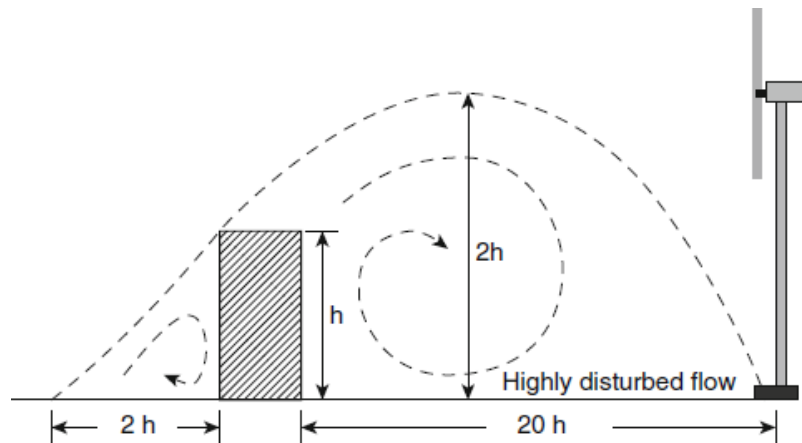


Figura 5: Turbulencia creada por obstrucción.

Fuente: Rao, 2019.

Bajo los principios básico de funcionamiento de los aerogeneradores, se encuentra la pala o ala, la cual es diferente la de los aviones y turbinas, esto debido a su entorno de funcionamiento. La selección perfil aerodinámico del alabe implica una serie de características, donde se debe tener en cuenta el ángulo de ataque, longitud de cuerda y el radio relativo que va a variar según la longitud de esta (Burton, 2001).

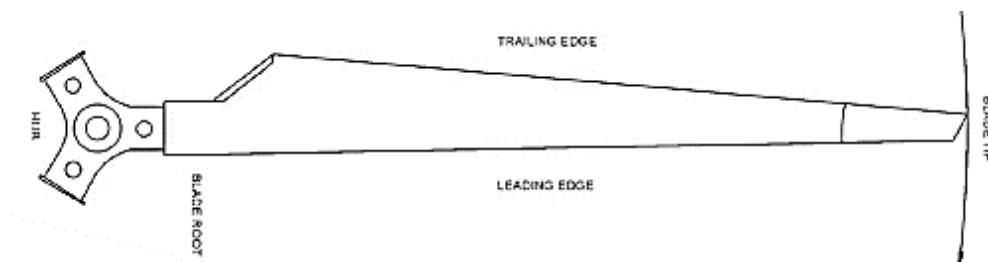


Figura 6: Pala de un aerogenerador de 5MW

Fuente: Mathur H. - J. W., 2013.

En las grandes turbinas de viento, los generadores suelen producir 690v en corriente alterna trifásica (CA), luego esta es elevada por un transformador de potencia de 10 – 30 Kv, dependiendo del estándar en la red eléctrica del país o localidad.

y finalmente en la estela. Al considerar esto, es posible obtener relaciones entre la velocidad, el empuje y la energía absorbida. (Hansen M. O., 2008)

$$T = \Delta p A \quad (1)$$

Donde:

T : Empuje (N)

Δp : C ada de presión en el rotor (Pa)

A :  rea del rotor (m^2)

Al considerar el flujo estacionario, sin rozamiento e incomprensible, con ninguna fuerza externa actuando, es útil el uso de la ecuación de Bernoulli tanto para aguas arriba, como para aguas abajo, llevando a igualar ambas expresiones se puede obtener la variación de presión con respecto a la densidad del aire por las la velocidad aguas arriba al cuadro, menos la velocidad de salida de aguas abajo. Teóricamente, la aplicación de la ecuación de momento axial es sobre un volumen de control circular con área de sección delimitada. (Hansen M. O., 2008)

$$\frac{\partial y}{\partial x} \iiint_{cv} \rho u(x, y, z) dx dy dz + \iint_{cs} u(x, y, z) \rho V d = F_{ext} + F_{press} \quad (2)$$

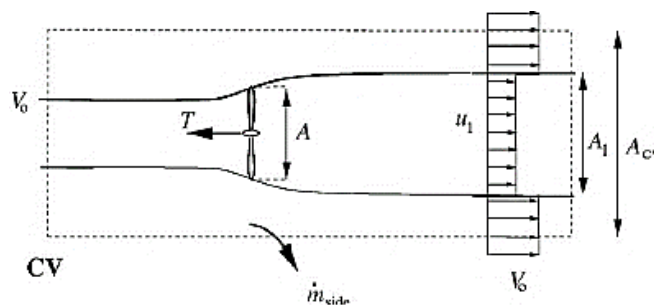


Figura 8: control volume around a wind turbine.

Fuente: Hansen M., 2008.

Para la ecuación (2), se considera que el primer término es cero, debido a que se asume que el flujo es estacionario, además, que la presión tiene el mismo valor atmosférico en los planos finales y actúa sobre una superficie de igual forma. Por otro lado, en el límite lateral del volumen de control se muestra la

fuerza de la presión no tiene un componente axial. Bajo una serie de igualaciones, incluyendo que la \dot{m} se le aplica la conservación de la masa, donde el flujo de masa es igual tanto para la entra y salida. Se puede hallar las siguientes expresiones:

Coefficiente de empuje (ecuación 3).

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A V_0^2} \quad (3)$$

Donde:

C_T : Coeficiente de empuje

ρ : Densidad del fluido (kg/m^3)

V_0 : Velocidad del viento aguas arriba del rotor. (m/s)

Y el coeficiente de potencia (ecuación 4).

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A V_0^3} \quad (4)$$

Donde:

C_P : Coeficiente de potencia

ρ : Densidad del fluido (kg/m^3)

V_0 : Velocidad del viento aguas arriba del rotor. (m/s)

Donde el C_P y C_T ; donde a es el factor de inducción axial; para una turbina ideal son las siguientes:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (5)$$

Donde:

C_p : Coeficiente de potencia (adimensional)

a : Factor de inducción axial (adimensional)

Y

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (6)$$

Donde:

C_T : Coeficiente de empuje (adimensional)

a : Factor de inducción axial (adimensional)

Teóricamente, según la ley de Betz menciona que el máximo C_p de una turbina es del 59.2% para $a = \frac{1}{3}$. Para el efecto de rotación, un rotor ideal no rotación en la estela, por lo tanto a' es igual a cero, dado que los aerogeneradores modernos solo cuentan de un solo rotor sin estator, la estela posee cierto grado de rotación. Relaciona la teoría del impulso para un rotor ideal, donde permite halas un valor óptimo de $a = 1/3$, bajo la siguiente relación:

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (7)$$

Donde se puede calcular la tabla 2, donde $x = \omega r / V_o$ es la velocidad de rotación en el radio "r" con respecto a la velocidad de viento

Tabla 3: The numerical relationships between a , a' and x .

| a | a' | x |
|-------|---------|-------|
| 0.26 | 5.5 | 0.073 |
| 0.27 | 2.375 | 0.157 |
| 0.28 | 1.333 | 0.255 |
| 0.29 | 0.812 | 0.374 |
| 0.30 | 0.500 | 0.529 |
| 0.31 | 0.292 | 0.753 |
| 0.32 | 0.143 | 1.15 |
| 0.33 | 0.031 | 2.63 |
| 0.333 | 0.00301 | 8.58 |

Fuente: Hansen M., 2008

El método clásico de impulsor para el elemento de pala, nos va a permite calcular la cargar, el empuje y potencia a diferentes velocidades de viento, velocidades angulares y a diferentes ángulos de paso por cada sección del alabe. Esta teoría supone para elementos anulares que no hay dependencia radial, y un número infinito de palas. Además, bajo su ecuación principal del empuje para un disco en el volumen de control puede ser calculado por la ecuación integral del impulso

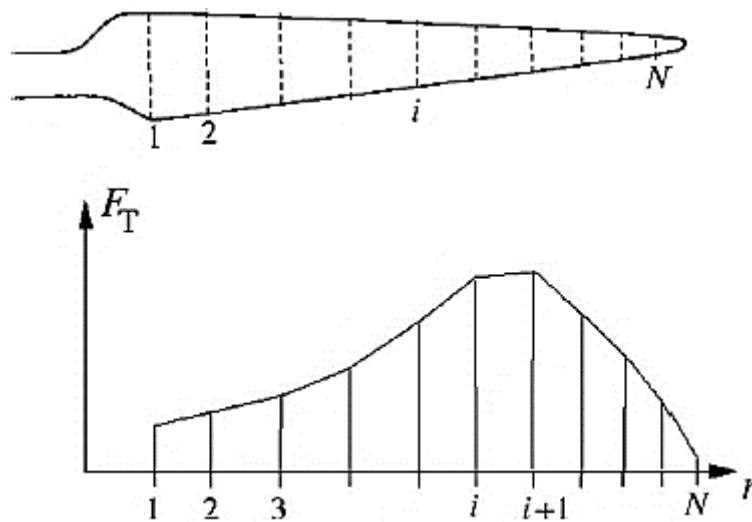


Figura 9: Alinear variation of the load is assumed between two different radial.

Fuente: Hansen M., 2008.

$$dT = (V_o - u_1)dm = 2\pi r \rho u (V_o - u_1) dr \quad (8)$$

Para el torque dM en el elemento, se utiliza la ecuación integral de impulso en el volumen de control, y la velocidad de rotación a cero

$$dM = r C_\theta dm = 2\pi r^2 \rho u C_\theta dr \quad (9)$$

$$dP = \omega dM \quad (10)$$

Considerando esto, podemos obtener la expresión para el factor de inducción axial y rotacional según la sección del alabe.

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (11)$$

Donde:

a : factor de inducción axial.

ϕ : Ángulo de velocidad relativa. ($^\circ$)

C_n : Coeficiente normal. (adimensional)

σ : Solidez. (adimensional)

Y

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (12)$$

Donde:

a' : factor de inducción rotacional.

ϕ : Ángulo de velocidad relativa. (°)

C_t : Coeficiente tangencial (adimensional)

σ : Solidez. (adimensional)

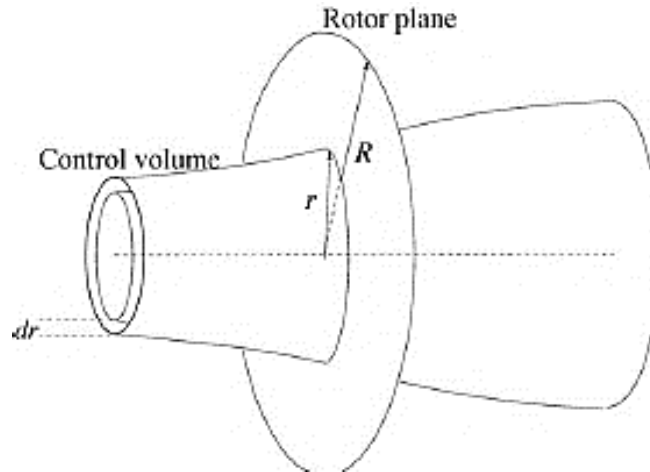


Figura 10: Control volume shaped as an annular element to be used in the BEM model.

Fuente: Hansen M., 2008.

El factor de Prandtl corrige la suposición de un número infinito de palas, para el rotor, el número finito el vórtice en la estela es diferente. Dada por la ecuación (13). (Hansen M. O., 2008)

$$F = \frac{B}{2} * \frac{R - r}{r \sin \phi} \quad (13)$$

Donde

F : Factor de Prandtl. (adimensional)

B : Número de palas. (m)

R : Radio total del rotor. (m)

r : Radio local con respecto al radio total. (m)

ϕ : Ángulo de velocidad relativa. (°)

$$a = \frac{1}{\frac{4 F \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (14)$$

Y

$$a' = \frac{1}{\frac{4 F \sin^2 \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (15)$$

El factor de corrección de Glauert nos permite ajustar el facto de inducción axial, esto debido a que el método BEM no funciona con un $a > 0.2$

Si $a > 0.2$

$$a = \frac{1}{2} [2 + k (12 * 0.2) - \sqrt{(k(1 - 2 * 0.2) + 2)^2 + 4(k * 0.2^2 - 1)}] \quad (16)$$

Entonces

$$K = \frac{4 F \sin^2 \phi}{\sigma C_n} \quad (17)$$

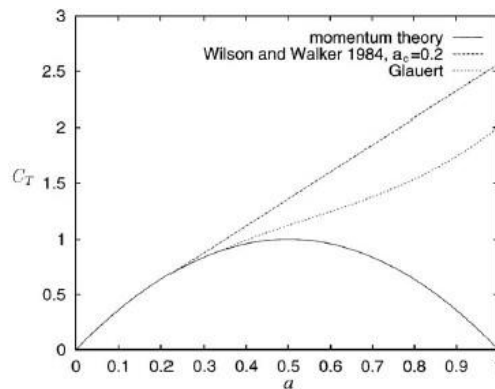


Figura 11: Different expressions for the thrust coefficient C_T versus the axial induction.

Fuente: Hansen M., 2008

La dinámica de fluidos computacional es un análisis que involucra el flujo de fluidos, y fenómenos asociados mediante la simulación de un ordenador computacional. Esta técnica se ha desarrollado de manera efectiva y abarca una amplia gama de áreas de aplicación industrial como es el caso de las turbomáquinas, y su funcionamiento giratorio (aerogeneradores, maquinas hidráulicas, entre otros). En los últimos años, aumento el interés en el campo de CFD debido a su complejidad del comportamiento subyacente, que excluye una descripción del comportamiento de los fluidos que sea tiempo, económica y suficientemente completo para la disponibilidad de hardware asequible de alto rendimiento.

Los códigos de CFD se estructura en torno a algoritmos numéricos que pueden abordar problemas de flujo de fluidos para facilitar el acceso a su resolución en el menor tiempo posible, Por ello, estos códigos tienen tres elementos importantes, y son los siguientes:

- I. Pre - Procesar
- II. Solucionador
- III. Pos- procesador

En la Figura 12, se puede observar el proceso de aplicación del algoritmo de solución iniciando con el preprocesamiento, el cual se basa a la caracterización del problema de flujo que se vaya a tratar en un programa de CFD mediante una interfaz que sea fácil de entender al operario, de esta manera podrá ingresar de manera adecuada la definición de geometría de la región de interés (dominio), la generación de malla para el análisis, seguido de la selección de los fenómenos físicos y químicos que vayan a intervenir en la solución del problema que deben ser modelados, luego, la definición de las propiedades del fluido; este puede ser aire, agua, entre otros; y la especificación de las condiciones de contorno adecuada para la solución. Luego, se define la solución a un problema de flujo determinando sus variables como la velocidad, presión, temperatura, entre otros, en los nodos dentro del mallado generado en el pre procesamiento. Un punto muy importante es el número de elementos y la precisión para la solución, esto debido que tiene un impacto en su costo de hardware y el tiempo de cálculo depende de la finura de la malla.

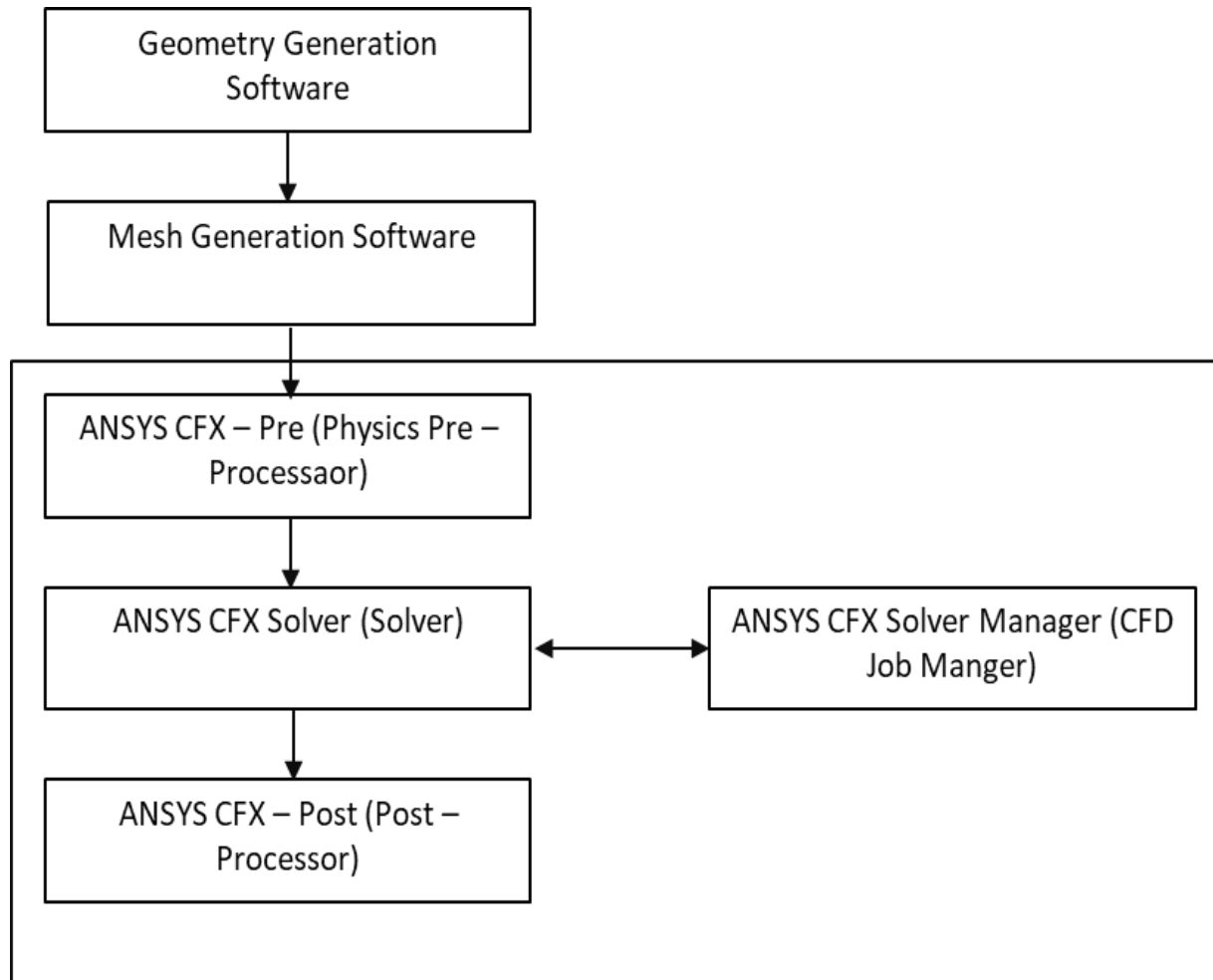
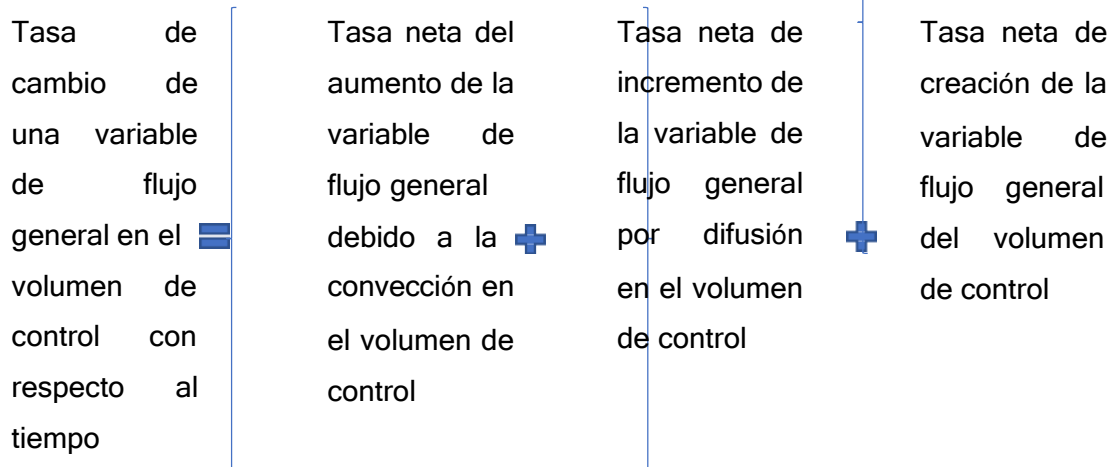


Figura 12: Diagrama de flujo del algoritmo de solución de ANSYS CFX

Fuente: Carrera, 2019.

El solucionador cuenta con tres técnicas diferentes, finito diferencia, elemento finito y métodos espectrales, pero para esta investigación nos centraremos principalmente en el método de volumen finito, una formulación especial de diferencias finitas que es importante para los códigos CFD más consolidados en el software CFX / ANSYS FLUENT. Este algoritmo cuenta con tres pasos fundamentales, la integración de las ecuaciones de gobierno de flujo sobre todos los volúmenes de control, luego la discretización de las ecuaciones diferencias e integrales en algebraicas y finalmente la solución de las ecuaciones algebraicas mediante un método iterativo. (Versteeg & Malalasekera, 2007)



Nota: Variable de flujo general: velocidad, entalpía, entre otros.

Figura 13: Conservación de la variable de flujo general en un volumen de control.

Fuente: Versteeg & Malalasekera, 2007.

Los códigos CFD contienen técnicas de discretización adecuadas para la solución de los principales fenómenos de transporte, convección y difusión, así como para los términos fuente y/o la tasa de cambio con respecto al tiempo como se muestra en la Figura 13.

Para todo el proceso anteriormente mencionado, es necesario la aplicación de métodos matemático. Las ecuaciones de gobierno del flujo de fluido se basan principalmente en enunciados matemáticos de las leyes de conservación de la física, son conocidas como las ecuaciones de Navier- Stokes (Versteeg & Malalasekera, 2007)

Ali Elfarra (2011), menciona que estas ecuaciones describen el comportamiento laminar y turbulento de los fluidos, destacando su aplicación principalmente en las bombas, compresores, tuberías y turbinas eólicas, esto debido a que, en las máquinas hidráulicas anteriormente mencionadas, es frecuente la presencia de flujos turbulentos en su simulación y funcionamiento.

A continuación, se determinan las ecuaciones que intervienen en la investigación para la simulación numérica:

Ecuación de continuidad

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \mathbf{u}) = 0 \quad (18)$$

Ecuación del momento

Momento x

$$\frac{\partial(\rho u)}{\partial t} + \text{div}(\rho u \mathbf{u}) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \text{div}(\mu \text{grad } u) + S_{Mx} \quad (19)$$

Momento y

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \text{div}(\rho v \mathbf{u}) = -\frac{\partial p}{\partial y} + \text{div}(\mu \text{grad } v) + S_{My} \quad (20)$$

Momento z

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \text{div}(\rho w \mathbf{u}) = -\frac{\partial p}{\partial z} + \text{div}(\mu \text{grad } w) + S_{Mz} \quad (21)$$

Ecuación de la energía

$$\frac{\partial(\rho i)}{\partial t} + \text{div}(\rho i \mathbf{u}) = -\rho \text{div} \mathbf{u} + \text{div} (k \text{ grad } T) + \phi + S_i \quad (22)$$

Las Ecuaciones 18; 19; 20; 21 y 22 están expresadas bajo el método de divergencia, para este proceso, la ecuación de la energía no es utilizada, debido a que solo se considera un flujo isotérmico. Para estas ecuaciones se considera lo siguiente:

Donde:

ρ : densidad

\mathbf{u} : vector de velocidad

p : presión

u, v, w : componentes de velocidad de (x, y, z)

μ : viscosidad dinámica

S_{Mx}, S_{My}, S_{Mz} : Momentos en (x, y, z)

i : Energía interna específica

k : conductividad térmica

T : temperatura

ϕ : Función de disipación

S_i : Término fuente de la energía interna

La turbulencia, es un proceso no lineal con una gran escala espacial y temporal, para su estudio, existen principalmente 3 métodos:

- Simulación numérica directa (DNS)
- Simulación Large Eddy (LES)
- Reynolds Averaged Navier - Stokes (RANS).

Para la presente investigación, se aplicarán el modelo de las ecuaciones RANS, esto debido a que estas presentan un enfoque más directo, ofreciendo una

mayor atención en el flujo medio y las propiedades medias del flujo en el estudio de la turbulencia, además que hay una disminución considerable de los recursos computacionales a diferencia de los otros métodos. (Rodríguez Díaz, 2019)

Otros investigadores, como Guanna & Johansen (2007), basan su simulación en las ecuaciones de Navier -Stokes utilizando una discretización de volumen finito multibloque de las ecuaciones RANS en coordenadas curvilíneas.

Las ecuaciones RANS, establece el valor de una propiedad de flujo (φ) como la suma de un valor promediado en el tiempo ($\bar{\varphi}$) y una fluctuación sobre ese valor (φ') como se establece en la ecuación 23 (Ferziger , Perić, & Street, 2020)

$$\varphi = \bar{\varphi} + \varphi' \quad (23)$$

Donde, el valor promediado en el tiempo $\bar{\varphi}$ se define como:

$$\bar{\varphi} = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \varphi dt \quad (24)$$

Y para el valor fluctuante promedio es:

$$\varphi' = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \varphi dt = 0 \quad (25)$$

Las ecuaciones de la continuidad (18), y el momento para (x, y, z) (19), (20) y (21) pueden ser expresadas como:

$$\text{div } \mathbf{U} = 0 \quad (26)$$

$$\frac{\partial U}{\partial t} + \text{div}(U\mathbf{U}) = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} + \nu \text{div}(\text{grad } U) + \frac{1}{\rho} \left[\frac{\partial(-\rho \overline{u'u'})}{\partial x} \right] + \left[\frac{\partial(-\rho \overline{v'u'})}{\partial y} \right] + \left[\frac{\partial(-\rho \overline{w'u'})}{\partial z} \right] \quad (27)$$

$$\frac{\partial V}{\partial t} + \text{div}(\mathbf{V}\mathbf{U}) = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial y} + \nu \text{div}(\text{grad } V) + \frac{1}{\rho} \left[\frac{\partial(-\rho \bar{u}^2)}{\partial y} \right] + \left[\frac{\partial(-\rho \bar{u}v)}{\partial x} \right] + \left[\frac{\partial(-\rho \bar{u}w)}{\partial z} \right] \quad (28)$$

$$\frac{\partial W}{\partial t} + \text{div}(\mathbf{W}\mathbf{U}) = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial z} + \nu \text{div}(\text{grad } W) + \frac{1}{\rho} \left[\frac{\partial(-\rho \bar{w}^2)}{\partial z} \right] + \left[\frac{\partial(-\rho \bar{w}v)}{\partial y} \right] + \left[\frac{\partial(-\rho \bar{w}u)}{\partial x} \right] \quad (29)$$

Para la ecuación (27), \mathbf{U} es el vector de velocidad promedio, U , V y W representan a la presión promedio P en los tres componentes de velocidad promedio en los ejes cartesianos, la viscosidad está dada por u' , v' y w' en sus tres componentes de velocidad fluctuante en los ejes cartesianos respectivamente. ecuaciones, incluyen seis tensiones, tres normales y tres de cortantes:

Tensiones normales:

$$\tau_{xx} = -\rho \bar{u}^2 \quad (30)$$

$$\tau_{yy} = -\rho \bar{v}^2 \quad (31)$$

$$\tau_{zz} = -\rho \bar{w}^2 \quad (32)$$

Tensiones cortantes:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} = -\overline{\rho u'v'} \quad (33)$$

$$\tau_{xz} = \tau_{zx} = -\overline{\rho u'w'} \quad (34)$$

$$\tau_{yz} = \tau_{zy} = -\overline{\rho v'w'} \quad (35)$$

En su artículo, Johansen & Sørensen (2006), mencionan que la elección del modelo de turbulencia son muy importante, debido a que representa a gran medida la precisión de la solución, donde destacan que para la evaluación aerodinámica de turbinas de viento, el modelo de turbulencia adecuada es el de las ecuaciones RANS, bajo el modelo turbulencia $k - \omega$, debido a que es uno de los más adecuados, ayudando a capturar de mejor manera el comportamiento del flujo alrededor de las palas de los aerogeneradores, esto debido a su capacidad de considerar todos los efectos secundarios tridimensionales del flujo y la turbulencia isoentrópica (entropía constante, no hay transferencia de calor).

Además, Versteeg y Malalasekera (2007), menciona que el modelo recomendado para aplicaciones aerodinámicas son la Spalart -Allmaras. $k - \omega$ y la SST $k - \omega$. Entonces, para el desarrollo de esta investigación se trabajará con el modelo $k - \omega$. Está compuesta por dos ecuaciones, la primera es la energía cinética turbulenta k y la tasa de disipación turbulenta ω . A continuación, se muestran las ecuaciones:

Ecuación de la energía cinética turbulenta k :

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_k \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k - Y_k + S_k \quad (36)$$

Y, la ecuación de la tasa de disipación turbulenta ω :

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho\omega u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\Gamma_\omega \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right) + G_\omega - Y_\omega + S_\omega \quad (37)$$

El mallado, es un proceso que consiste en la división de dominios en subdominios de menor tamaño, también son llamados elementos finitos, donde, se resolverán las ecuaciones de gobiernas definidas para el modelo de simulación, es de vital importancia definir los parámetros del mallado, sobre todo en las simulaciones CFD, debido a que, en parte, esto dependerá la exactitud y la reducción de tiempo de simulación en el software.

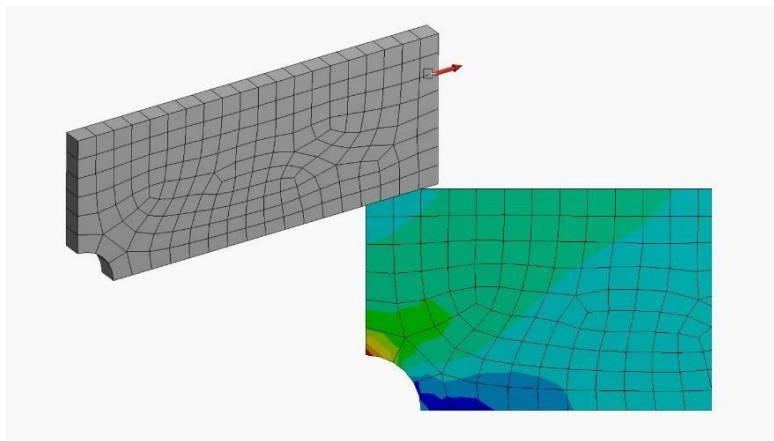


Figura 14: Mallado en el software Ansys.

Fuente: ESSS, 2017.

Carrillo Sánchez & Castillo Elsitdié (2011), menciona que en las simulaciones utilizando el software CFD es muy importante, esto a debido a que su calidad depende de la exactitud de sus resultados en las zonas donde hay mayor turbulencia.

Es por ello, que se definirá el tipo de mallado, método de mallado, etc. Pero, para la definición, se debe cumplir con las siguientes indicaciones:

- Seleccionar la geometría del mallado entendible para el software ANSYS.
- El mallado debe estar definido para todo el dominio en su totalidad.

- El mallado debe estar correctamente interconectados
- No debe haber un mallado superpuesto.

Para definir el tipo de mallado para el proceso de simulación de la investigación, primero se definen los tipos de elementos existentes, como los prisma, pirámide, tetraedros y hexaedros.

Tabla 4: Tipos de elementos.

| Forma del elemento | Nodo por volumen de control |
|--------------------|-----------------------------|
| Tetraedro | 4 |
| Pirámide | 5 |
| Prisma | 6 |
| Hexaedro | 8 |

Fuente: Carrillo Sánchez & Castillo Elsidí, 2011.

Ansyes, permite utilizar diferentes tipos de elementos para el mallado del volumen de control del fluido, por ello, es posible adaptar cualquier contorno de los sólidos que limitan el dominio del fluido.

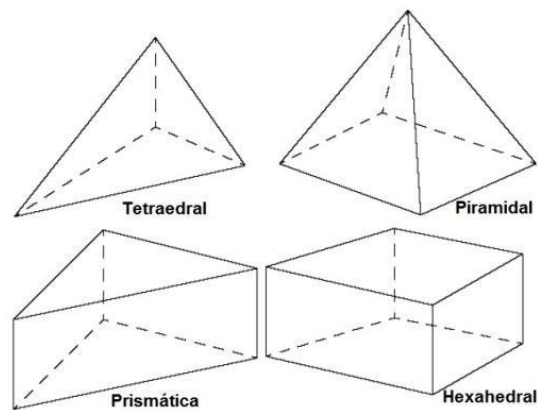


Figura 15: Tipología del mallado.

Fuente: (Ardila Marín, Hincapié Zuluaga , & Sierra del Río , 2016).

Según Carrillo Sánchez & Castillo Elsidí (2011), mencionan que entre mayor número de nodos halla por elemento, mucho más precisa será la solución. Para la investigación solo nos centraremos en los hexaédricos y tetraédricos. Los elementos hexaédricos cuentan con 6 caras y 3 secciones cuadriláteros, estos cuentan hasta con 8 nodos para elementos lineales y 20 por elementos cuadráticos como se muestra en la Figura 16.

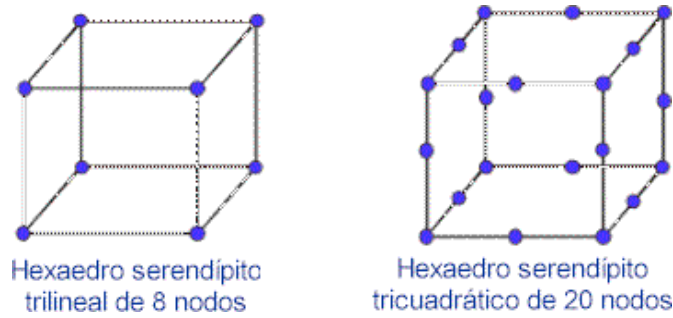


Figura 16: Elemento hexaédrico.

Fuente: CIMNE, 2000

Los elementos tetraédricos cuentan con 4 caras triangulares y 6 secciones triangulares, cada sección constituye a pasar un plano dese el borde hasta el punto en el borde opuesto cercano, para elementos lineales cuenta con 4 nodos y para cuadráticos con 10 como se muestra en la Figura 17.

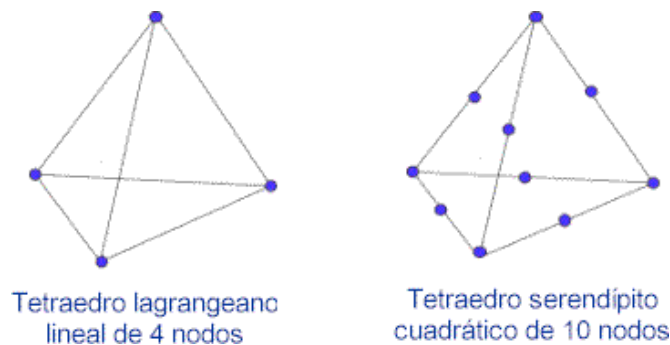


Figura 17: Elemento tetraédrico.

Fuente: CIMNE, 2000.

Las mallas anteriormente mencionadas, son las predominantes en las simulaciones de CFD, con un 96.38% de parte de los tetraedros y un 8936 de parte de los hexaedros. Carrillo Sánchez & Castillo Elsitdié (2001), determinaron que la mayoría de las aplicaciones en CFD, usan elementos tetraédricos adecuados para la solución del problema de estudio, sin embargo, tras un análisis que para una correcta aplicación usando hay presencia de alta turbulencia es necesario el uso de elementos hexaédricos, aunque el dificulta el pre – procesamiento, es necesario para obtener resultados más precisos.

También, Biswas Rupak & Strawn Roger (1998), realizó una investigación en los dos tipos de elementos aplicadas a CFD, donde determino que ambas soluciones son aplicables y adaptables para grandes casos de CFD, sin embargo, la malla hexaédrica tiene la mitad de los requisitos de almacenamiento y funciona casi el doble de rápido que las mallas tetraédricas que tienen la misma distribución de vórtices, llegando a determinar que este tipo de mallado, utiliza de manera más eficiente los recursos informáticos a comparación del otro tipo, sin la necesidad de reducir su calidad y precisión de solución.

Ali Farra (2011), aplico una malla hexaédrica para su análisis del rotor de una turbina de viento de eje horizontal, donde obtuvo una oblicuidad, ortogonalidad y una relación de aspecto entre media y buena como se muestra en la Figura 18.

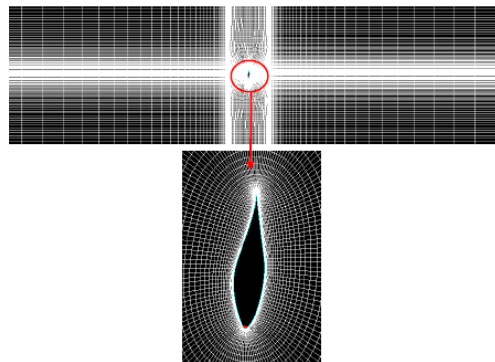


Figura 18: Mallado de la sección del perfil NREL VI.

Fuente: Ali Elfarra, 2011.

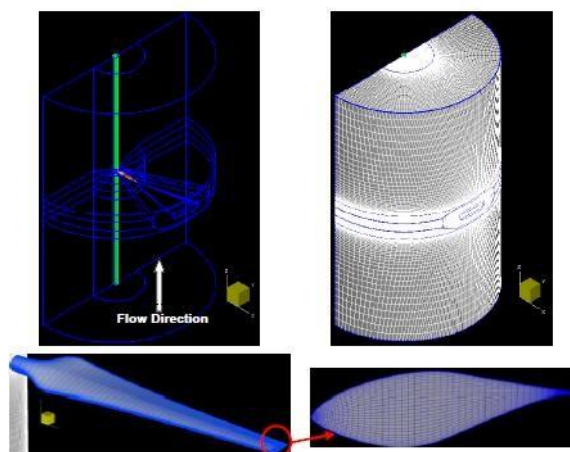


Figura 19: Mallado 3D del NRELVI

Fuente: Ali Elfarra, 2011.

Por lo tanto, para el desarrollo del mallado del trabajo será del tipo hexaédrico para los dominios y el alabe, cabe recalcar que estos serán corroborados de acuerdo a los parámetros de calidad del mallado como el Skewness.

Para Ansys (2016), la asimetría o también conocido como Skewness, es uno de los parámetros de calidad de malla más importantes, debido a que determina que tan cerca del ideal esta una cara o celda del mallado. En la Tabla 5 se pueden apreciar los valores recomendados para la definición de la asimetría.

Tabla 5: Rango de asimetría correspondiente a la calidad de la celda.

| Value of Skewness | Cell Quality |
|-------------------|--------------|
| 1 | degenerate |
| 0.9 – <1 | bad (sliver) |
| 0.75 – 0.9 | poor |
| 0.5 – 0.75 | fair |
| 0.25 – 0.5 | good |
| >0 – 0.25 | excellent |
| 0 | equilateral |

Fuente: (ANSYS, 2016)

Otro parámetro importante es la ortogonalidad, los parámetros recomendados son los que se presentan en la Tabla 6:

Tabla 6: Rango de ortogonalidad de la malla (ANSYS, 2016)

| Ortogonalidad en CFD | Calidad |
|----------------------|-------------|
| 0 | Malo |
| $0 < x < 1$ | Entre ellos |
| 1 | Mejor |

Fuente: (ANSYS, 2016)

El ultimo parámetro a considerar es la relación de aspecto o “aspecto ratio”, el cual determina el control de inflación del tamaño de la inflación local u la capa de inflación, Ansys (2016), recomienda que el mallado para CFX debe tener un valor de 1.2. Cabe destacar que habrá un refinamiento en la punta del alabe o tip debido a que es el área donde hay una mayor relación con respecto a la turbulencia.

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño

Tipo de investigación

El trabajo se caracterizará por ser de tipo aplicada, debido a su dependencia de los conocimientos e investigaciones existentes, caracterizándose por su aplicación y uso de los conocimientos para establecer una solución a una necesidad o inconveniente. (Grajales, 2000). Para Carrasco Díaz (2006), este tipo de investigación se distingue por presentar propósitos prácticos bien definidos, es decir, se investiga para modificar o producir cambios en ciertos sectores de la realidad. Es por ello, que se determinó este tipo, debido a que el estudio se basará a la recolección de datos técnicos existentes validados por instituciones, para establecer una mejora en los parámetros que determinen la eficiencia de la turbina.

Diseño de investigación

El diseño de la investigación es de carácter transversal correlacional no experimental, para Carrasco Díaz (2006), este tipo de diseño, le da la facilidad al autor de analizar y estudiar la relación entre hechos y/o fenómenos de la realidad (variable), para conocer su nivel de influencia o ausencia, determinando el grado de relación. Además, Hernández Sampieri (2014), menciona que este tipo de diseño, relaciona variables y conceptos en un momento determinado, mencionando que las causas o efectos ya ocurrieron en la realidad, permitiendo al autor observar y reportar el fenómeno. Una vez citado, se formula el siguiente diseño debido a que el estudio se va a basar a estudiar la mejora de la eficiencia de la conversión de la energía cinética del viento a mecánica, donde los causantes de la baja eficacia se deben a fenómenos como la presencia de turbulencia en las diferentes partes del alabe, principalmente en el tip, por lo que está investigación busca relacionar las propuestas de diseño para la mejora con el fenómeno causante.

3.2. Variables y operacionalización

Para el desarrollo de esta investigación, se consideró la metodología asociada al diseño basado en ingeniería, a continuación, se muestran las variables, y en la Figura 20 se muestra su operacionalización.

Variables de diseño

Velocidad del viento.

Longitud de la aleta.

Ángulo de inclinación de la aleta.

Parámetros de definición del problema de diseño

Radio del rotor.

Velocidad angular.

Variables de solución

Coeficiente de potencia.

Coeficiente de arrastre.

Potencia del rotor.

Variables intervinientes

Temperatura ambiente.

Parámetros de definición del problema de diseño

Radio del rotor, r (m) Número de álabes, B (adim) Densidad, ρ (kg/m^3)

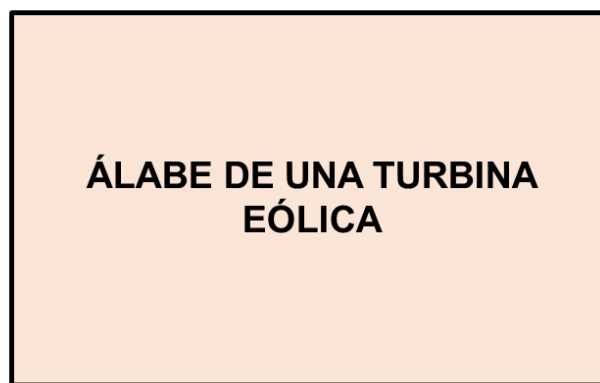


Variables de diseño

Velocidad del viento, v (m/s)



Velocidad angular, ω (RPM)



Torque del álabe, T_a (Nm)



Torque del rotor, T_R (Nm)



Potencia del rotor, P (w)



Variables de solución del problema



Temperatura ambiente, T_{amb} ($^{\circ}C$)

Variables intervinientes

Figura 20: Operacionalización de variables – Caja negra del álabe.

Fuente: Elaboración propia.

Parámetros de definición del problema de diseño

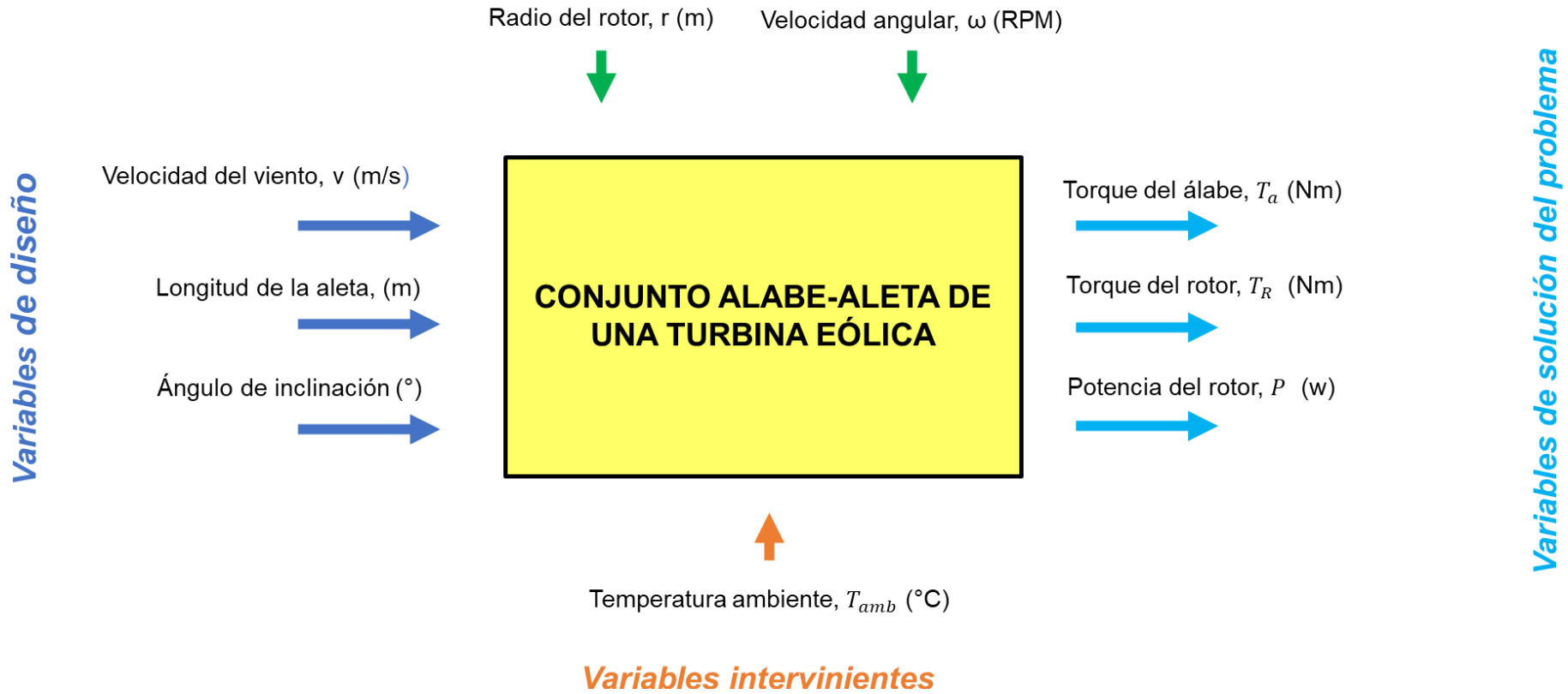


Figura 21: Operacionalización de variables – Caja negra del conjunto álabe - aleta.

Fuente: Elaboración propia.

3.3. Población, muestra y muestreo

A. Población

Turbinas de viento de eje horizontal.

Criterios de inclusión

Zonas rurales sin conexión a las líneas de distribución o transmisión de la región Lambayeque.

Potencia nominal de las turbinas sea igual a 3Kw.

Criterios de exclusión

Turbinas con potencia nominal diferente a 3 kW.

Zonas rurales electrificadas de la región Lambayeque

B. Muestra

Turbinas de viento de eje horizontal de 3kW de una empresa peruana.

C. Muestreo

El muestreo será no probabilístico por conveniencia debido a que la elección no depende de la probabilidad, sino de las características que presenta la investigación. Para ello se seleccionarán diseños de turbinas eólicas de eje horizontal de 3 kW de una empresa nacional para el desarrollo de la investigación. Esto se debe a que estas tienen la capacidad para satisfacer las necesidades energéticas de zonas rurales donde no es viable instalar una línea de distribución o transmisión, además de que ocupan menos espacio, son económicamente viable y no se necesitan cumplir normas específicas de distancias mínimas de seguridad a las viviendas. (Grupo Banco Mundial, 2015)

D. Unidad de análisis

Una turbina de viento de 3kW de una empresa nacional (Perú).

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Dentro de las técnicas se considera al análisis documental y la ficha de registro para la recolección de datos, gráficos, y diseños afines con los objetivos de la investigación.

Tabla 7: Técnicas e instrumentos de recolección de datos

| Técnica de recolección de datos | Instrumento de recolección de datos | Validación |
|--|--|---------------------|
| Análisis documental | Ficha de registro | Asesor especialista |
| Entrevista | Guía de entrevista | Asesor especialista |

Fuente: Elaboración propia.

3.5. Procedimientos

El procedimiento de la investigación es una serie de pasos que establezcan la confiabilidad y validez de estos mismos. Para la elaboración del estudio, se estableció el diagrama de flujo de la Figura 22. Donde se observan los lineamientos de la investigación, como el establecimiento de la problemática para a continuación establecer los objetivos de la investigación.

Luego se procederá a generar las alternativas de optimización para el álabe de una turbina de viento mediante la recopilación de información, llegando a seleccionar tres configuraciones candidatas a partir de los datos recolectados, luego se seleccionará una configuración para realizar el dimensionamiento general del álabe y de la mejora.

Tras haber dimensionado el álabe y el álabe optimizada, se procederá a realizar el diseño paramétrico mediante cálculo analítico y el uso del software de simulación numérica para finalmente determinar la mejora del estudio.

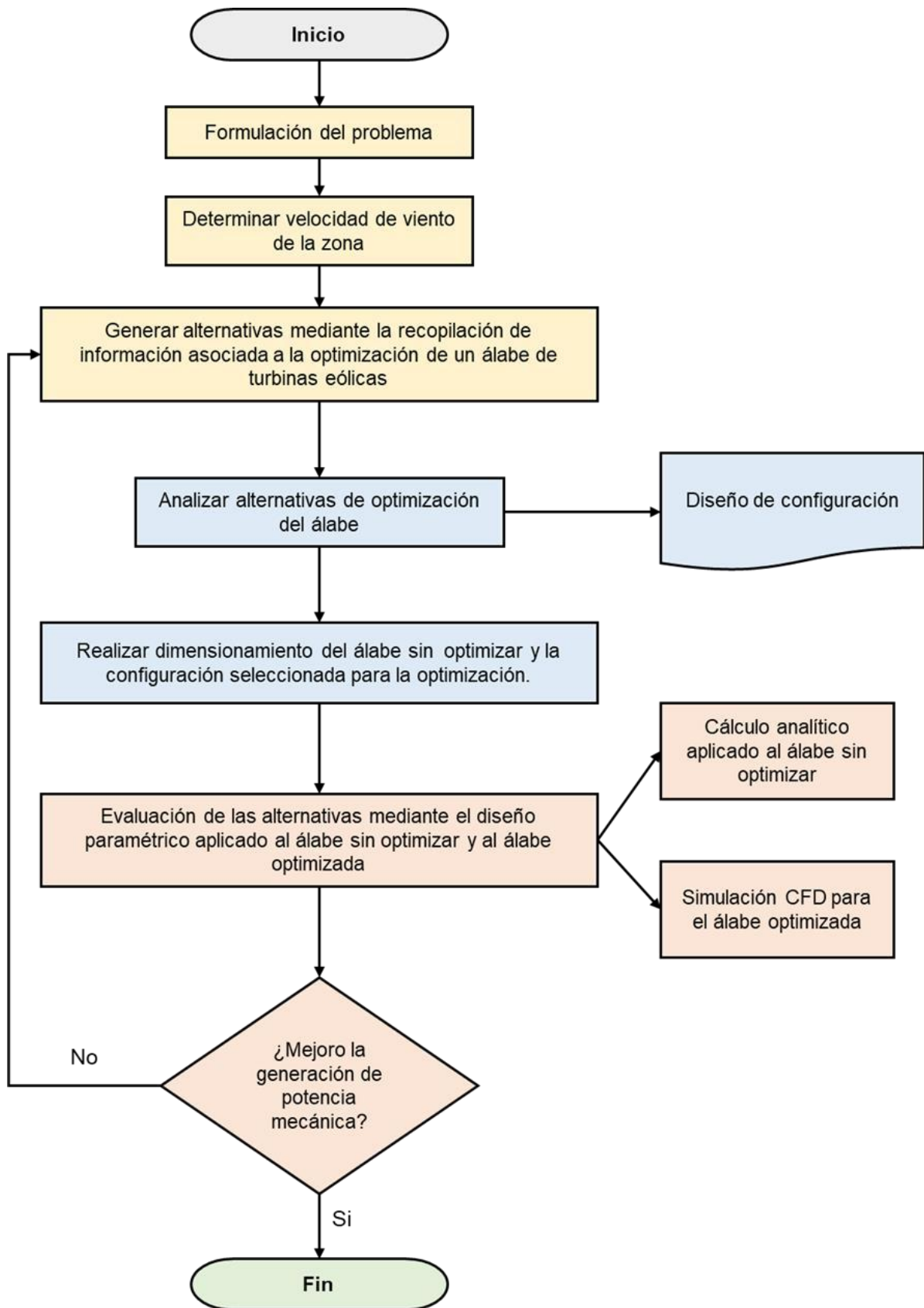


Figura 22: Diagrama de flujo de la investigación.

Fuente: Elaboración propia.

3.6. Método de análisis de datos

Para el análisis, se usarán los instrumentos de recolección de información, se incluirá en un criterio de inclusión, el cual es las investigaciones afines con los objetivos, fichas y/o datos técnicos que puedan ayudar a desarrollar la investigación. A partir de lo recolectado, se realizará el cálculo teniendo en cuenta las velocidades y temperaturas del viento de la zona, así como el proceso de simulación para la validación de resultados.

Estos resultados serán plasmados en cuadros de cálculo, los cuales nos permitirán analizar la relación entre cada una de las secciones del alabe y las fuerzas que ejercen sobre ella, éstos serán graficados mediante regresión lineal simple, permitiendo observar gráficamente el comportamiento de las variables en las diferentes longitudes de radio de la pala. También se usó el software Ansys mediante la simulación numérica aplicada a la investigación para obtener los valores de torque y potencia del álabe optimizada para finalmente determinar cuál es la mejor configuración para la turbina.

3.7. Aspectos éticos

La investigación utilizara el código nacional de integridad científica, tomando en cuenta sus leyes y decretos que establece para el trabajo, el cual tiene como objetivo establecer normas de conducta, infracciones y sanciones para toda persona natural o jurídica que realice investigación científica, desarrollo tecnológico y/o innovación tecnológica en el territorio nacional con el fin de promover buenas prácticas y la moralidad en la investigación en el Perú, en el desarrollo tecnológico y/o innovación en el SINACYT. (CONCYTEC, 2017)

IV. RESULTADOS

4.1. Necesidades de la empresa

La empresa ABAQUS engineerin and analytics S.A.C., ubicada en el distrito de San Martín de Porres, Lima. Es una compañía orientada al desarrollo de proyectos de ingeniería y consultoría para terceros, basando su especialidad en el diseño CAD / CAM y análisis de datos.

Debido a los últimos problemas sucedidos a nivel mundial por la pandemia, se ocasionaron problemas en los sectores educativos, sociales, económicos y empresariales. A partir de ello, la compañía busco desarrollar proyectos de energía renovable orientados a poblaciones de las zonas rurales que no cuentan con electricidad y para empresas privadas.

Tras haber aplicado una encuesta a los jefes del proyecto y estudiantes que participan de ello, se pudieron tomar parámetros y detalles según lo requerido, dando como resultado a la traducción de requerimientos se muestra en la Tabla 8 los requerimientos de la empresa en términos mensurables de ingeniería.

Tabla 8: Requerimientos de la empresa.

| Requerimientos | Traducción | Unidad de medida |
|---------------------------------|------------------------------|------------------|
| Resistente | Altura | m |
| | Diámetro | m |
| | Exposición al medio ambiente | tiempo |
| | Eficiente | % |
| Ligero | Mínima longitud | m |
| | Mínimo diámetro | m |
| Mantenimiento fácil y económico | Materiales accesibles | Dólares |
| | N° de piezas | Cantidad |

Fuente: Elaboración propia.

Para el proyecto se tuvo en cuenta parámetros como resistencia a la exposición al medio ambiente, esto debido a que las condiciones del lugar influyen en el tiempo de vida de los álabes y la turbina en general. A partir de ello, la investigación preciso las metas del diseño con características mensurables que debe contar a partir del cuestionario planteado, donde hubo preferencia por una

potencia nominal de 3 KW, con una longitud máxima del álabe de 2.5 m. y una altura de la torre de máximo 15 m como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9: Especificaciones de ingeniería.

| Características de la turbina de viento | | |
|--|------------------|-------------------------|
| Nombre | Parámetro | Unidad de medida |
| Potencia nominal | 3 | <i>KW</i> |
| Altura de la torre | 9 | <i>m</i> |
| Diámetro del rotor | 5 | <i>m</i> |
| Longitud del álabe | 2.5 | <i>m</i> |
| Perfil aerodinámico | NACA 4417 | <i>Adm</i> |
| Tipo de torre | Tubular | - |

Fuente: Elaboración propia.

Para el estudio, se tendrán en cuenta el diseño elaborado por Cortez (xxxx), en donde, realizó el análisis numérico de un alabe para una turbina de 3KW de eje horizontal; cuenta con el código NACA 4417 airfoil, cabe destacar que el autor conto con datos técnicos proporcionados por la empresa WAIRA. Además, tras los resultados de las encuestas, se recomendó considerar como materiales propuestos la fibra de vidrio y la resina epoxy. La tabla 10, describe que el álabe estará dividido en 12 secciones denominadas “estaciones”, en donde, para cada una de ellas le corresponde una longitud de cuerda (*c*), la distancia que se encuentra posicionada una sección respecto al eje del rotor (*r*), un ángulo de giro (β), y finalmente el porcentaje de espesor máximo respecto a la cuerda (%).

Tabla 10: Especificaciones geométricas de la pala NACA 4417

| Estación | r (mm) | c(mm) | β | % | Flecha |
|-----------------|---------------|--------------|---------------------------|----------|---------------|
| 1 | 300 | 330 | 30 | 17.6 | 58 |
| 2 | 500 | 310 | 17 | 16.1 | 50 |
| 3 | 700 | 285 | 12 | 14.7 | 42 |
| 4 | 900 | 265 | 9 | 14.3 | 38 |
| 5 | 1100 | 245 | 7.5 | 14.7 | 36 |
| 6 | 1300 | 225 | 6 | 15.6 | 35 |
| 7 | 1500 | 205 | 5 | 15.6 | 32 |
| 8 | 1700 | 185 | 4 | 15.7 | 29 |
| 9 | 1900 | 167 | 3 | 15.6 | 26 |
| 10 | 2100 | 150 | 1.5 | 16 | 24 |
| 11 | 2300 | 130 | 1.3 | 16.9 | 22 |
| 12 | 2500 | 113 | 1.3 | 18.6 | 21 |

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Análisis del potencial eólico de la zona rural

Lambayeque, es una región ubicada en la costa norte del Perú con salida al mar pacífico. Actualmente, es una de las regiones con mayor potencial eólico contando con aproximadamente un potencial eólico aprovechable de 7,017 MW, siendo destacada por varias especiales para la instalación de nuevas centrales eólicas. (Ministerio de energía y minas, 2016)

Cabe aclarar, que los resultados de una campaña de medición de un año de las velocidades de viento, son poco representativos esto debido a su variabilidad y aleatoriedad que presenta. En cuanto a ello, para que obtener una alta significancia de estas mediciones, es necesario disponer con series históricas de 25 o 30 años para disponer de valores promedios viables, pero, a partir de 5 y 10 años ya empieza a ser significativos. Cabe destacar, que estos pueden ser encontrados en Servicios Nacionales de Meteorología. (Villarrubia López , 2013)

4.2.1. Procesamiento de los datos de viento de la zona.

Para fines de la investigación, se delimito el estudio al distrito de Chongoyape, ubicada a una latitud 6°39'17.6" sur, longitud 79°25'40.51" y a una altura de 181m.s.n.m., está cuenta con una estación meteorológica denominada Tinajones del tipo automática, registrando datos estadísticos de viento a partir de noviembre del año 2016 en la zona. Por lo tanto, para el estudio del potencial eólico de la zona se han recopilado datos de las velocidades de viento del año 2017, 2018, 2019 y 2020. (Ver Figura 23)

Con el fin de obtener datos históricos reales y confiables del lugar para la caracterización del recurso eólico, se realizó la recolección de datos proporcionados por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología – Chongoyape (SENAMHI) y por NASA (Surface Metereology and Solar Energy. SSE, 2012).

Para caracterizar la velocidad de viento, se analizaron un total de 8,800 datos por cada uno de los cuatro años aproximadamente, así mismo, estos parámetros corresponden a la medida de la magnitud y dirección de las velocidades tomadas por SENAMHI.

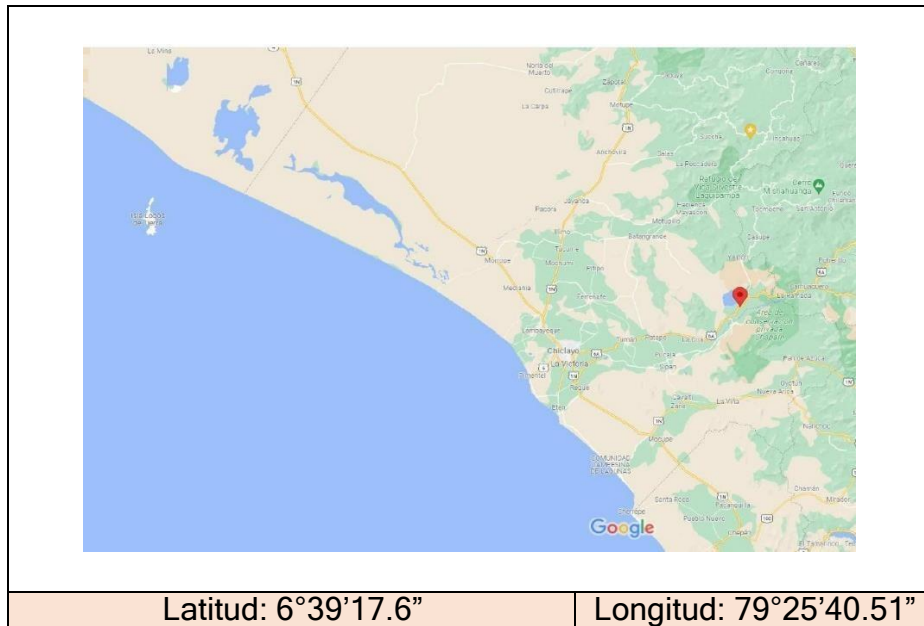


Figura 23: Ubicación de la zona de estudio.

Fuente: GOOGLE MAPS, 2021

Los datos fueron ordenados por horas y meses para determinar las velocidades promedio horarias, velocidades promedio mensuales, velocidades mínimas y máximas para los años 2017, 2018, 2019 y 2020.

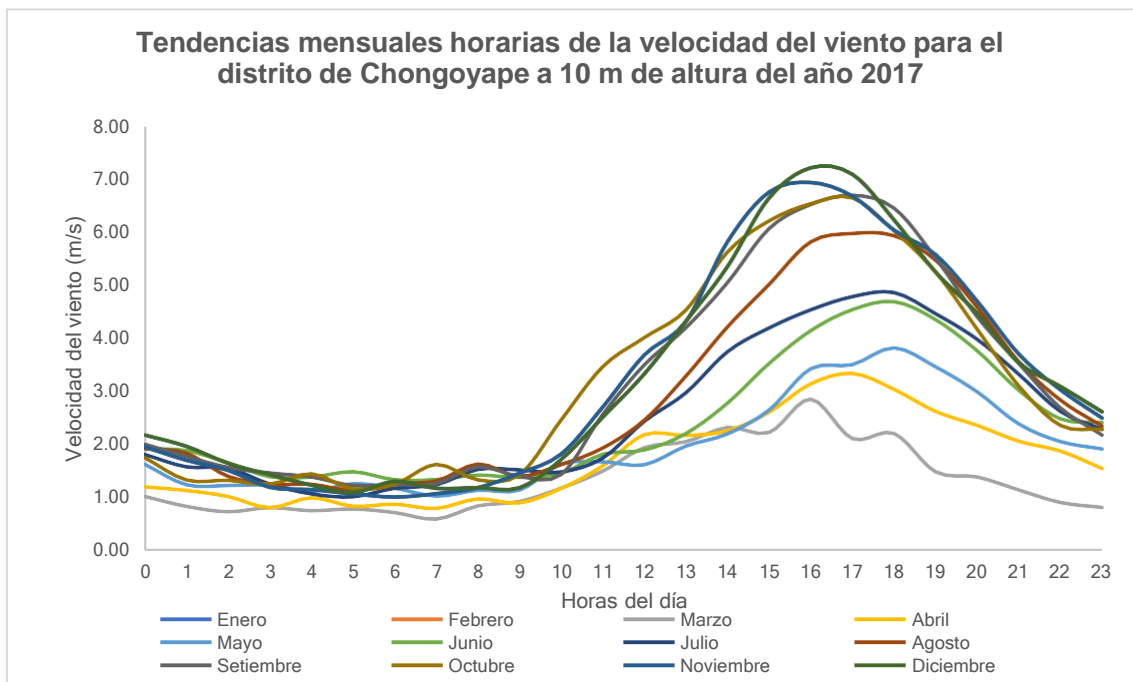


Figura 24: Tendencia mensual – horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2017.

Fuente: Elaboración propia.

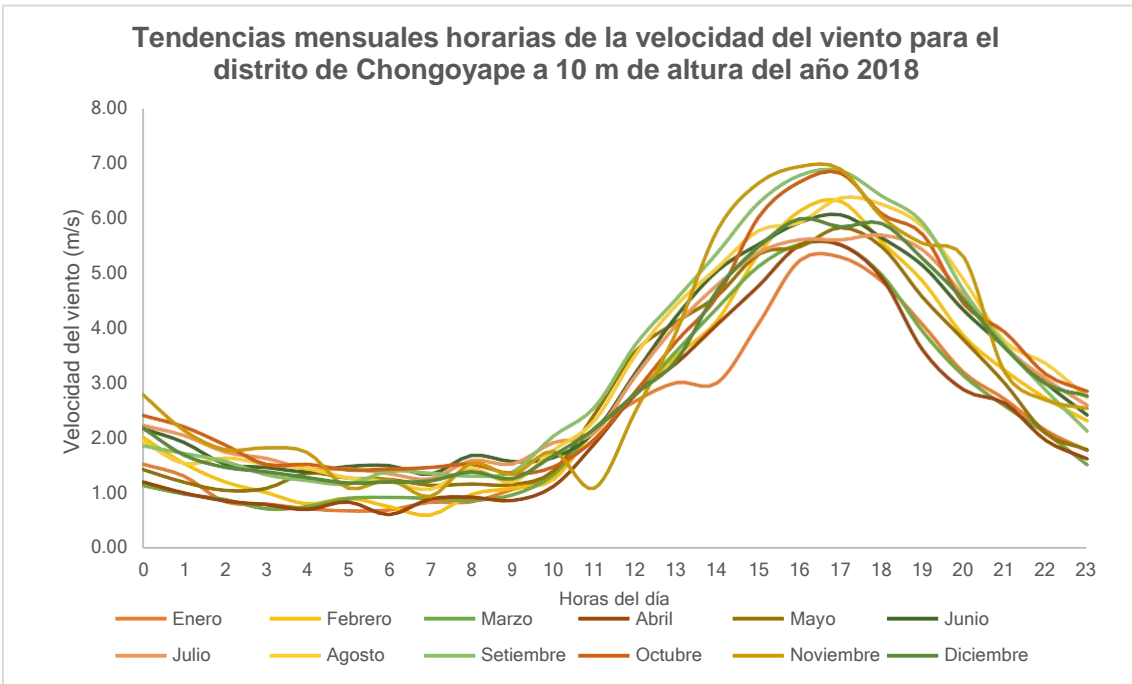


Figura 25: Tendencia mensual – horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2018.

Fuente: Elaboración propia.

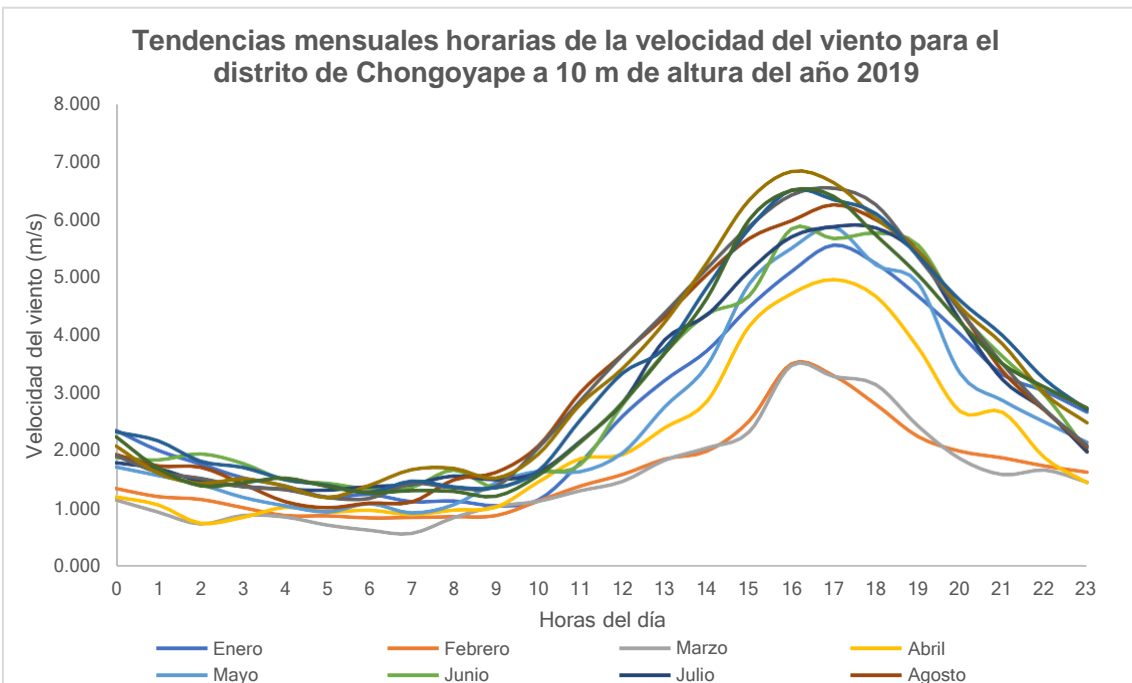


Figura 26: Tendencia mensual – horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2019.

Fuente: Elaboración propia.

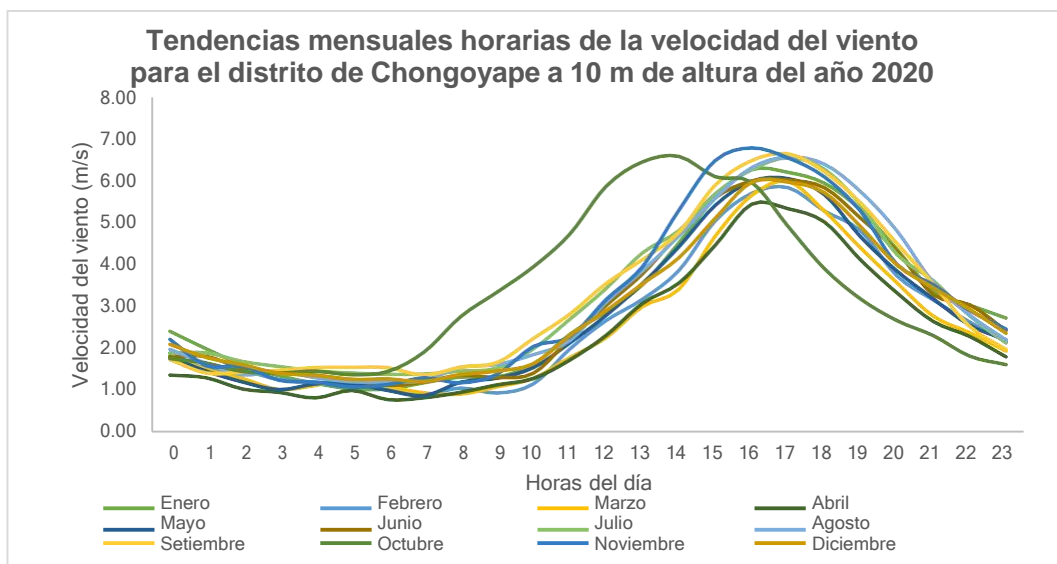


Figura 27: Tendencia mensual – horaria de la velocidad de viento en el distrito de Chongoyape del año 2020.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 24; 25; 26 y 27 se identifican las velocidades promedio horarias, donde se puede ver que las características del recurso eólico son aleatorias y muy variables durante los años 2017; 2018; 2019 y 2020. Donde, se ve que, en los últimos 4 meses del año, hay un mayor índice del recurso viento, a diferencia de los meses.

Tabla 11: Comparación de datos de SENAMIH – NASA.

| Año | SENAMIH | | | | NASA | | | |
|-----------|---------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
| Enero | 3.24 | 2.29 | 2.73 | 3.00 | 2.36 | 2.05 | 2.09 | 2.45 |
| Febrero | 3.24 | 2.73 | 1.65 | 2.64 | 2.56 | 2.43 | 2.17 | 2.21 |
| Marzo | 1.34 | 2.42 | 1.56 | 2.51 | 2.38 | 2.71 | 2.34 | 2.41 |
| Abril | 1.73 | 2.32 | 2.14 | 2.36 | 1.86 | 1.8 | 1.92 | 1.84 |
| Mayo | 1.98 | 2.75 | 2.55 | 2.76 | 1.75 | 1.69 | 1.73 | 1.76 |
| Junio | 2.43 | 3.10 | 2.96 | 2.99 | 1.74 | 1.7 | 2.05 | 1.95 |
| Julio | 2.03 | 2.88 | 2.91 | 2.86 | 1.93 | 1.77 | 1.89 | 1.62 |
| Agosto | 2.90 | 3.19 | 3.10 | 3.09 | 1.8 | 1.95 | 2.08 | 1.83 |
| Setiembre | 3.16 | 3.27 | 3.15 | 3.17 | 1.91 | 1.9 | 1.92 | 1.9 |
| Octubre | 3.20 | 3.23 | 3.26 | 3.28 | 1.98 | 2.11 | 1.84 | 1.96 |
| Noviembre | 3.24 | 3.23 | 3.22 | 3.11 | 2.08 | 2.2 | 2.12 | 2.07 |
| Diciembre | 3.24 | 2.99 | 3.04 | 2.91 | 2.16 | 1.91 | 2.05 | 2.03 |
| Promedio | 2.64 | 2.87 | 2.69 | 2.89 | 2.043 | 2.018 | 2.017 | 2.003 |

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber recolectados los datos de SENAMIH, se procedió a obtener los datos de la NASA para proceder a realizar la comparación de los últimos cuatro años como se muestra en la Tabla 11.

Obtenidos los resultados como se ve en la Tabla 12, se halló las velocidades promedio para los años 2017; 2018; 2019 y 2020 para ambas bases de datos, donde se pudo obtener que hay una diferencia del 37% entre ambas entidades. Sin embargo, para para este estudio se hará uso de los datos brindados por la NASA SSE, esto debido a la presencia de una serie histórica de 30 años de las velocidades de viento del lugar, pero, se realizará una corrección con la menor desviación porcentual encontrada (29%), esto con el fin de poder obtener resultados con mayor proximidad a los datos reales.

Tabla 12: Comparación de las velocidades promedio.

| Año | SENAMIH | NASA | DIFERENCIA (%) |
|-----------------|--------------|--------------|----------------|
| 2017 | 2.643 | 2.043 | 29% |
| 2018 | 2.866 | 2.018 | 42% |
| 2019 | 2.689 | 2.017 | 33% |
| 2020 | 2.890 | 2.003 | 44% |
| <i>Promedio</i> | <i>2.772</i> | <i>2.020</i> | <i>37%</i> |

Fuente: Elaboración propia.

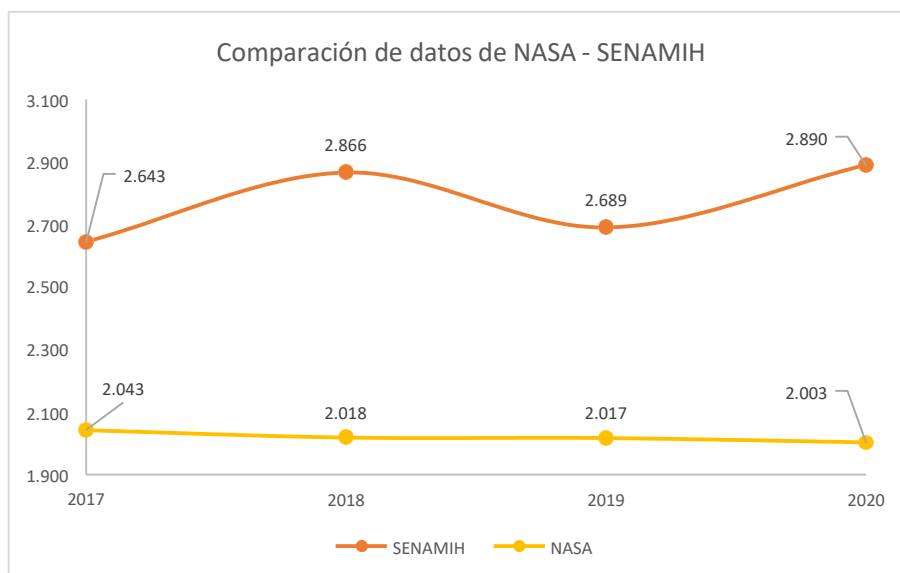


Figura 28: Comparación de las velocidades promedio.

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber obtenido la variación porcentual, se halló la variación promedio de la velocidad de viento durante los últimos 30 años de la zona de base de datos de NASA SSE. Como se ve en la Figura 28, el viento oscilo entre 2.897 – 2.678 m/s durante estos años en el distrito de Chongoyape. A partir de la base de datos (Anexo 6) se obtuvo que la velocidad promedio es de 2.81 m/s, la máxima de 8.24 m/s y una mínima de 0.829 m/s en la zona.

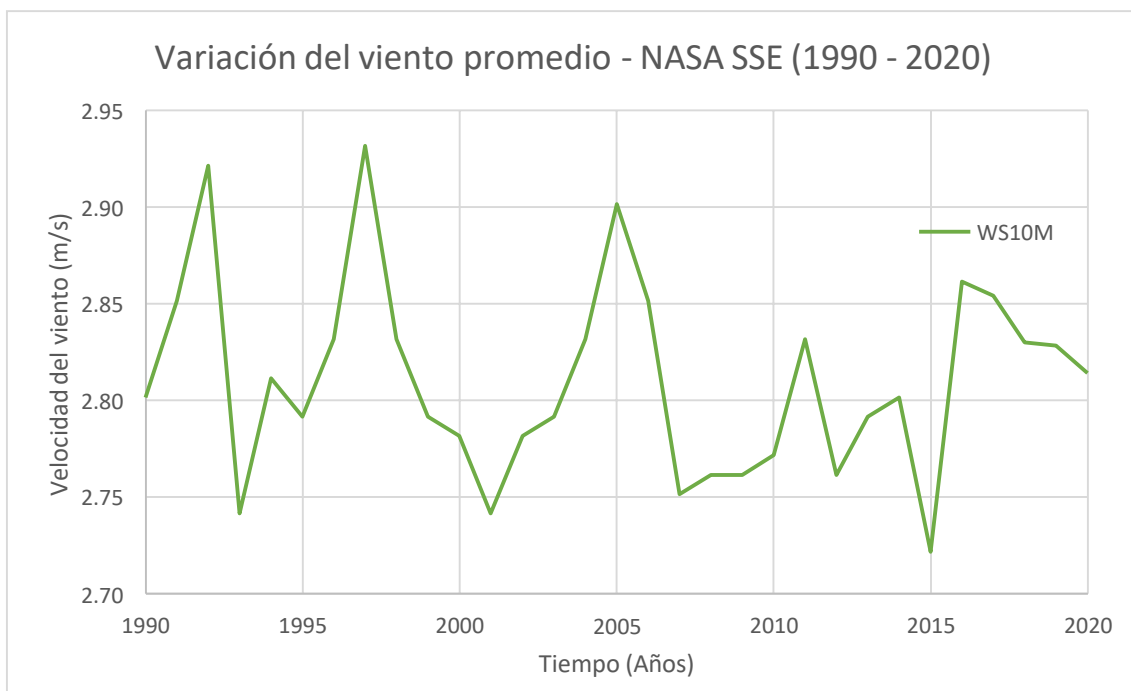


Figura 29: Variación mensual de la velocidad promedio a una altura de 10 m del Distrito de Chongoyape.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2. Distribución de probabilidades de direcciones de la zona.

Para la representación gráfica de los datos de velocidad de viento, y de sus direcciones, se hizo uso de un -rosa de los vientos- diagrama polar, el cual nos permitió definir el rumbo de las velocidades del viento en el distrito de Chongoyape, representando los cuatro puntos cardinales (norte, sur, este y oeste). (Universidad Politécnica de Valencia, 2019)

En la Figura 30 se muestra el gráfico de la rosa de viento de procedencia de la velocidad promedio del año 2020 a una altura de 10 m. Estos valores corresponden a clase velocidades de entre 2.10 y 8.80 m/s con una mayor incidencia provenientes del Sur al Oeste. Estos resultados son importantes, debido a que si en un futuro estudio de la viabilidad de la instalación de una turbina

o un parque eólico, ya que este va permitir orientar el aerogenerador para que produzca un óptimo aprovechamiento del potencial eólico. (Nuñez Torres, Rodríguez Noa, Pierra Fuentes, & Reyes Pérez, 2014)

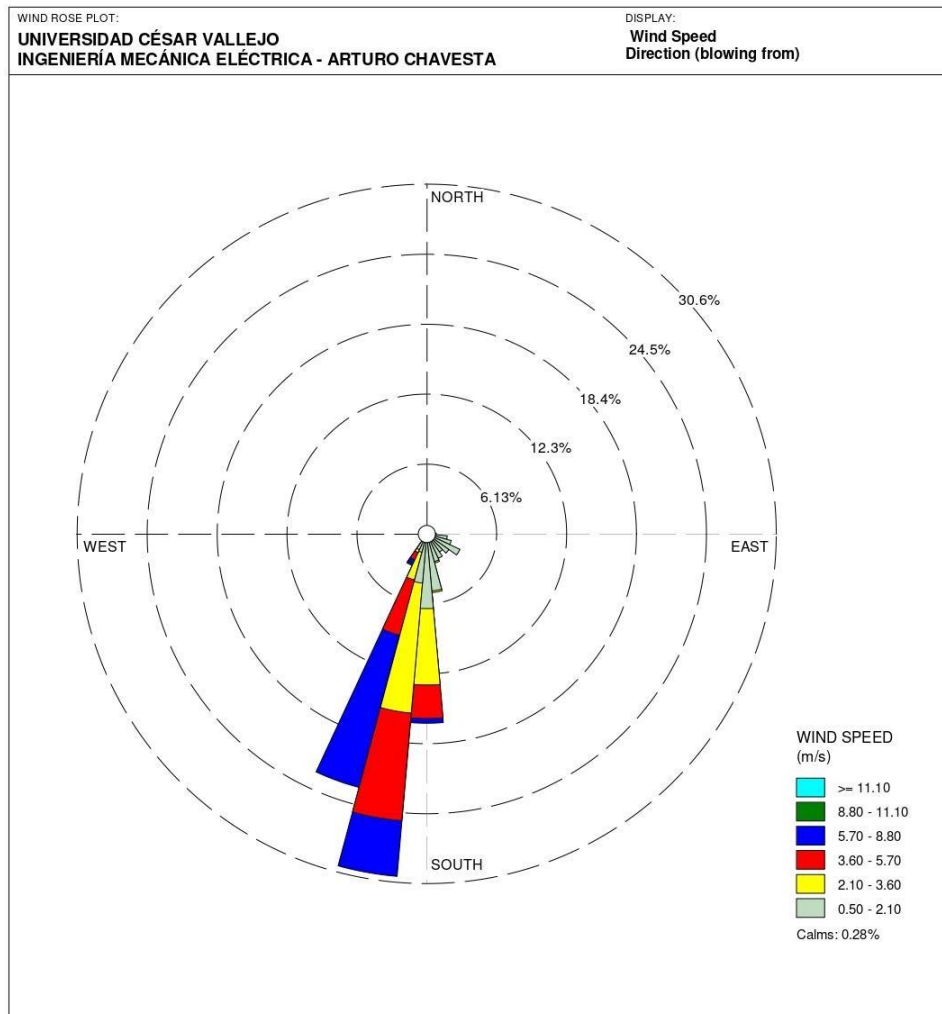


Figura 30: Rosa de vientos del distrito de Chongoyape, Lambayeque.

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3. Velocidades de viento de la zona.

Para calcular la potencia disponible (P_0) del flujo masico del aire que atraviesa un área en el lugar, viene dada por la ecuación 38:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (38)$$

Donde, la potencia eólica disponible viene dada por el producto de la densidad del aire (ρ) a kg/m³, por el área (A); m²; expuesta perpendicularmente al caudal del viento y al cubo de su velocidad en m/s. (Villarrubia López , 2013)

Según Villarrubia López, (2013), la densidad de un aire frío tiene una densidad de potencia superior que, a comparación de una caliente, donde, para determinar los valores correspondientes, se debe tener en cuenta la altura sobre el nivel del mar, esto debido a que entre menor sea la altura, mayor será la densidad del aire. Para hallar los valores de densidad a las temperaturas promedio obtenidas de la base de datos de SENAMHI, además, se considera que la altura sobre el nivel del mar de Chongoyape es de 181 m, se aplicó la ecuación:

$$\rho = 1,225 \left(\frac{1000}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435} \right)} \quad (39)$$

Donde:

t: temperatura promedio del aire (°C)

h: altura sobre el nivel del mar (m)

Conocidos los valores de temperatura, altura, y velocidad, se realizó el cálculo de la potencia eólica disponible por m^2 mensual como se muestra en la Tabla 13. En esta tabla se pudo extraer que se puede extraer a través de $1 m^2$ de superficie perpendicular al flujo de aire, se produce 20.82 W, con un promedio anual de $14.47 W/m^2$, que según el Limite de Betz, este disminuye aproximadamente en un 40%.

Tabla 13: Potencia por unidad de área del distrito de Chongoyape.

| Mes | Velocidad (m/s) | Potencia (W/m ²) |
|-----------------------|-----------------|-------------------------------|
| Enero | 3.005 | 15.66 |
| Febrero | 2.641 | 10.60 |
| Marzo | 2.508 | 9.08 |
| Abril | 2.358 | 7.57 |
| Mayo | 2.756 | 12.12 |
| Junio | 2.955 | 15.26 |
| Julio | 2.859 | 13.81 |
| Agosto | 3.094 | 17.51 |
| Setiembre | 3.170 | 18.83 |
| Octubre | 3.278 | 20.82 |
| Noviembre | 3.112 | 17.82 |
| Diciembre | 2.912 | 14.55 |
| <i>Promedio total</i> | <i>2.887</i> | <i>14.47</i> <i>173.63</i> |

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 31, se puede observar gráficamente como varía la potencia por unidad de área de la zona, donde se puede resaltar que durante el mes de octubre se llegó a una potencia máxima de 20.82 W/m^2 , y un mínimo en el mes de abril con 7.57 W/m^2 .

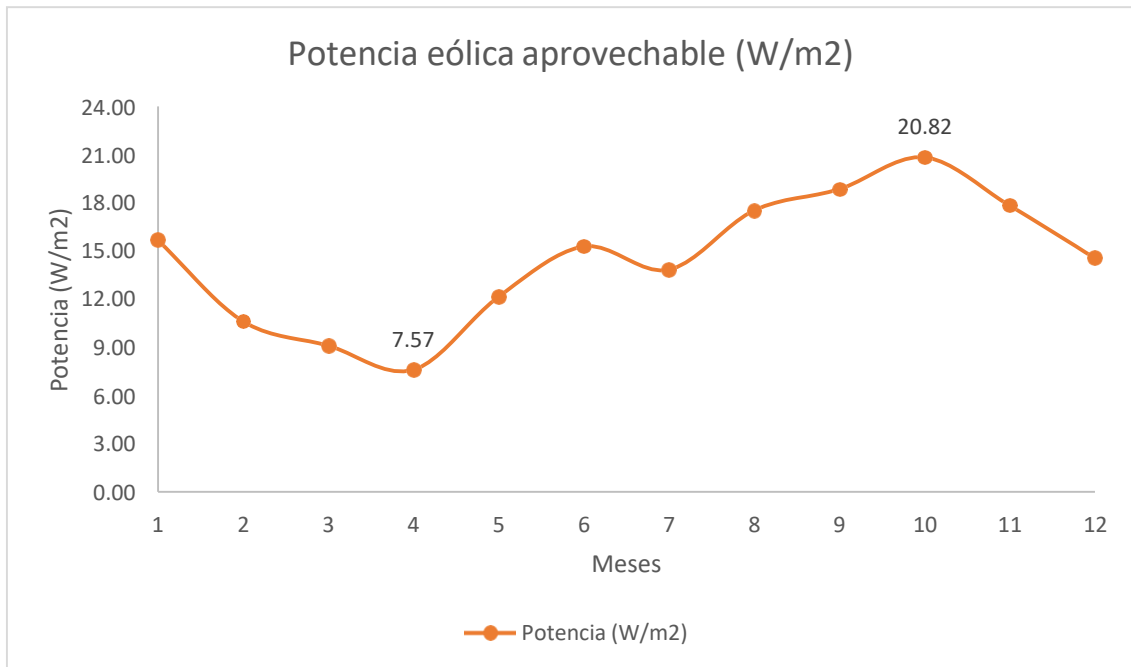


Figura 31: Potencia por unidad de área de la zona.

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, para los fines del estudio, se procederá a tomar valores de velocidad de 0.82 m/s , 2.811 m/s y 8.23 m/s para las simulaciones que se realizarán posteriormente como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14: Variables de velocidad promedio.

| Valores promedio | | |
|------------------|--------|--------|
| Promedio | Máxima | Mínima |
| 2.893 | 8.2399 | 0.8289 |

Fuente: Elaboración propia.

4.3. Información asociada a la mejora del álabe de las turbinas eólicas.

El presente estudio se centra principalmente en el efecto que generan las aletas en el torque y potencia de las turbinas eólicas HAWT utilizando CFD.

4.3.1. Normativa

- ***Norma Técnica de energía eólica – EM.090***

El objetivo de esta normativa es establecer las condiciones técnicas mínimas necesarias que debe cumplir un sistema de energía eólica para una edificación. Teniendo como principal aplicación a sistemas de energía eólica para generación de energía eléctrica.

- ***Nota Técnica de Prevención (NTP) – 1022***

Esta es una guía de buenas prácticas, no son de carácter obligatorio. Estas notas tienen como objetivo describir el funcionamiento, las partes y el marco normativo de prevención de riesgos laborales que le es la aplicación para turbinas eólicas terrestres y off shore o cualquier medio acuático.

- ***IEC 6400 – 1***

La comisión electrotécnica internacional es una organización internacional que comprende todos los comités electrotécnicos nacionales. Su objetivo es promover la cooperación internacional en todas las cuestiones relativas en el campo eléctrico y electrónico. La *IEC 6400 – 1* fue preparada por el comité de la IEC 88, denominado “Turbinas de viento”, presentando requisitos de seguridad para el lugar, clases de aerogeneradores y velocidades de viento referenciadas, requisitos para el diseño, técnicas de medición, medida del rendimiento energético, medida de las cargas mecánicas, declaración de nivel de potencia acústica aparente y valores de tonalidad, calidad de la energía de la red, ensayo estructural a gran escala de las palas del rotor, y protección contra rayos.

4.3.2. Recomendaciones de diseño

Tras haber realizado la búsqueda de investigaciones y normas a fin al estudio, se destaca la información presentada en la Tabla 15.

Tabla 15: Recomendaciones de diseño.

| | Recomendaciones de diseño | Fuente |
|-------------------|---|---|
| Material | <ul style="list-style-type: none"> • Fibra de vidrio de vidrio / Tejido de poliéster con 50% de fracción de volumen de fibra y capa UD • Fibra de vidrio / capa de epoxi con 50% de fracción de volumen de fibra y capa UD • Fibra de vidrio / laminado de poliéster con una fracción de volumen de fibra del 50% y un 80% de fibras que se extienden longitudinalmente. • Fibra de carbono / epoxi con 60% de fracción de volumen de fibra y capa UD • Laminado de abedul / epoxy | Burton, Sharpe, Jenkins y Bossanyi (2001) |
| Geometría | La aleta debe tener una longitud no mayor al 4%, con un ángulo de inclinación entre $\pm 90^\circ$. | Alsutan, Amano, Kumar y galés (2013) Khaled, Ibrahim, Hamed y AbdelGwad (2019) |
| Método de estudio | Se recomienda usar el software ANSYS CFX /Fluent para realizar la simulación de las aletas. | Khaled, Ibrahim, Hamed y AbdelGwad (2019) Elfarra (2011) |

Fuente: Elaboración propia.

4.4. Selección y evaluación de las configuraciones para el diseño del álabe – aleta.

La selección y evaluación del tipo de configuración es crucial para el diseño, esto debido a que permite que se puedan determinar las características clave necesarias para el ensamble a partir de los componentes predefinidos permitiendo establecer el mejor método para la solución del problema. (Mittal & Frayman, 1989)

Para este estudio se escogieron tres posibles configuraciones para el álabe. Estos conceptos fueron seleccionados y filtrados tras haber realizado una revisión de literatura de trabajos de investigación orientados a la optimización del álabe de una turbina eólica. El fin es agregar una configuración que tenga la capacidad de difundir el efecto del vórtice a la punta, generando un aumento de la generación de potencia.

4.4.1. Configuraciones propuestas para el diseño del álabe – aleta.

Configuración 1

Las aletas se diseñan en base a de la extensión del 1.5% del radio del rotor, con un ángulo de inclinación de entre $90^\circ - 45^\circ$. Según su dirección, se han probado cuatro configuraciones que mejoran la generación de energía. (Ali Elfarra, 2011)

Esta es utilizada mayormente cuando se busca mejorar la producción de energía a pesar de las restricciones que se tenga correspondiente al diámetro del rotor. Este componente, aprovecha la energía desperdiciada por el vórtice de la punta de la pala convencional en una fuerza de empuje sin aumentar el área proyectada del rotor.

Las desventajas de este tipo de configuración es que si la longitud de la aleta, está puede generar problemas estructurales el álabe, además de que si está es orientada al lado equivocado puede generar en la torre. La aleta o winglet se muestra en la Figura 32.



Figura 32: aleta del álabe de una turbina de viento.

Fuente: Elaboración propia.

Configuración 2:

Los álbes con tubérculos o también conocidas como aspas con forma de aletas de ballena, son un tipo de configuración validada por la biomimética (técnicas de biología, ingeniería y química aplicada a la síntesis de materiales, sistemas o máquinas que tengan procesos que imitan a un comportamiento o forma biológica), siendo utilizadas en diseños industriales aplicadas a máquinas para mejorar su producción energética. (Agencia CyTA, 2008)

La configuración dos consiste en un álabe de una turbina de viento con tubérculo en el borde de ataque tienen la ventaja de aumentar el punto pérdida mientras aumenta la fuerza de sustentación, mejorando la generación de potencia, también permite que pueda ser usada de manera eficiente en sitios donde la velocidad de viento es difusa.

Este tipo de configuración aún no se encuentra disponible en el mercado para uso comercial y su fabricación es mucho más compleja debido a la geometría que presenta. El álabe con tubérculos se muestra en la Figura 33.



Figura 33: Álabe con tubérculos.

Fuente: Elaboración propia.

Configuración 3:

La configuración tres consiste en un álabe ranurado, este consta de las mismas partes que un aspa recta normal, la diferencia es que está presenta varias ranuras con boquillas (Gupta, Amano, Alsultan, Kumar , & Galés, 2012).

El álabe ranurado permite que el flujo masico de aire ingrese por el canal de entrada, permitiendo que salga con una mayor velocidad por las salidas de las boquillas de la superficie inferior del perfil aerodinámico. Este tipo de configuración permite que haya una mayor diferencia de presión en el lado de presión y succión, generando un aumento de la fuerza de sustentación.

La desventaja de este tipo de configuración es que su fabricación es complicada debido a la presencia de la ranura y las boquillas que presenta. El álabe ranurado se muestra en la Figura 34.



Figura 34: Álabe ranurada con cuatro salidas de la boquilla.

Fuente: Elaboración propia.

4.4.2. Selección de la configuración del álabe- aleta.

Para la determinar la configuración con mayor beneficio, se tomaron en cuenta cuatro lineamientos de selección, los cuales nos van a permitir evaluar las configuraciones de acuerdo a los criterios mencionados en la Tabla 16.

Tabla 16: Criterios de evaluación.

| Criterio | Definición |
|----------------------------|--|
| Facilidad de mantenimiento | Proporción que permite medir la facilidad en la que se puede realizar el mantenimiento correctivo. |
| Ensamblado | Proporción que permite medir la facilidad de montaje de la configuración y/o pieza para la reducción de tiempos y costos |
| Seguridad | Proporción que permite medir el riesgo de uso de la máquina asociado a daños personales o patrimoniales. |
| Costo | Proporción que permite medir el valor comparativo del costo del equipo. |

Fuente: Elaboración propia.

Estos criterios son importantes para la elección de la configuración óptima, esto debido a que nos va a permitir determinar la importancia de la facilidad de mantenimiento que se requiere, la facilidad en el ensamblado, la seguridad personal y patrimonial, y los costos de cada una de ellas.

Tabla 17: Matriz de selección ponderada para la evaluación de las configuraciones.

| Propuesta de un sistema álabes - aleta para una turbina de viento de eje horizontal | | Configuración 1 | | Configuración 2 | | Configuración 3 | |
|---|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Criterios | Ponderado (%) | Puntuación | Valor ponderado | Puntuación | Valor ponderado | Puntuación | Valor ponderado |
| Facilidad de mantenimiento | 10 | 3 | 0.3 | 2 | 0.2 | 2 | 0.2 |
| Ensamblado | 30 | 2 | 0.6 | 1 | 0.3 | 1 | 0.3 |
| Seguridad | 35 | 2 | 0.7 | 3 | 1.05 | 3 | 1.05 |
| Costo | 25 | 3 | 0.75 | 1 | 0.25 | 1 | 0.25 |
| <i>Total</i> | <i>100</i> | <i>10</i> | <i>2.35</i> | <i>7</i> | <i>1.8</i> | <i>7</i> | <i>1.8</i> |

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 17, se realizó la matriz de selección ponderada en función de los criterios mencionados en la Tabla 16, la cual no permitió determinar que la configuración 1 es la más óptima para el diseño. Esto debido a que presenta un fácil acceso al mantenimiento correctivo que pueda tener la turbina, de fácil ensamble con los álabes del rotor, presenta una seguridad viable tanto para las personas y el patrimonio que le rodea, y su costo es menor al de las otras opciones.

4.5. Dimensionamiento de la configuración del álabes – aleta.

Para el dimensionamiento correcto de la configuración seleccionada, primero se realizó el modelo geométrico del álabes según las especificaciones mostradas en las necesidades de la empresa y criterios ingenieriles recolectados. (Ver 4.2.).

4.5.1. Coordenadas del perfil aerodinámico.

Cortez (2016), a través de la proporción de los datos de la empresa WAIRA se llevó a cabo el modelado CAD de la pala. Para esta investigación, se usaron dichos datos que se presentaron en la Tabla 14. (Ver 4.2)

Dichos datos señalan que el álabe está dividido en 12 estaciones, donde para cada una de estas se tiene la distancia entre secciones representada por “r”, la longitud de cuerda “c”, el ángulo de torsión del perfil “ β ”, y el porcentaje de espesor respecto a la cuerda (%).

La longitud “r” representa la disposición de sección a sección, mientras que las otras representan las proporciones del perfil aerodinámico, cabe resaltar que dichos perfiles son NACA 4417.

Para la obtención de los perfiles para cada sección se hizo uso de la herramienta de software libre en línea, esta herramienta proporciona los datos de diferentes tipos de perfiles según las características necesarias, incluyendo el NACA 4417. La ventaja de haber utilizado esta herramienta es que nos permitió realizar modificaciones como la longitud de cuerda máxima, espesor del perfil y ángulos de giro mostrados en la Tabla 14. Luego, se graficó la sección de cada sección con sus puntos cartesianos correspondientes como se muestra en la Figura 35.

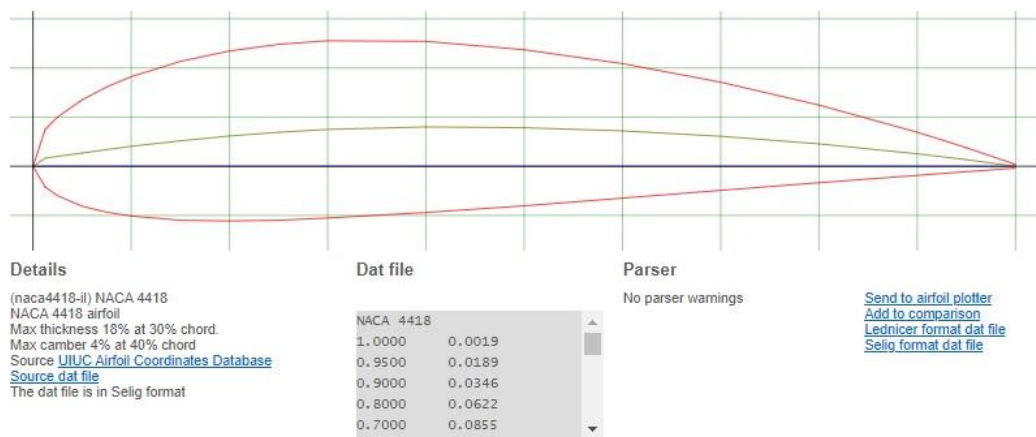


Figura 35: Gráfica y coordenadas del perfil.

Fuente: Airfoil Tools, 2021

Para este estudio, el ángulo de giro se encuentra al 25% de “c” para cada una de las estaciones, dicho parámetro se configura en la interfaz, permitiendo graficar como se muestra en la Figura 35 y 36.

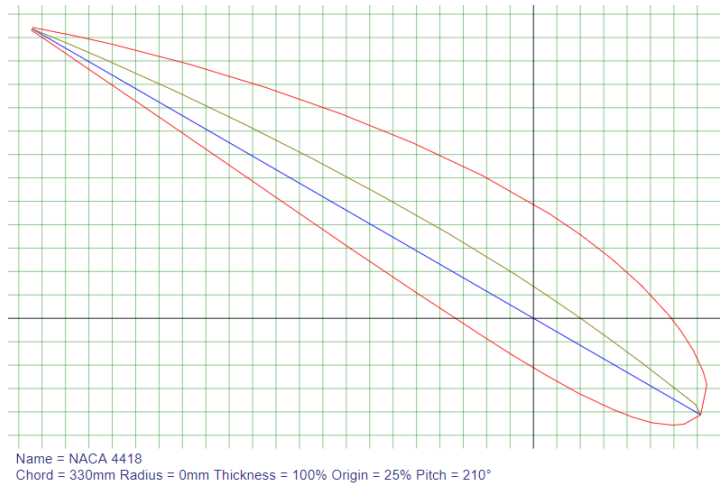


Figura 36: Perfil NACA 4418.

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber obtenido el conjunto de coordenadas configuradas de acuerdo a los datos del álabo, se obtuvieron los puntos cartesianos que forman el perfil en las coordenadas “X” y “Y”, para el eje “Z” se considera la longitud de sección a sección. En la Tabla 18 se muestran las coordenadas para la primera estación del álabo ($r = 300$ mm), y en la Figura 37 se puede observar la gráfica de dichos puntos obtenidos del perfil.

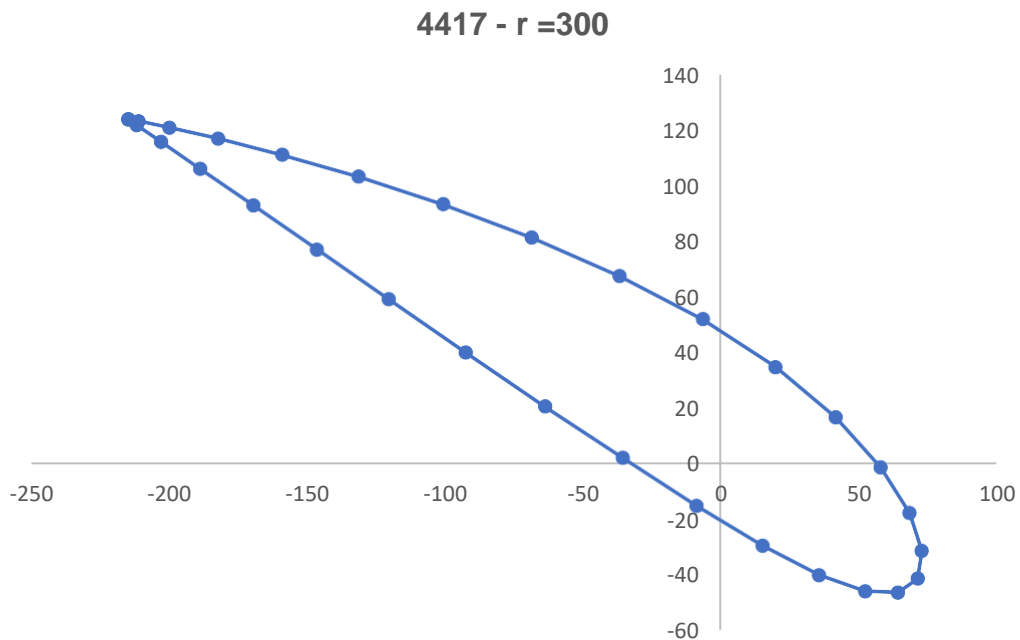


Figura 37: Gráfica del perfil NACA 4418.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 18: Coordenadas cartesianas de la sección 1 ($r=300$ mm).

| r = 300 mm | | |
|------------|--------|-----|
| x | y | Z |
| -214.34 | 123.75 | 300 |
| -210.6 | 123.02 | 300 |
| -199.59 | 120.77 | 300 |
| -181.95 | 116.82 | 300 |
| -158.67 | 110.99 | 300 |
| -130.99 | 103.12 | 300 |
| -100.35 | 93.17 | 300 |
| -68.29 | 81.21 | 300 |
| -36.43 | 67.4 | 300 |
| -6.4 | 51.94 | 300 |
| 20.05 | 34.73 | 300 |
| 41.78 | 16.56 | 300 |
| 58.08 | -1.39 | 300 |
| 68.52 | -17.79 | 300 |
| 72.98 | -31.38 | 300 |
| 71.45 | -41.25 | 300 |
| 64.38 | -46.28 | 300 |
| 52.36 | -45.78 | 300 |
| 35.79 | -39.99 | 300 |
| 15.21 | -29.46 | 300 |
| -8.7 | -15.08 | 300 |
| -35.23 | 2.01 | 300 |
| -63.47 | 20.57 | 300 |
| -92.12 | 39.93 | 300 |
| -120.04 | 59.06 | 300 |
| -146.09 | 76.96 | 300 |
| -169.18 | 92.79 | 300 |
| -188.28 | 105.86 | 300 |
| -202.55 | 115.64 | 300 |
| -211.36 | 121.7 | 300 |
| -214.34 | 123.75 | 300 |

Fuente: Elaboración propia

Las coordenadas de cada una de las secciones están especificadas en el Anexo 8.

4.5.2. Diseño CAD del álabe.

Posteriormente haber recolectado las coordenadas cartesianas de las doce secciones del álabe, se procedieron a importar a Excel, donde se agregó la longitud de sección a sección como coordenada en el eje “z”. Luego, se exportaron las coordenadas en un archivo formato txt; cabe destacar que este procedimiento se aplicó para todas las estaciones del álabe.

Habiendo obtenido los archivos, se procedió a utilizar el software de modelado 3D SolidWorks, este nos permite modelar la geometría en un sólido de tres dimensiones. Primero, se utilizó la herramienta de curvas por coordenadas o XYZ; la cual nos permitió importar los puntos que forman el perfil aerodinámico, este procedimiento se aplicó para todas las secciones, donde se puede ver la variación del ángulo de torsión para cada una de ellas tal y como se muestra en la Figura 38.

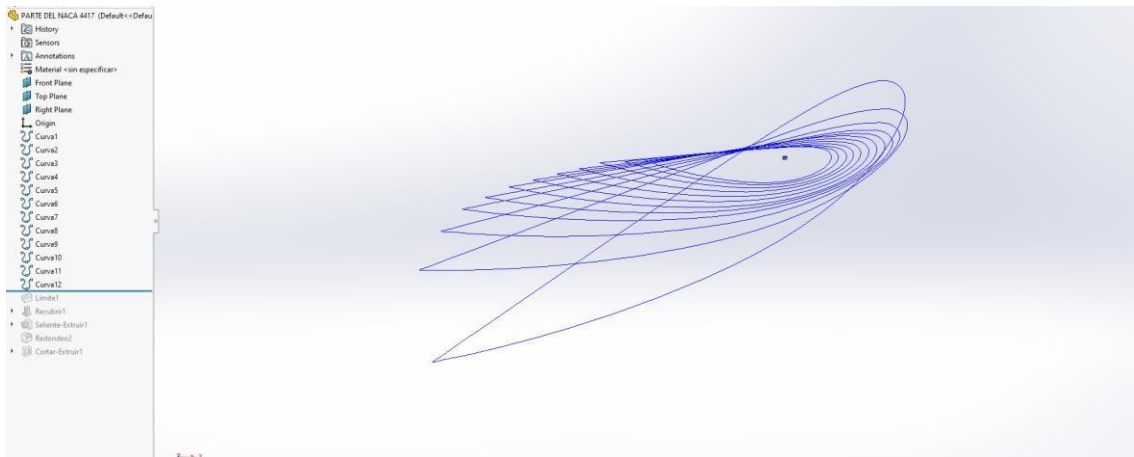


Figura 38: Curvas de las secciones del álabe.

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber formado los 12 perfiles aerodinámicos del álabe mediante el uso de curvas XYZ en el software, se realizó la operación de barrido por limite, el cual permitió generar un sólido a partir de las curvas como se muestra en la Figura 39.

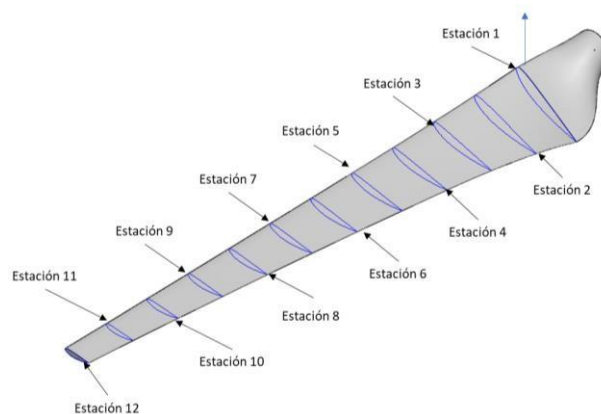


Figura 39: Modelado de las secciones del álabe.

Fuente: Elaboración propia

Para el estudio solo es necesario el diseño de la superficie del álabe, debido a que este diseño nos servirá para realizar el análisis que posteriormente se llevará a cabo. Es por ello que no se diseñó a mayor detalle la parte interna de esta misma. Además, se menciona que se agregó el diseño de la nariz y del rotor para la realización de la simulación.

Khaled, Ibrahim, Hamed y Gwad (2019), consideraron solo un álabe para su estudio, esto debido a la similitud y a la simplificación del recurso computacional y tiempo computacional de la simulación por CFD.

Es por ello que para esta investigación solo se consideró un tercio del rotor, ignorando las otras partes de la turbina, esto con el fin de realizar un caso simplificado para las simulaciones numéricas como se muestra en la Figura 40.

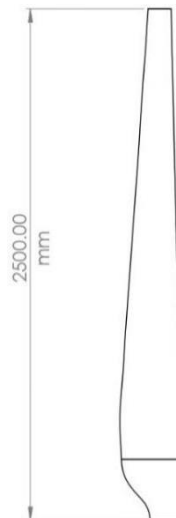


Figura 40: Vista frontal del álabe.

Fuente: Elaboración propia

4.5.3. Diseño de la aleta.

Tras haber diseñado y dimensionado el álabe, se procedió a diseñar la aleta, para ello se consta de los parámetros mostrados en la Tabla 19.

Tabla 19: Parámetros de diseño de la aleta.

| Parámetros de diseño | Magnitud |
|-----------------------------------|----------|
| Altura de la aleta | m |
| Ángulo de inclinación | ° |
| Radio de la curvatura de la aleta | m |

Fuente: Elaboración propia

La aleta es un extendido de la punta del álabe, manteniendo el mismo perfil aerodinámico. Diversos estudios muestran que su altura puede ser de 1.5% del radio de la pala, sin embargo, Khaled, Ibrahim, Hamed y Gwad; en el 2019; realizó un estudio donde diseño diferentes configuraciones de entre 1 – 7% de longitud, logrando determinar que entre mayor es altura de la aleta, mayor es la potencia obtenida en el conjunto del álabe aleta. Por lo tanto, para este estudio se tomará una aleta con una altura del 1.5 % y 6% del radio de la pala.

En la Tabla 20, se muestran las dimensiones para las configuraciones de las aletas del álabe de la turbina, la primera configuración WL – 1 tiene una longitud de 150 mm, y la segunda WL-2 tiene una longitud de 37.5 mm, ambas con un ángulo de inclinación de 45° y con un radio de curvatura de 30 mm con un como se muestra en la Figura 41.

Tabla 20: Dimensiones de la configuración de la aleta del álabe.

| Configuraciones | Ángulo de inclinación (°) | Longitud de la aleta (m) |
|-----------------|---------------------------|--------------------------|
| WL-1 | 45 | 1.5% |
| WL-2 | 45 | 6% |

Fuente: Elaboración propia

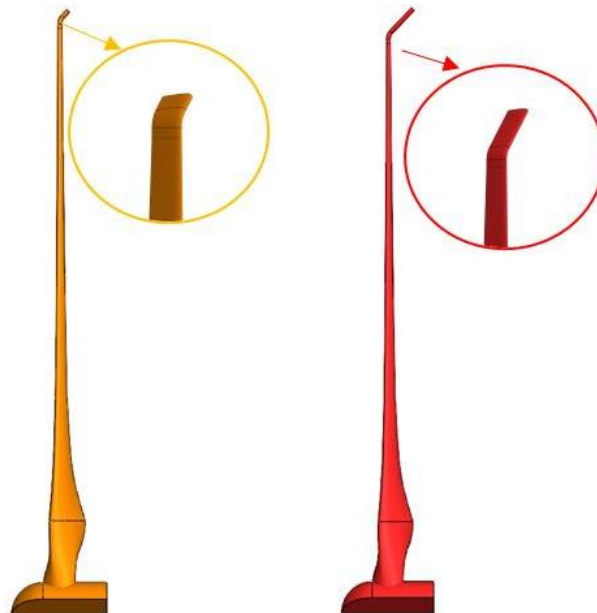


Figura 41: Parámetros geométricos para definir una aleta.

Fuente: Elaboración propia.

El ángulo de inclinación para el diseño será de 45°, debido a que este tras investigaciones mostró tener un mayor impacto sobre la mejora. Y, por último, el radio de curvatura de la aleta será de 30 mm. Cabe resaltar que para este estudio no se considera el ángulo de barrido y el ángulo de torsión de la aleta.

4.6. Diseño paramétrico de la performance del álabe las configuraciones candidatas.

Tras haber determinado las dimensiones de los álabes con las dos configuraciones de aletas y el álabe convencional, se procedió a elaborar el diseño paramétrico con el objetivo de realizar la comparación y obtener la configuración con mayor performance.

4.6.1. Diseño del álabe sin aleta.

Los parámetros definidos en la Tabla 21 son una continuación de la caja negra presentada en el capítulo tres; variables y operacionalización. En esta tabla se pueden observar los rangos y variables de diseño definidas a partir del dimensionamiento del álabe.

Tabla 21: Tabla de variables para el diseño paramétrico.

| Tipo de variable | Variable | Símbolo | Unidad | Rango |
|---------------------------------------|----------------------|-----------|-------------|---------------------|
| Parámetros de definición del problema | Radio del rotor | r | m | 2.5 |
| | Número de álabes | B | $Adim$ | 3 |
| | Densidad del viento | ρ | kg/m^3 | 1.205 |
| Variables de diseño | Velocidad de viento | v | m | 1.5 – 8.4 |
| | Velocidad angular | ω | rad/s | 8 – 26.8 |
| Variables de solución del problema | Torque del álabe | T | Nm | <i>A determinar</i> |
| | Torque de la hélice | Th | Nm | <i>A determinar</i> |
| | Potencia del rotor | P | W | <i>A determinar</i> |
| Variables intervinientes | Temperatura ambiente | T_{amb} | $^{\circ}C$ | 25 |

Fuente: Elaboración propia.

El diseño paramétrico para el álabe sin aleta se aplicó la teoría del elemento del álabe, donde para hallar los valores de esta se realizó utilizando el software de cálculo Excel con el fin de obtener el torque del álabe, torque del rotor y la potencia a según las velocidades de la zona

En la Tabla 22 se puede observar los resultados de la fuerza normal, tangencial y el momento para una de las secciones del álabe. Este mismo procedimiento se aplicó para la velocidad mínima, promedio y máxima de la zona con el fin de obtener la potencia mecánica total que se podía obtener del rotor. En el anexo 10 se puede observar el algoritmo de cálculo y los valores para cada una de las secciones.

Tabla 22: Resumen de los resultados del diseño paramétrico para la velocidad máxima.

| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Fuerza Normal por unid. longitud (N/m) | Fuerza Tangencial por unid. longitud (N/m) | Momento por unid. longitud (Nm/m) |
|----------|-------|-------|-------|-------|--|--|-----------------------------------|
| 1 | 0.300 | 0.330 | 0.164 | 0.105 | 14.576 | 8.967 | 2.690 |
| 2 | 0.500 | 0.310 | 0.320 | 0.084 | 26.406 | 9.506 | 4.753 |
| 3 | 0.700 | 0.285 | 0.340 | 0.046 | 46.122 | 12.081 | 8.457 |
| 4 | 0.900 | 0.265 | 0.363 | 0.029 | 64.854 | 12.604 | 11.343 |
| 5 | 1.100 | 0.245 | 0.366 | 0.019 | 83.425 | 12.843 | 14.128 |
| 6 | 1.300 | 0.225 | 0.387 | 0.014 | 107.491 | 13.057 | 16.974 |
| 7 | 1.500 | 0.205 | 0.390 | 0.010 | 128.557 | 12.697 | 19.045 |
| 8 | 1.700 | 0.185 | 0.402 | 0.007 | 146.535 | 11.742 | 19.962 |
| 9 | 1.900 | 0.167 | 0.413 | 0.006 | 169.027 | 10.685 | 20.302 |
| 10 | 2.100 | 0.150 | 0.452 | 0.005 | 195.714 | 8.662 | 18.189 |
| 11 | 2.300 | 0.130 | 0.416 | 0.006 | 165.759 | 2.523 | 5.803 |

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 23 se puede observar los resultados, donde para una velocidad mínima se obtiene una potencia de 80.62 W, para una velocidad promedio se obtuvo una potencia de 240.48 y la velocidad máxima genero un total de 2373 W.

Tabla 23: Resultados del análisis analítico al álabe sin aleta.

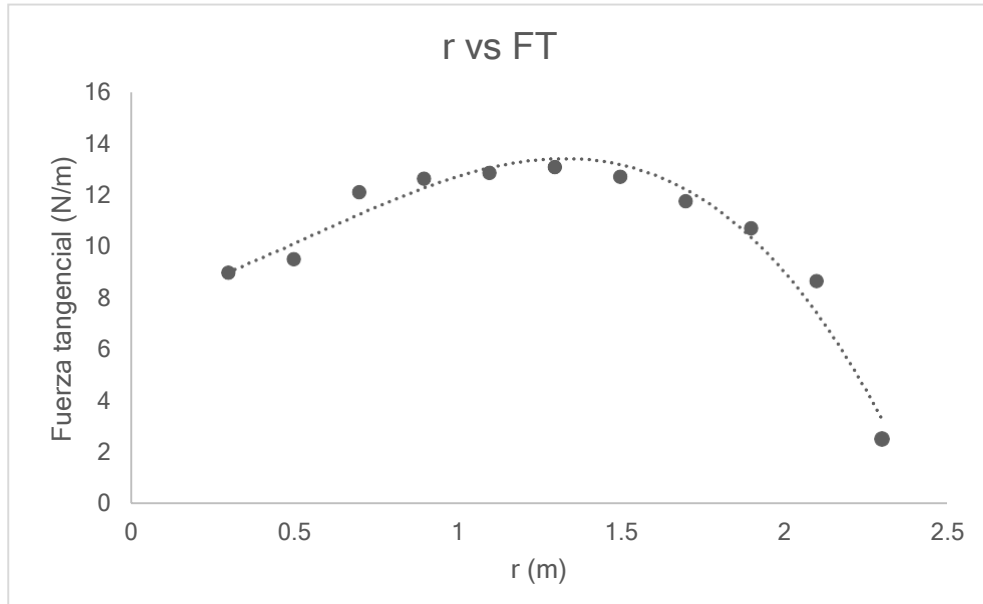
| Velocidades | Torque del álabe (Nm) | Torque del rotor (Nm) | Potencia (W) |
|-------------|-----------------------|-----------------------|--------------|
| Mínima | 3.36 | 10.08 | 80.62 |
| Promedio | 6.26 | 18.79 | 240.48 |
| Máxima | 29.52 | 88.56 | 2373.51 |

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 42, 43 y 44 se muestra los resultados de la fuerza tangencial (N/m), la fuerza norma (N/m) y el momento (Nm/m) para las 11 secciones del álabe sin

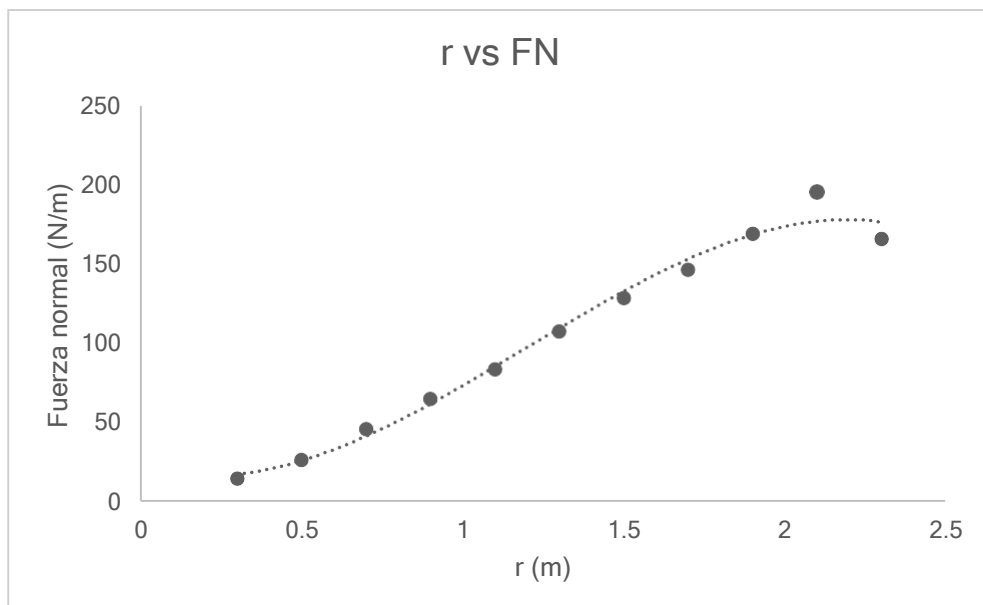
aleta para una velocidad máxima. En el Anexo 10 se pueden observar las tablas de resultados para cada uno de los casos.

Figura 42: Fuerza tangencial a lo largo de la longitud del álabe.



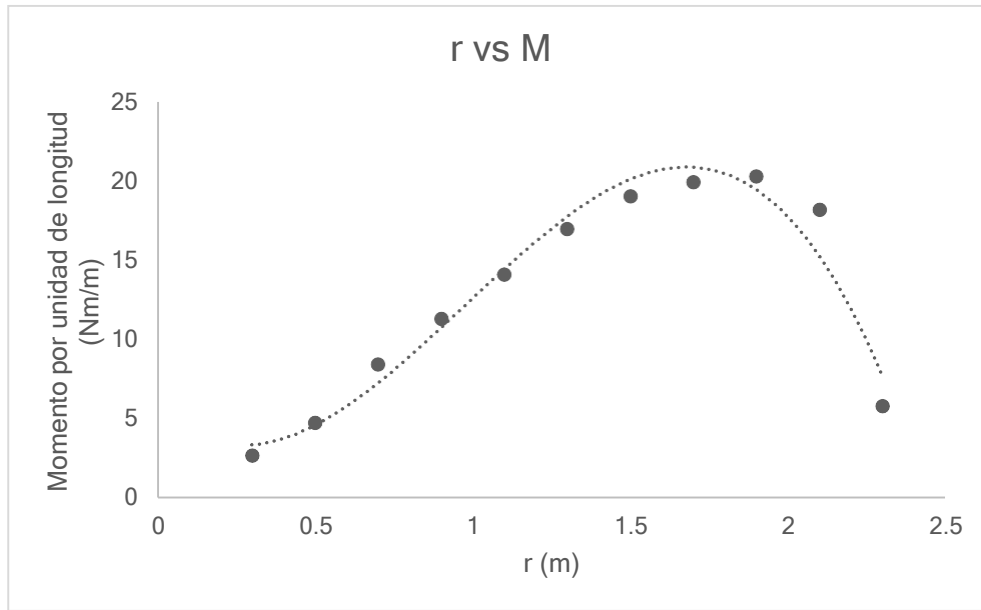
Fuente: Elaboración propia.

Figura 43: Fuerza normal a lo largo de la longitud del álabe.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 44: Momento a lo largo de la longitud del álabe.



Fuente: Elaboración propia.

4.6.2. Diseño del álabe sin aleta.

Tabla 24: Tabla de variables para el diseño paramétrico de las aletas.

| Tipo de variable | Variable | Símbolo | Unidad | Rango |
|--|-----------------------------------|-------------|-------------|--------------|
| Parámetros de definición del problema | Radio del rotor | r | m | 2.5 |
| | Ángulo de inclinación de la aleta | s_{aleta} | $^{\circ}$ | 45 |
| VARIABLES DE DISEÑO | Velocidad de viento | v | m | 1.5 – 8.4 |
| | Velocidad angular | ω | rad/s | 8 – 26.8 |
| | Longitud de la aleta | h_{aleta} | $\%$ | 1.5 – 6 |
| VARIABLES DE SOLUCIÓN DEL PROBLEMA | Torque del álabe | T | Nm | A determinar |
| | Torque del rotor | T_r | Nm | A determinar |
| | Potencia del rotor | P_r | W | A determinar |
| VARIABLES INTERVINIENTES | Temperatura ambiente | T_{amb} | $^{\circ}C$ | 25 |

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar los resultados y analizar las variables del diseño paramétrico, se usó la metodología de simulación mediante dinámica de fluidos computacional (CFD) de ANSYS, la cual es una herramienta que nos permitió agilizar el proceso de obtención de resultados de las optimizaciones hechas a las palas del rotor mediante el uso de aletas.

4.7. Simulación del alabe-aleta mediante dinámica de fluidos computacional

4.7.1. Geometría del análisis.

En el sub capítulo 4.5.2. se realizó el dimensionamiento y diseño CAD de las configuraciones de las álabes - aleta propuestas para el estudio utilizando el software Solidworks. Para este estudio se hará uso del paquete de ANSYS CFX en Workbench como se muestra en la Figura 45.

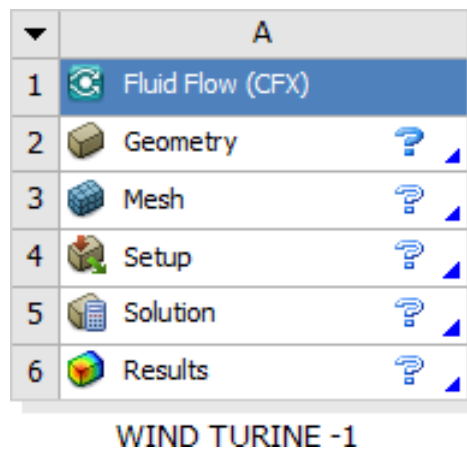


Figura 45: Interfaz de CFX – ANSYS.

Fuente: Elaboración propia.

El primer paso para realizar la simulación de los álabes en CFX es realizar el diseño geométrico de estas mismas. Donde se procedió a diseñar el dominio computacional con los que se determinaron las condiciones de contorno para la simulación es de un tercio del rotor con un sector de 120° , el cual solo contiene un álabes del rotor. Esto se realizó con el fin de simplificar el estudio y disminuir el tiempo de simulación, además que este nos permitió apreciar debidamente la turbulencia que se genera el álabes.

El dominio se divide en dos; donde uno de ellos está dentro del otro, El dominio interior se le denomina dominio rotatorio y es donde se encuentra situado la tercera parte del rotor con un álabes. Y el segundo, que está en la parte exterior se le denomina dominio estático como se muestra en la Figura 46.

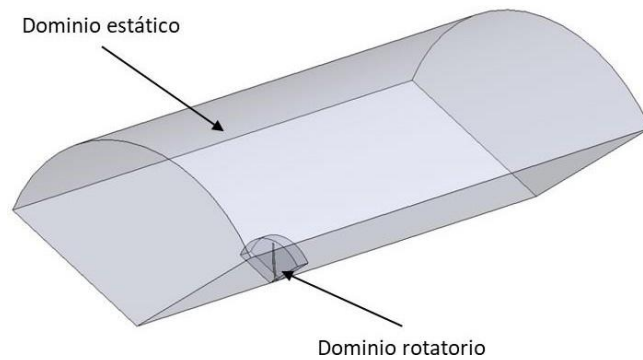


Figura 46: Dominio computacional del estudio.

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar el tamaño del dominio estático se utilizó el método empleado por Khaled, Ibrahim, Hamed, y Gwad (2019), donde la longitud entre la cara por donde ingresaba el viento se encontraba a cinco veces el radio de rotor del dominio rotacional ($5R$), y para el lado de aguas abajo, el límite de la cara de salida del dominio estático estaba a diez veces el radio del rotor ($10R$), y para el diámetro del dominio estático es de cuatro veces el rotor ($4R$). Es por ello, que para esta este estudio se aplica los mismos criterios para los dominios de control para el estudio (Ver Figura 47).

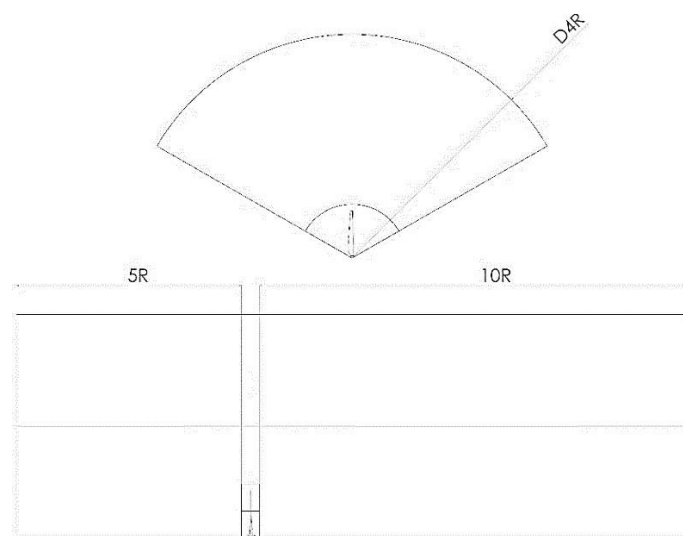


Figura 47: Dimensiones del dominio computacional.

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, el radio del dominio estacionario es de 10 m, para la longitud del límite de ingreso aguas arriba hasta el dominio rotatorio es de 12.5 m, y para el límite de salida del dominio rotatoria hasta el límite del dominio estático aguas abajo es de 25 m.

4.7.2. Mallado

Habiendo realizado el diseño de los dominios y habiendo editado la geometría de los álabes, se procedió a elaborar la generación del mallado. Está es una de las partes más importantes debido a que su influencia es importante para la exactitud de la solución.

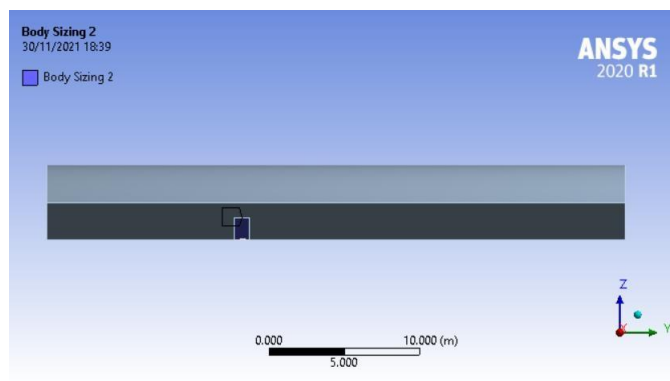


Figura 48: Dominio Rotatorio.

Fuente: Elaboración propia.

Para este estudio se realiza la aplicación de un tipo de malla no estructurada debido a la complejidad que presenta la geometría, donde sus elementos son dados por triángulos para un plano de dos dimensiones y tetraedros para tres dimensiones.

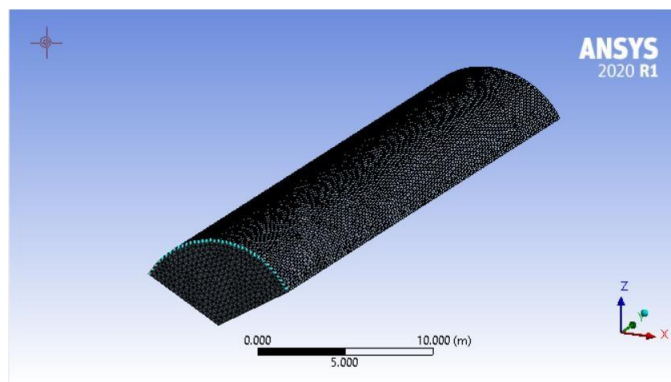


Figura 49: Mallado del dominio estático.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 50 se muestra el mallado para el dominio estático, donde el tipo de elemento utilizado fue tetraédrico. El tamaño de los elementos para este dominio es mucho más grande a comparación de los elementos del dominio rotatorio.

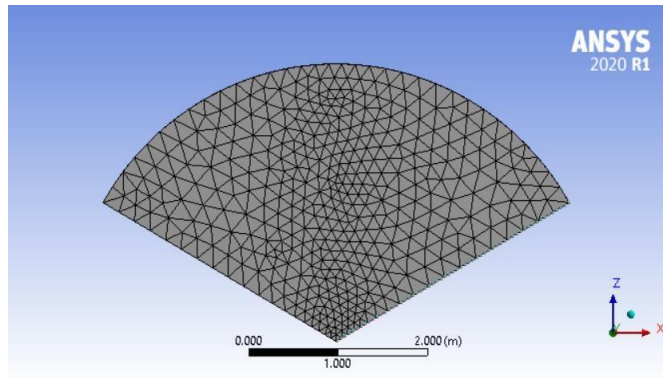


Figura 50: Mallado del dominio rotatorio.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 51, se observa e mallado aplicado al dominio rotatorio, donde el tipo de elemento es tetraédrico, el cual se le aplico un refinamiento con el fin de obtener resultado con un porcentaje de error mínimo. Esto ayuda a que el intercambio de información de elementos sea más eficaz a la hora de realizar la simulación.

Otro punto muy importante en la simulación es la inflation de 15 capas con un tamaño de 0.075 mm que se observa en la Figura 53. Este refinamiento permite generar elementos prismáticos sobre la superficie, mejora la obtención de resultados de los efectos del fluido sobre la capa limite sobre el álabe.

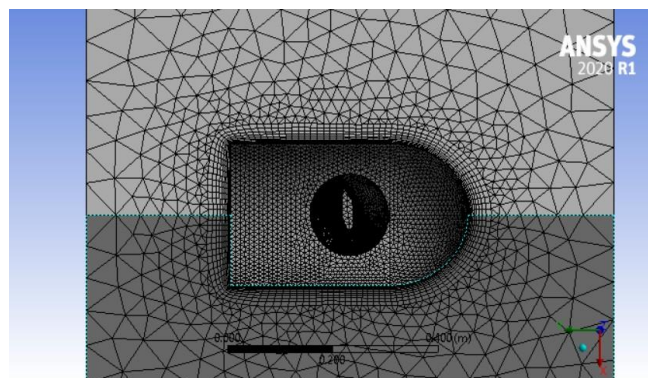


Figura 51: Inflation aplicado al álabe.

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber realizado el mallado para los dominios computacionales y el mallado, se obtuvo un valor total de 2,198,077 elementos.

4.7.3. Pre procesamiento

Luego de haber culminado el proceso de mallado y el refinamiento, se proceden a seleccionar y configurar las condiciones de contorno para la simulación. Es este punto se definieron los tipos de dominios, la entra del fluido, las áreas abiertas del dominio, las interfaces entre el dominio rotatorio y estático, además de digitar los parámetros de simulación.

En la Figura 52 se puede observar las condiciones de contorno aplicadas al dominio estático, donde se determinaron las interfaces de ingreso, salida y la zona abierta con el dominio rotatorio. Tras haber hecho la configuración, las flechas azules se posicionan sobre las zonas determinadas como abiertas, y las flechas negras se posicionan sobre la cara por donde ingresa el fluido, que para este estudio es el aire.

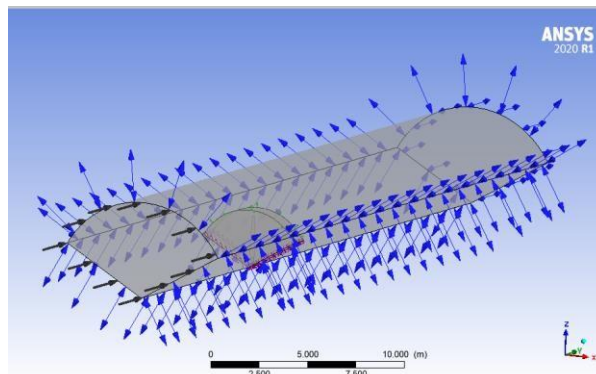


Figura 52: Condiciones de contorno del dominio estático.

Fuente: Elaboración propia.

En la figura 53 se aprecian las configuraciones aplicadas al dominio rotatorio, donde las flechas verdes indican la interacción fluido – fluido de las interfases. Y las flechas moradas indican la periodicidad rotacional.

Luego de haber definido las interfaces, se configuró el número de iteraciones consideradas para el estudio, y el error mínimo para finalizar el error de iteraciones en la simulación.

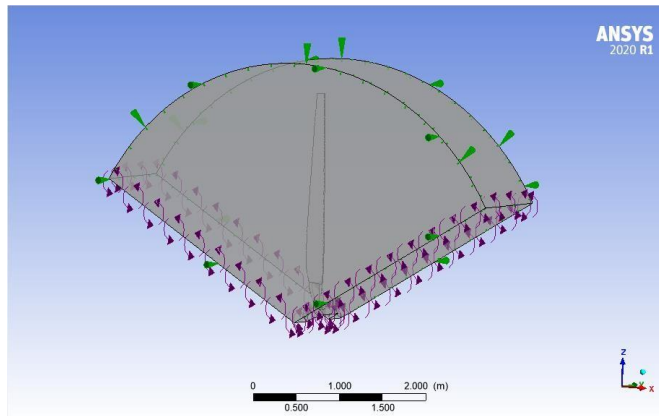


Figura 53: Condiciones de contorno del dominio rotatorio.

Fuente: Elaboración propia.

Tras ver aplicado, para el cálculo de las variables en el software, se introdujeron las expresiones de fuerza (`force_()`@) y torque (`torque_()`@) para hallar los resultados de las variables.

El modelo de turbulencia aplicado es el SST (Shear Stress Transport), esto se debe a que, según las investigaciones revisadas, este permite obtener una mayor efectividad y de confiabilidad en el análisis.

4.7.4. Resultados de la simulación.

Para determinar los resultados, se puede observar los valores de presión a lo largo de la pala, además, se ve puede apreciar que la presión sobre la punta de la aleta es mucho menor a comparación del álabe sin aleta como se muestra en la Figura 54.

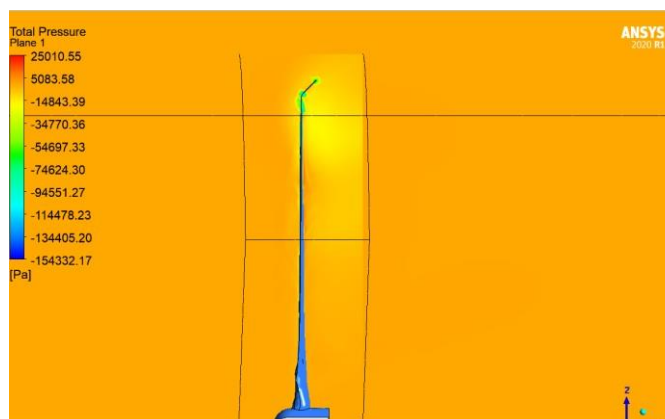


Figura 54: Presión en el contorno del álabe con aleta.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 55 se muestran la gráfica del contorno de la velocidad del flujo del aire, se puede observar que la velocidad aguas abajo disminuye luego de su salida del álabe, además se observa la generación de remolinos en la punta alar, este efecto suele ocurrir en los aerogeneradores.

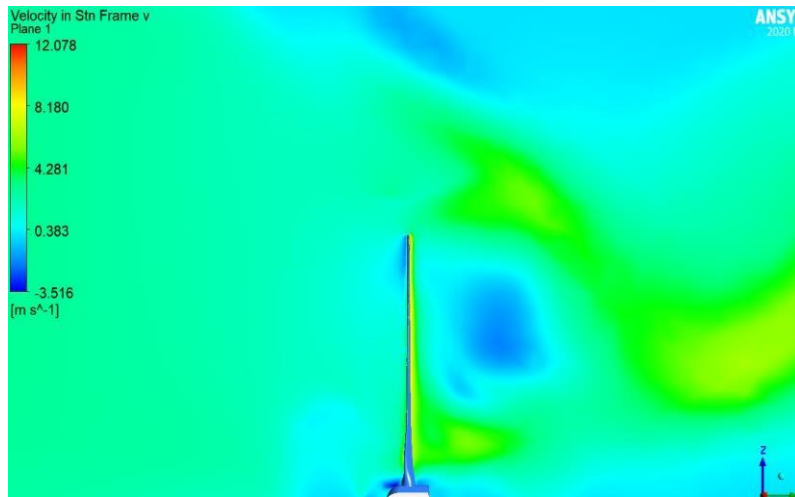


Figura 55: Velocidad en el contorno del álabe sin aleta. (Elaboración propia)

Fuente: Elaboración propia.

Estos remolinos generados en la punta del álabe, son causantes de una disminución de potencia debido a la turbulencia generada por, sin embargo, en la Figura 56, se muestra que este fenómeno disminuyó de manera considerable tal y como lo mencionan las investigaciones anteriormente mencionadas.

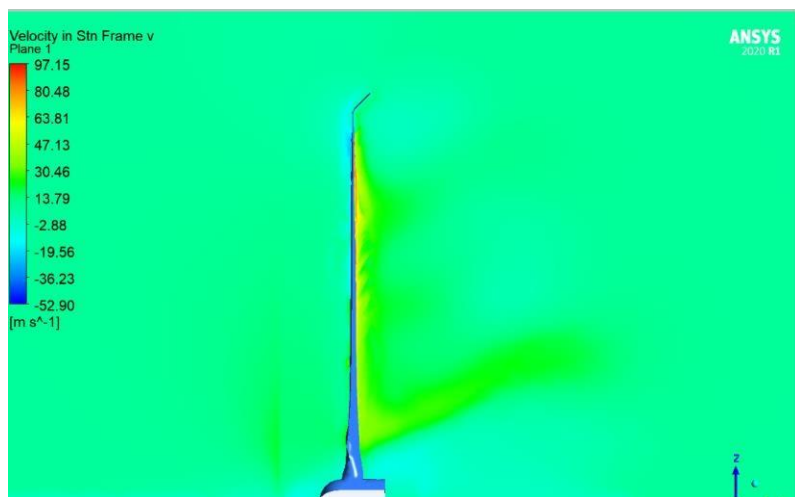


Figura 56: Velocidad en el contorno del álabe con aleta. (Elaboración propia)

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber obtenido los resultados de los parámetros de torque y potencia para las tres configuraciones como se muestra en la Tabla 26. Luego, se realizó una comparación entre el cálculo analítico aplicado al álabe sin aleta con el fin de corroborar los valores de las simulaciones.

En la Tabla 25, se observa la comparación entre el cálculo analítico y los resultados de la simulación CFD aplicada al álabe sin aleta, donde se obtuvo hasta una diferencia promedio total del 6%, lo cual demuestra que ambos métodos fueron correctamente aplicados.

Tabla 25: Comparación del cálculo analítico y la simulación CFD aplicado al álabe sin aleta.

| Álabe sin aleta | | | | | | |
|-----------------|-----------------------|-----------------------|--------------|-----------------------|-----------------------|--------------|
| Variable | Cálculo analítico | | | Simulación CFX | | |
| Velocidades | Torque del álabe (Nm) | Torque del rotor (Nm) | Potencia (W) | Torque del álabe (Nm) | Torque del rotor (Nm) | Potencia (W) |
| Mínima | 3.36 | 10.08 | 80.62 | 1.45 | 4.35 | 34.78 |
| Promedio | 6.26 | 18.79 | 240.48 | 5.47 | 16.41 | 210.05 |
| Máximo | 24.08 | 72.24 | 1936.09 | 23.27 | 69.81 | 1870.91 |

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 56, se observa la gráfica de la comparación entre ambos métodos, se ve que el cálculo analítico es ligeramente mayor a la simulación CFD, con un error del 6%.

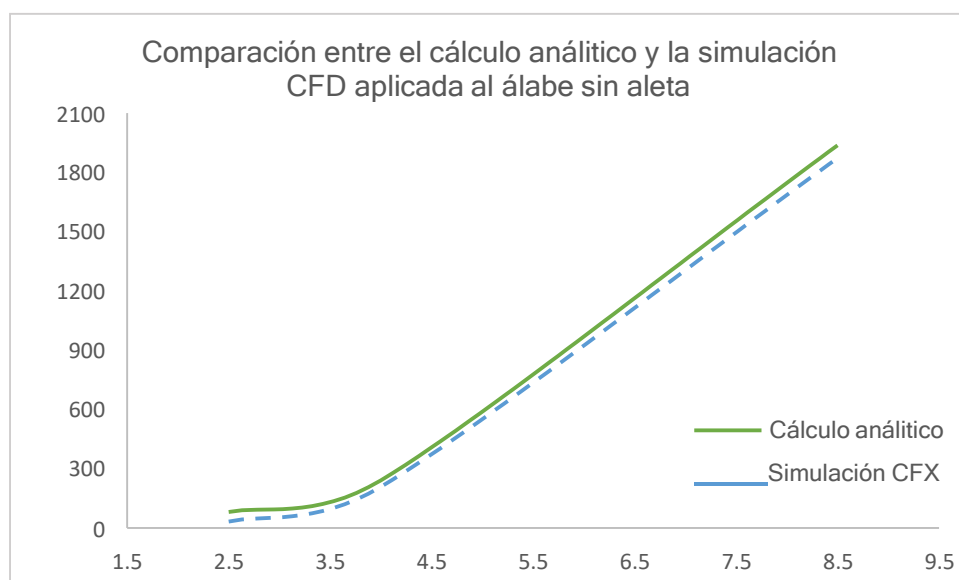


Figura 57: Comparación del cálculo analítico y la simulación CFD para el álabe sin aleta.

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber determinado la validación del método aplicado, se presentan los resultados de las simulaciones realizadas a las diferentes configuraciones en la Tabla 26, donde se (SW) corresponde al álabe sin aleta, al (WL -1) que representa al álabe con aleta con una longitud del 1.5% radio del rotor, y (WL - 2) que representa al álabe con aleta de una longitud del 6% del radio del rotor, cabe mencionar que ambas tienen un ángulo de inclinación de 45°.

Tabla 26: Comparación de los resultados de las simulaciones de las configuraciones seleccionadas.

| Configuraciones | Sin aleta (SW) | | | Aleta 1.5% (longitud) - 45° (inclinación) (WL -1) | | | Aleta 6% longitud - 45° (inclinación) (WL -2) | | |
|-----------------|-----------------------|-----------------------|--------------|---|-----------------------|--------------|---|-----------------------|--------------|
| | Torque del álabe (Nm) | Torque del rotor (Nm) | Potencia (W) | Torque del álabe (Nm) | Torque del rotor (Nm) | Potencia (W) | Torque del álabe (Nm) | Torque del rotor (Nm) | Potencia (W) |
| Mínima | 1.45 | 4.35 | 34.78 | 4.50 | 13.50 | 108.00 | 5.70 | 17.10 | 136.80 |
| Promedio | 5.47 | 16.41 | 210.05 | 6.67 | 20.01 | 256.13 | 6.67 | 20.01 | 256.13 |
| Máximo | 23.27 | 69.81 | 1870.91 | 25.37 | 76.11 | 2039.75 | 34.31 | 102.93 | 2758.52 |

Fuente: Elaboración propia.

Tras haber hecho la comparación, se puede observar en la Figura 58 que la el WL - 2 mejora la generación de potencia de la turbina de viento de manera considerable en velocidades mayores de 4 m/s, a una velocidad máxima está configuración generó 2758.52 Watts. La configuración WL -1 aumenta ligeramente la generación de potencia a partir de los 3 m/s, a una velocidad máxima llegó a generar una potencia de 2039.75 Watts, y por último, el álabe sin aleta llega a generar una potencia de 1870.91 Watts a una velocidad máxima, siendo menor a comparación de las configuraciones de las álabes con aletas.

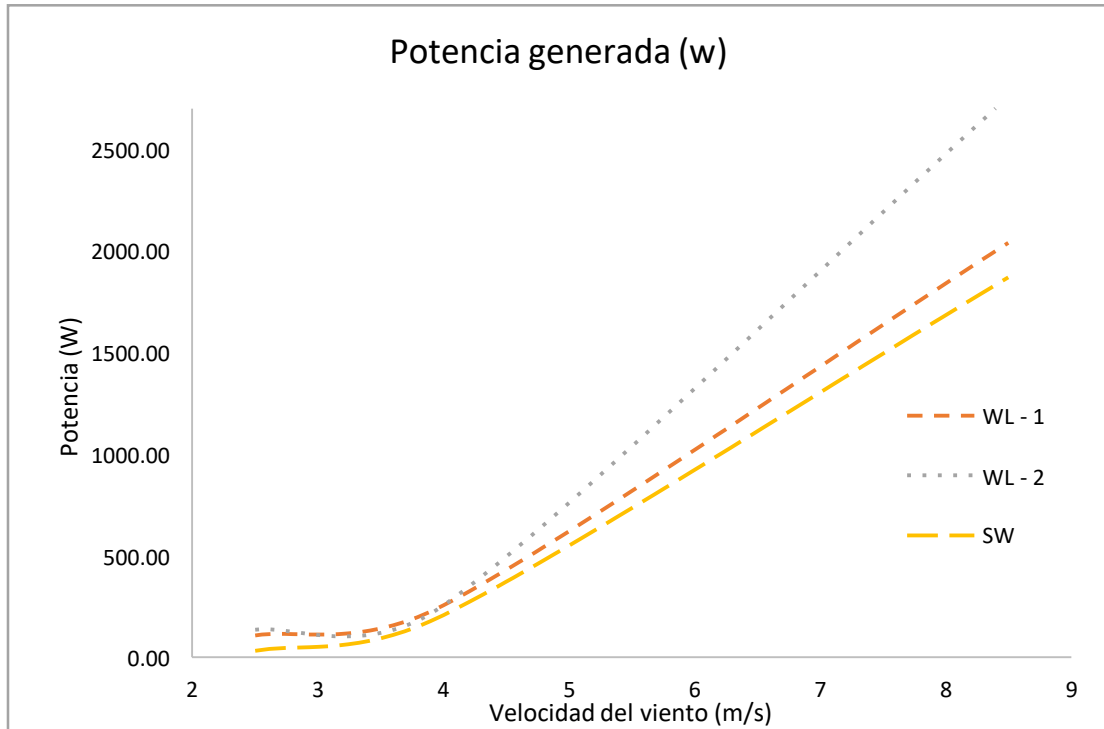
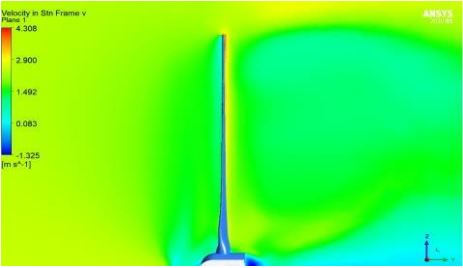
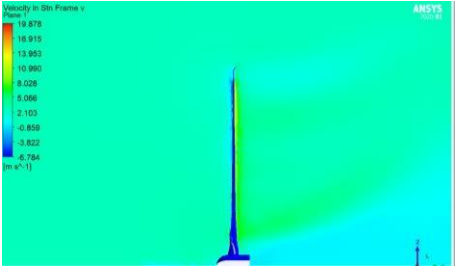
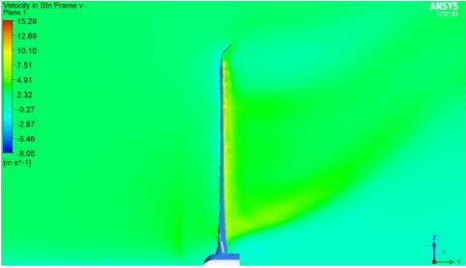
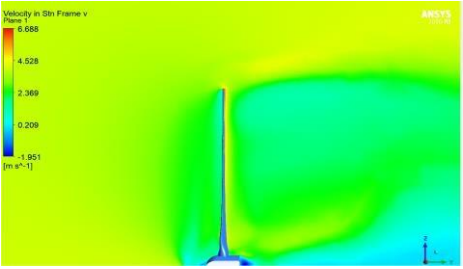
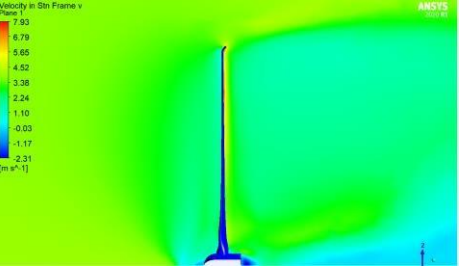
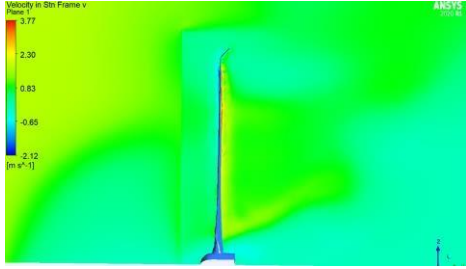
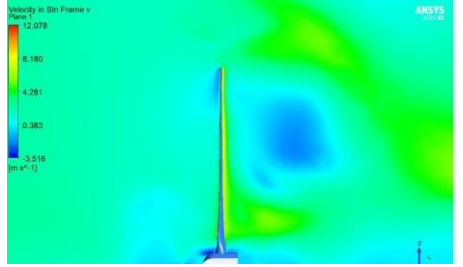
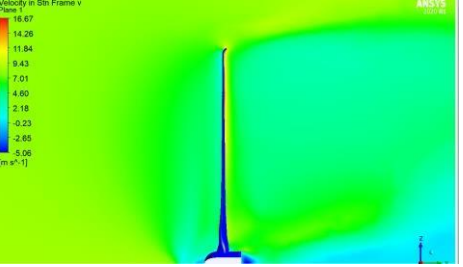
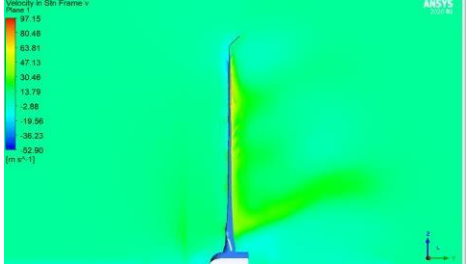


Figura 58: Comparación de la potencia generada por el álabe sin aleta y los álabes con aletas.

Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, luego de haber concluido la comparación, se selecciona al álabe con una longitud de aleta del 6% radio del rotor con un ángulo de inclinación del 45°.

Tabla 27: Matriz de simulaciones aplicadas a las diferentes configuraciones.

| Parámetro | SW | WL - 1 | WL - 2 |
|-----------|---|--|---|
| V min |  |  |  |
| V prom |  |  |  |
| V max |  |  |  |

Fuente: Elaboración propia.

V. DISCUSIÓN.

El estudio estuvo basado en la teoría de diseño paramétrico que establece Eggert (2014), muestra cinco pasos secuenciales que permite mejorar diseños mecánicos o de ingeniería para optimizar su rendimiento con menos esfuerzo. Esta metodología que permitió determinar los requerimientos y las especificaciones de ingeniería de diseño a través de las entrevistas planteadas a la empresa con el fin de generar alternativas de solución al problema planteado como se muestra en la Tabla 8 y 9. Además, a partir de ello, se pudieron obtener las especificaciones geométricas del álabe de la turbina establecidas por la empresa para el estudio como se muestra en la Tabla 10.

El análisis de viento planteado a la zona rural fue importante para realizar el estudio, Villarrubia (2013) menciona que para determinar velocidades de viento fiables es necesario contar con datos históricos de entre 25 a 30 años, sin embargo, a partir de 10 años ya empiezan a ser confiable. Para la determinación de los datos de viento de la zona se hizo uso de la metodología planteada por Quiñonez, Huanca & Holguino (2019) y Hernández, Córdoba & García (2018), los cuales realizaron una comparación de datos de viento entre las estaciones meteorológicas y la base de datos de la NASA (Surface Meteorology and Solar Energy). A raíz de ello, se hizo la comparación de los años 2017, 2018, 2019 y 2020 de los datos de NASA y de la estación meteorológica de SENAEMI de Chongoyape determinando que el uso de la base de datos satelital es confiable, llegando a usar los 30 años de datos con los que cuenta, obteniendo una velocidad promedio 2.8 m/s, una velocidad máxima de 8.23 m/s y una velocidad mínima de 0.828 como se muestra en la Tabla 14.

Tras haber recopilado la información de investigaciones y normas vinculadas a la optimización del diseño de álabes, se logró recolectar normas asociadas a los requisitos de seguridad, clases de turbinas, requisitos de diseño, y velocidades referenciales, además, a partir de ello se establecieron recomendaciones de diseño, estableciendo que el uso de aletas en los álabes era una de las optimizaciones con mayor relevancia.

Luego de haber recopilado la información necesaria, se analizaron dichas opciones a partir de los autores Gupata, Alsultan, Amano, Kumar y Walsh. Los

cuales establecen una mejora del diseño se presentaron tres propuestas, donde se usó una aleta, un tubérculo o aleta de ballena y un álabe ranurado. A partir de ello se estableció una matriz de selección ponderada en función de la facilidad de mantenimiento, facilidad en el ensamblaje, seguridad y costos de fabricación, determinando que la aleta es la configuración óptima teniendo en cuenta los criterios de selección con un ponderado de 2.35 como se muestra en la Tabla 17.

Tras haber culminado la selección de la mejora, se procedió a elaborar el dimensionamiento general del álabe sin mejora a partir de las coordenadas de los perfiles de las diferentes secciones presentadas en el anexo 8. Posteriormente, a partir de la investigación de Khaled, Ibrahim, Hamed y Gwad se dimensionaron las aletas de 1.5% y 6% de longitud del radio del rotor como con ángulo de inclinación de 45° como se muestra en la Figura 41 y Tabla 20.

El diseño paramétrico fue elaborado a base de la teoría del elemento pala para el álabe sin aletas, donde, mediante el uso de la metodología de Cortez EN EL 2016 se pudo obtener que la pala genera hasta un torque de 29.52 Nm, con una potencia del motor de 2373.51 Watts.

La metodología de solución para el problema de diseño fue mediante el uso de la simulación de dinámica de fluido computacional (CFD) para los álabes con aletas. En la cual Khaled, Ibrahim, Hamed y Gwad establecen que para el diseño del dominio rotatorio se usa solo un tercio del álabe, con un diámetro del dominio estático de 4 veces el radio del álabe, con una longitud de 10 veces el radio. Los autores recomendaron aplicar un refinamiento del mallado con inflation para obtener resultados óptimos. La metodología utilizada dio resultados concernientes a la simulación numérica, reduciendo el tiempo de solución de manera considerable, además, que los parámetros resultantes del mallado fueron de alta calidad., obteniendo que el álabe con aleta de 6% optimiza la pala, generando una potencia de 2,758.52 Watts, mayor al álabe sin aleta.

VI. CONCLUSIONES.

Tras haber realizado las encuestas a la empresa, se pudo determinar los requerimientos de la empresa, mediante los cuales se pudieron recolectar las principales características de la turbina de viento, estableciendo el diámetro del rotor de 5 m y la longitud del álabes de 2.5 m.

En resumen, tras haber realizado la recolección de datos de las velocidades de la estación meteorológica de SENAMIH ubicada en el distrito de Chongoyape y SSE NASA, se realizó la comparación de los datos históricos de ambas fuentes, sin embargo, para el estudio se hizo uso de la serie histórica de 30 años que presenta la NASA, realizando una corrección de la desviación porcentual con el fin de obtener resultados con mayor proximidad a los datos reales. Por lo tanto, se encontró que la velocidad máxima es de 8.23 m/s, la velocidad promedio es de 2.89 m/s y la velocidad mínima de 0.82 m/s a una altura de 10 m para el distrito de Chongoyape.

La generación de las alternativas de optimización para el álabes de una turbina de viento estuvo asociada a una serie de recopilación de investigaciones y normas, de las cuales se seleccionaron tres configuraciones, la primera fue el uso de aletas en la punta del álabes, la segunda fue el álabes con tubérculos, y finalmente el álabes ranurada con boquillas en el lado de presión de la pala.

La selección de la configuración óptima se basó en criterios orientados a la facilidad de mantenimiento (10%), facilidad de ensamblado (30%), seguridad (35%) y el costo de fabricación (25%) de la mejora, obteniendo que la configuración uno (álabes -aleta) obtuvo un ponderado de 2.35, mayor en comparación de la configuración dos y tres que obtuvieron un valor ponderado de 1.8. Por lo tanto, se determinó que la configuración uno es la más óptima.

Tras haber seleccionado la configuración óptima, se realizó el dimensionamiento del álabes en función de un perfil aerodinámico NACA 4417 con una longitud de 2.5 m, posteriormente se realizó el dimensionamiento de las aletas, la primera (WL - 1) tuvo una longitud de 1.5% del radio del rotor, y la segunda (WL - 2) tuvo un 6% de longitud, donde ambas tuvieron un ángulo de inclinación de 45°.

Se realizó el estudio paramétrico mediante la aplicación de la teoría del elemento de pala para el álabe sin aleta, del cual obtuvo que la pala obtuvo un torque de 3.36 Nm para la velocidad mínima, 6.26 Nm para la velocidad promedio, y 29.52 Nm para velocidad máxima, llegando a generar una potencia máxima de 2,373 Watts en la zona.

Tras haber realizado la simulación CFD al álabe sin aleta, al álabe con una aleta de 1.5% y al álabe con una aleta de 6%, se obtuvo que la pala con una aleta con una longitud del 6% del radio del rotor generó una potencia de hasta 2,758 Watts, mayor en comparación con el álabe sin aleta y el álabe con una aleta de 1.5%, siendo la combinación óptima para la mejora.

VII. RECOMENDACIONES.

El presente trabajo de investigación recomienda para estudios lo siguiente.

1. Realizar el análisis de convergencia para las simulaciones planteadas en el estudio.
2. Realizar el análisis de los álabes de la hélice de la turbina de viento mediante simulación numérica en régimen transitorio.
3. Realizar el estudio del comportamiento estructural de los álabes con aletas.
4. Realizar el análisis de la combinación optima de álabe - aleta mediante el uso de un modelo de red neuronal network (ANN).

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia CyTA. (10 de Julio de 2008). *Diseño de álabes inspiradas en delfines y ballenas*. Obtenido de <https://www.agenciacyta.org.ar/2008/07/disenan-turbina-inspirada-en-delfines-y-ballenas/>
- Airfoil Tools. (2021). *NACA 4 digit airfoil generator*. Obtenido de <http://airfoiltools.com/airfoil/naca4digit>
- Ali Elfarrá, M. (2011). HORIZONTAL AXIS WIND TURBINE ROTOR BLADE: WINGLET AND TWIST AERODYNAMIC DESIGN AND OPTIMIZATION USING CFD. *NATURAL AND APPLIED SCIENCES OF MIDDLE EAST TECHNICAL UNIVERSITY*.
- ANSYS. (2016). *ANSYS Meshing Guide* . USA: Ansys.
- Ardila Marín, J., Hincapié Zuluaga , D., & Sierra del Río , J. (2016). INDEPENDENCIA DE MALLA EN TUBOS TORSIONADOS PARA INTERCAMBIO DE CALOR: CASO DE ESTUDIO. *Revista de la Facultad de Ciencias Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín* , 124 - 140.
- Asociación Empresarial Eólica , (. (2021). *Gráficos Anuario Eólico 2021*. Obtenido de <https://aeolica.org/comunicacion/publicaciones-ae/graficos-anuario-eolico-2021>
- Benzley, S. E., Perry, E., Merkle, K., & Clark, B. (1998). A Comparison of All Hexagonal and All Tetrahedral Finite Element Meshes for Elastic and Elasto-plastic Analysis. *Sandia National Laboratories*.
- Biswas , R., & Strawn, R. (1998). Tetrahedral and hexahedral mesh adaptation for CFD problems . *Applied Numerical Mathematics* , 135 - 151 .
- Blaabjerg, F. (2016). Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources. *Energies* .
- Burton, T. (2001). *WIND ENERGY HANDBOOK* . New York : JOHN WILEY & SONS, LTD.
- Carrasco Díaz , S. (2006). *Metodología de la investigación científica* . Lima : San Marcos .

- Carrera Galárraga , J. (Mayo de 2019). *Modelación Numérica de la unión de dos conducciones a presión de diferente geometría aplicando el programa ANSYS CFX*. Obtenido de <file:///C:/Users/USUARIO/Downloads/CD%209667.pdf>
- Carrillo Gonzáles, C. (Julio de 2001). *Análisis y simulación de sistemas eólicos aislados* . Obtenido de <http://www.investigacion.biblioteca.uvigo.es/xmlui/handle/11093/166>
- Carrillo Sánchez, J., & Castillo Elsitdié , L. (2011). Consideraciones del mallado aplicadas al cálculo de flujos bifásicos con las técnicas de dinámica de fluidos computacional. *IV Jornadas de introducción a la investigación de la UPCT*, 33 -35.
- CIMNE. (2000). *Elementos finitos disponibles* . Obtenido de http://www.cimne.com/projects/caltep/manual/cal_Ele_Fin.htm
- CONCYTEC. (2017). *Código Nacional de la Integridad Científica* . Lima : CONCYTEC.
- Cortez, M. (14 de Agosto de 2014). *Análisis aerodinámico de la hélice de un aerogenerador tripala de eje horizontal de 3 KW mediante simulación numérica*. Obtenido de <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/5485>
- ESSS. (15 de Febrero de 2017). *Cuarta técnica: Resultado en puntos de integración*. Obtenido de <https://www.esss.co/es/blog/cuarta-tecnica-resultado-en-puntos-de-integracion/>
- Ferziger , J., Perić, M., & Street, R. (2020). *Computational Methods For Fluid Dynamics* . Stanford, US: Springer .
- Freire, E. E. (02 de Septiembre de 2019). *Scielo*. Obtenido de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1990-86442019000400171
- Gaunaa , M., & Johansen , J. (2007). Determination of the Maximum Aerodynamic Efficiency of Wind Turbine Rotors with Winglets . *Journal of*

Physics: Conference Series - The Science of Making Torque from Wind ,
1 - 12 .

Gómez, H. y. (2, 3 y 4 de Mayo de 2013). *ANÁLISIS COMPUTACIONAL DEL CONTROL DE LA CAPA LÍMITE*,. Obtenido de https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/62466129/AnlisisComputacionalDelControlDeLaCapaLmiteEnPerfilesParaUsoEnTurbinasElicas20200324-104610-jxgcus.pdf?1585089517=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DAnlisis_Computacional_Del_Control_De_La.pdf

GOOGLE MAPS. (2 de Noviembre de 2021). Obtenido de <https://www.google.com/maps/place/6%C2%B039'17.6%22S+79%C2%B025'40.5%22W/@-6.6470111,-79.7173989,10z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0x0!8m2!3d-6.6548889!4d-79.4279194?hl=es>

Grajales, T. (24 de Marzo de 2000). *TIPOS DE INVESTIGACION*. Obtenido de <https://cmappublic2.ihmc.us/rid=1RM1F0L42-VZ46F4-319H/871.pdf>

Gupta, A., Amano, R., Alsultan, A., Kumar , S., & Galés, A. (2012). CFD ANALYSIS OF WIND TURBINE BLADE WITH WINGLETS. *Proceedings of the ASME 2012*, 1 - 7.

Hansen , M. (2008). *Aerodynamics of Wind Turbines 2nd Edición*. Londón: Earthscan Publications .

Hansen, M. O. (2008). *Aerodynamics of Wind Turbines* . USA .

Hansen, T., & Mühle, F. (2018). Winglet optimization for a model-scale wind turbine. *Wind Energy* , 1 - 16 .

Huytrado, H. A. (14 de Julio de 2012). *Análisis Aerodinámico del Alábe de una Turbina Eólica Empleando CFD*. Obtenido de http://bdig.iiie.org.mx/BibDig2/P12-0227/Memoria_Tecnica/IEEE_RVP-AI_-_Generacion_files/GEN-07.pdf

Johansen , J., & Sørensen, N. (2006). Aerodynamic investigation of Winglets on Wind Turbine Blades using CFD. *Risø - R- 1543* , 1 - 17 .

- Johansen, M. G. (2007). Determination of the Maximum Aerodynamic Efficiency of Wind Turbine Rotors with Winglets. *Journal of Physics: Conference Series*, 1 - 12.
- Khaled, M., Ibrahim , M., Hamed, A., & Gwad, A. (2019). Investigation of a small HorizontaleAxis wind turbine performance with and without winglet. *Elsevier -Energy* .
- Manwell, J. F. (2009). *WIND ENERGY EXPLAINED Theory, Design and Application* . Massachusetts: Willey John Wiley & Sons Ltd .
- Marcum, D., & Alauzet, F. (2014). Aligned Metric-Based Anisotropic Solution Adaptive Mesh Generation . *23rd International Meshing Roundtable (IMR23)*, 428 - 444 .
- Mathur, H.-J. (2018). *Introduction to Wind Energy Systems*. Bochum: SPRINGER.
- Mathur, H.-J. W. (2013). *Introduction to Wind Energy Systems* . India : Springer .
- MINEM. (06 de junio de 2006). *DECRETO LEGISLATIVO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PARA LA GENERACIÓN DE*. Obtenido de <https://www.gob.pe/busquedas?contenido%5B%5D=normas&institucion=osinergmin>
- Ministerio de energía y minas. (2016). *Atlas Eólico del Perú*. Lima: Ministerio de Energía y Minas.
- Mittal , S., & Frayman, F. (1989). Hacia un modelo genérico de tareas de configuración. *Representación del conocimiento*.
- Mughmer, M. (2003). Diseño de aletas para planeadores de alto rendimiento. *Journal of Aircraft*.
- Mundial, G. B. (7 de Agosto de 2015). *GUÍAS SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA LA ENERGÍA EÓLICA*. Obtenido de https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/0dfae590-3eab-4670-9f8d-227c05f9a06e/FINAL_Dec+2015_Wind+Energy_Spanish.pdf?MOD=AJPERES&CVID=I6zqxem

- Nuñez Torres, E., Rodríguez Noa, R., Pierra Fuentes, A., & Reyes Pérez, O. (2014). Sistema de Información para el Análisis de Datos del Viento. *Revista Cubana de Ciencias Informáticas*, 100 - 113.
- ONU. (2016). *Objetivos de desarrollo sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- ONU. (2020). *Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- ONU. (11 de Diciembre de 2020). *Objetivos de desarrollo sostenible*. (ONU) Recuperado el 24 de Abril de 2021, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- ONU. (s.f.). *ODS*. Obtenido de Falta de acceso a la energía produce graves consecuencias en el desarrollo de los países menos adelantados : <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2017/11/falta-de-acceso-la-energia-produce-graves-consecuencias-en-el-desarrollo-de-los-paises-menos-adelantados/>
- OSINERMING. (Diciembre de 2012). Recuperado el 25 de Abril de 2021
- Povis, J. (6 de Marzo de 2016). *Estudio comparativo de perfiles aerodinámicos de álabes para una turbina eólica de 3 KW mediante método analítico y simulación numérica*. Obtenido de <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/7397>
- Rao, K. (2019). *Wind Energy for Power Generation*. Switzerland AG: Springer.
- Richmond Navarro, G., Montenegro Montero, M., & Otarola, C. (2020). Revisión de los perfiles aerodinámicos apropiados para turbinas eólicas de eje horizontal y de pequeña escala en zonas boscosas1. *REVISTA LASALLISTA DE INVESTIGACIÓN–Vol. 17 No 1–2020*, 233 - 251.
- Rodríguez Díaz, C. V. (2019). *ESTUDIO NUMÉRICO DEL COMPORTAMIENTO AERODINÁMICO DE LOS ÁLABES DE UN AEROGENERADOR DE 10 KW PARA MEJORAR SU EFICIENCIA*. Lima: UNI.

- Rumbo Minero. (20 de Junio de 2016). *Destacan potencial de Lambayeque para apostar por las centrales eólicas*. Obtenido de <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/internacionales/cuba-fomenta-el-uso-de-energias-renovables-como-contribucion-al-medio-ambiente/>
- Sampieri, H. (2014). *Metodología de la investigación* . Ciudad de Mexico : McGrawHill.
- UNICEF. (20 de Noviembre de 2020). *En la Amazonía peruana, altoparlantes ayudan a continuar la educación en comunidades indígenas*. Obtenido de <https://www.unicef.org/lac/historias/en-la-amazonia-peruana-altoparlantes-ayudan-continuar-la-educacion-en-comunidades>
- Universidad Politécnica de Valencia. (06 de Noviembre de 2019). *¿Qué es una rosa de vientos?* Valencia, Valencia, España.
- UTEC, P. (15 de Septiembre de 2015). *42% de las zonas rurales de la selva no cuenta con energía eléctrica* . Obtenido de <https://www.utec.edu.pe/42-de-las-zonas-rurales-de-la-selva-no-cuenta-con-energia-electrica>
- Velarde Becerra , F. (2017). *“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE AEROGENERADORES PARA OPTIMIZAR LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE CAJAMARCA - 2017”*. Cajamarca: Repositorio Universidad César Vallejo.
- Versteeg, H., & Malalasekera, W. (2007). *An Introduction to computational fluid dynamics* . England : Pearson Education .
- Villarrubia López , M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*. México D.F.: Alfaomega Grupo Editor S.A.
- WWEA. (7 de 4 de 2020). *Wind Power Around the World* . Obtenido de <https://wwindea.org/webinars-2020/>

ANEXOS

Anexo 1: Ficha de las direcciones y velocidades de viento.



FICHA DE REGISTRO DE LAS DIRECCIONES Y VELOCIDADES DE VIENTO

| 1. Datos generales | | | |
|--|---|----------|--|
| Autor | Chavesta Rivera. Pedro Arturo | | |
| Universidad | Universidad César Vallejo | | |
| Escuela profesional | Ingeniería Mecánica Eléctrica | | |
| Asesor | Phd. Ing. Olortegui Yume, Jorge | | |
| Año | 2021 | | |
| 2. Objetivo | | | |
| Recolectar los datos para poder levantar, obtener y organizar la información necesaria de la variación de las velocidades de viento durante el día y sus direcciones | | | |
| 3. Fuente de los datos | | | |
| Entidad | Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú - SENAMHI | | |
| Departamento | Lambayeque | | |
| Provincia | Chiclayo | | |
| Distrito | Chingoyape | | |
| Latitud | 6°39'17.6" | | |
| Longitud | 79°25'40.51" | | |
| Año | 2020 | | |
| 4. Datos recolectados | | | |
| Nombre | Abreviatura | Magnitud | |
| Tiempo | t | horas | |
| Temperatura | T | °C | |
| Dirección del viento | Dv | ° | |
| Velocidad del viento | V | m/s | |
| Altitud | H | msnm | |
| 5. Observaciones | | | |
| | | | |
| 6. Validación | | | |
| | | | |
| _____ Firma del asesor | | | |

Anexo 2: Velocidades del año 2020 – SENAMIH

| 2020 | | | | | | | | | | | | |
|------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|-----------|---------|-----------|-----------|
| Mes | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Setiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 0 | 2.41 | 1.88 | 1.84 | 1.36 | 1.80 | 1.81 | 1.88 | 1.98 | 1.73 | 1.76 | 2.21 | 2.10 |
| 1 | 1.99 | 1.51 | 1.48 | 1.30 | 1.45 | 1.84 | 1.89 | 1.64 | 1.41 | 1.65 | 1.58 | 1.78 |
| 2 | 1.61 | 1.46 | 1.27 | 1.03 | 1.19 | 1.55 | 1.68 | 1.37 | 1.44 | 1.45 | 1.57 | 1.61 |
| 3 | 1.35 | 1.25 | 1.01 | 0.95 | 1.01 | 1.47 | 1.56 | 1.45 | 1.47 | 1.41 | 1.23 | 1.41 |
| 4 | 1.17 | 1.19 | 1.10 | 0.82 | 1.15 | 1.39 | 1.45 | 1.30 | 1.54 | 1.45 | 1.18 | 1.36 |
| 5 | 1.03 | 1.15 | 1.25 | 1.00 | 1.16 | 1.27 | 1.41 | 1.21 | 1.55 | 1.37 | 1.07 | 1.26 |
| 6 | 1.03 | 1.00 | 1.08 | 0.78 | 0.99 | 1.15 | 1.37 | 1.21 | 1.54 | 1.45 | 1.13 | 1.27 |
| 7 | 1.18 | 0.88 | 0.93 | 0.82 | 0.87 | 1.23 | 1.38 | 1.23 | 1.36 | 1.92 | 1.29 | 1.21 |
| 8 | 1.32 | 1.05 | 0.90 | 0.95 | 1.19 | 1.39 | 1.45 | 1.55 | 1.55 | 2.76 | 1.17 | 1.38 |
| 9 | 1.32 | 0.93 | 1.07 | 1.13 | 1.28 | 1.33 | 1.52 | 1.62 | 1.66 | 3.35 | 1.38 | 1.46 |
| 10 | 1.62 | 1.15 | 1.27 | 1.28 | 1.54 | 1.44 | 1.98 | 1.85 | 2.24 | 3.95 | 2.05 | 1.64 |
| 11 | 2.34 | 1.98 | 1.77 | 1.72 | 2.13 | 2.26 | 2.69 | 2.19 | 2.82 | 4.73 | 2.27 | 2.31 |
| 12 | 2.88 | 2.66 | 2.25 | 2.32 | 2.79 | 3.06 | 3.43 | 3.11 | 3.55 | 5.87 | 3.17 | 2.91 |
| 13 | 3.52 | 3.17 | 2.99 | 3.08 | 3.55 | 3.81 | 4.28 | 3.86 | 4.12 | 6.46 | 3.95 | 3.55 |
| 14 | 4.52 | 3.85 | 3.40 | 3.56 | 4.43 | 4.76 | 4.81 | 4.69 | 4.77 | 6.59 | 5.30 | 4.17 |
| 15 | 5.60 | 5.04 | 4.67 | 4.47 | 5.42 | 5.64 | 5.70 | 5.59 | 5.91 | 6.10 | 6.49 | 5.12 |
| 16 | 6.27 | 5.70 | 5.65 | 5.45 | 6.00 | 6.03 | 6.27 | 6.32 | 6.49 | 5.97 | 6.80 | 5.97 |
| 17 | 6.21 | 5.84 | 5.98 | 5.34 | 6.06 | 6.06 | 6.55 | 6.57 | 6.65 | 4.92 | 6.56 | 5.98 |
| 18 | 5.95 | 5.28 | 5.28 | 5.03 | 5.68 | 5.88 | 6.28 | 6.40 | 6.23 | 3.91 | 6.10 | 5.73 |
| 19 | 5.31 | 4.80 | 4.39 | 4.12 | 4.66 | 5.15 | 5.43 | 5.75 | 5.48 | 3.18 | 5.28 | 4.92 |
| 20 | 4.36 | 3.72 | 3.56 | 3.33 | 3.85 | 4.35 | 4.24 | 4.81 | 4.51 | 2.66 | 4.01 | 3.99 |
| 21 | 3.36 | 3.15 | 2.76 | 2.65 | 3.18 | 3.31 | 3.61 | 3.57 | 3.54 | 2.31 | 3.52 | 3.45 |
| 22 | 3.04 | 2.62 | 2.36 | 2.29 | 2.55 | 3.07 | 2.77 | 2.80 | 2.52 | 1.82 | 2.90 | 2.94 |
| 23 | 2.73 | 2.15 | 1.93 | 1.80 | 2.20 | 2.45 | 2.12 | 2.20 | 1.98 | 1.61 | 2.46 | 2.36 |

Anexo 3: Velocidades del año 2019 – SENAMIH

| 2019 | | | | | | | | | | | | |
|------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-----------|---------|-----------|-----------|
| Mes | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Setiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 0 | 2.358 | 1.354 | 1.150 | 1.210 | 1.728 | 1.891 | 1.800 | 1.939 | 1.921 | 2.090 | 2.327 | 2.252 |
| 1 | 2.013 | 1.214 | 0.941 | 1.072 | 1.580 | 1.846 | 1.697 | 1.742 | 1.633 | 1.623 | 2.172 | 1.706 |
| 2 | 1.777 | 1.167 | 0.736 | 0.757 | 1.426 | 1.950 | 1.481 | 1.719 | 1.530 | 1.442 | 1.820 | 1.403 |
| 3 | 1.540 | 1.025 | 0.883 | 0.855 | 1.206 | 1.788 | 1.394 | 1.432 | 1.383 | 1.523 | 1.713 | 1.455 |
| 4 | 1.400 | 0.889 | 0.857 | 1.030 | 1.059 | 1.500 | 1.342 | 1.126 | 1.333 | 1.397 | 1.507 | 1.537 |
| 5 | 1.203 | 0.882 | 0.717 | 0.950 | 0.952 | 1.444 | 1.326 | 1.019 | 1.197 | 1.200 | 1.403 | 1.394 |
| 6 | 1.252 | 0.846 | 0.629 | 0.980 | 1.094 | 1.345 | 1.387 | 1.100 | 1.180 | 1.410 | 1.280 | 1.284 |
| 7 | 1.126 | 0.854 | 0.571 | 0.907 | 0.935 | 1.371 | 1.426 | 1.116 | 1.440 | 1.681 | 1.477 | 1.319 |
| 8 | 1.139 | 0.868 | 0.844 | 0.983 | 1.076 | 1.671 | 1.571 | 1.500 | 1.363 | 1.703 | 1.377 | 1.306 |
| 9 | 1.055 | 0.886 | 1.040 | 1.032 | 1.453 | 1.365 | 1.506 | 1.629 | 1.390 | 1.535 | 1.363 | 1.223 |
| 10 | 1.153 | 1.136 | 1.128 | 1.466 | 1.653 | 1.627 | 1.632 | 2.084 | 2.050 | 1.945 | 1.650 | 1.581 |
| 11 | 1.803 | 1.396 | 1.311 | 1.869 | 1.647 | 1.767 | 2.171 | 3.010 | 2.870 | 2.810 | 2.533 | 2.152 |
| 12 | 2.603 | 1.596 | 1.471 | 1.938 | 1.971 | 2.800 | 2.835 | 3.671 | 3.657 | 3.429 | 3.340 | 2.835 |
| 13 | 3.223 | 1.863 | 1.839 | 2.404 | 2.767 | 3.695 | 3.923 | 4.323 | 4.387 | 4.229 | 3.773 | 3.690 |
| 14 | 3.737 | 2.000 | 2.052 | 2.859 | 3.478 | 4.364 | 4.352 | 5.052 | 5.157 | 5.258 | 4.827 | 4.642 |
| 15 | 4.490 | 2.521 | 2.329 | 4.155 | 4.888 | 4.681 | 5.110 | 5.674 | 5.880 | 6.335 | 5.838 | 5.994 |
| 16 | 5.103 | 3.507 | 3.475 | 4.714 | 5.500 | 5.835 | 5.697 | 5.981 | 6.420 | 6.829 | 6.503 | 6.497 |
| 17 | 5.561 | 3.300 | 3.283 | 4.959 | 5.864 | 5.668 | 5.874 | 6.258 | 6.540 | 6.635 | 6.337 | 6.394 |
| 18 | 5.242 | 2.804 | 3.143 | 4.668 | 5.215 | 5.764 | 5.852 | 5.997 | 6.253 | 6.019 | 6.097 | 5.726 |
| 19 | 4.677 | 2.250 | 2.427 | 3.783 | 4.900 | 5.554 | 5.384 | 5.461 | 5.350 | 5.445 | 5.367 | 5.039 |
| 20 | 4.017 | 1.996 | 1.861 | 2.682 | 3.337 | 4.400 | 4.245 | 4.432 | 4.423 | 4.487 | 4.593 | 4.223 |
| 21 | 3.323 | 1.882 | 1.589 | 2.670 | 2.875 | 3.630 | 3.232 | 3.381 | 3.503 | 3.848 | 3.990 | 3.506 |
| 22 | 3.033 | 1.743 | 1.667 | 1.883 | 2.500 | 2.965 | 2.706 | 2.700 | 2.720 | 2.994 | 3.233 | 3.103 |
| 23 | 2.674 | 1.636 | 1.459 | 1.455 | 2.153 | 2.000 | 1.984 | 2.055 | 2.093 | 2.490 | 2.710 | 2.745 |

Anexo 4: Velocidades del año 2018 – SENAMIH

| 2018 | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|---------|-----------|-----------|
| Mes | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Setiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 0 | 1.5357 | 2.0323 | 1.1533 | 1.2172 | 1.4452 | 2.1897 | 2.2419 | 1.9560 | 1.8800 | 2.4280 | 2.8000 | 2.2000 |
| 1 | 1.3179 | 1.5581 | 1.0000 | 1.0172 | 1.2161 | 1.9367 | 2.0581 | 1.5481 | 1.7400 | 2.2222 | 2.1500 | 1.7103 |
| 2 | 0.8536 | 1.2226 | 0.9000 | 0.8724 | 1.0677 | 1.5467 | 1.7581 | 1.6520 | 1.5967 | 1.8929 | 1.8000 | 1.4889 |
| 3 | 0.8107 | 1.0290 | 0.7300 | 0.8034 | 1.1032 | 1.4828 | 1.6419 | 1.5393 | 1.3533 | 1.5345 | 1.8333 | 1.4077 |
| 4 | 0.7250 | 0.8226 | 0.7700 | 0.7172 | 1.3806 | 1.4034 | 1.4516 | 1.4609 | 1.2467 | 1.5400 | 1.7500 | 1.3037 |
| 5 | 0.6857 | 0.9258 | 0.9207 | 0.8536 | 1.2903 | 1.5000 | 1.4484 | 1.2889 | 1.1833 | 1.4370 | 1.1000 | 1.2037 |
| 6 | 0.7036 | 0.7710 | 0.9379 | 0.6214 | 1.2677 | 1.5133 | 1.3645 | 1.2231 | 1.4167 | 1.4538 | 1.2500 | 1.2222 |
| 7 | 0.8429 | 0.6194 | 0.9207 | 0.9071 | 1.1613 | 1.3567 | 1.2677 | 1.0808 | 1.3800 | 1.4815 | 0.9500 | 1.2393 |
| 8 | 0.8500 | 0.9935 | 0.8897 | 0.9393 | 1.1839 | 1.7000 | 1.6032 | 1.4536 | 1.3300 | 1.5385 | 1.5500 | 1.4074 |
| 9 | 1.0750 | 1.1097 | 0.9828 | 0.8786 | 1.1742 | 1.5900 | 1.5387 | 1.2154 | 1.4033 | 1.3696 | 1.3500 | 1.2815 |
| 10 | 1.3321 | 1.2677 | 1.3552 | 1.1357 | 1.4200 | 1.6600 | 1.9290 | 1.7917 | 2.0533 | 1.4923 | 1.7667 | 1.7034 |
| 11 | 2.1679 | 2.1667 | 2.1966 | 1.9107 | 2.4484 | 2.1267 | 2.1065 | 2.3273 | 2.5767 | 1.9962 | 1.1000 | 2.1857 |
| 12 | 2.6821 | 2.8161 | 2.8103 | 2.8071 | 3.5871 | 3.2033 | 3.1387 | 3.5240 | 3.7167 | 2.8630 | 2.5000 | 2.8222 |
| 13 | 3.0179 | 3.5129 | 3.6034 | 3.3786 | 4.1258 | 4.2367 | 4.0677 | 4.4333 | 4.5500 | 3.7786 | 3.9500 | 3.4321 |
| 14 | 3.0179 | 4.1645 | 4.3897 | 4.0857 | 4.6032 | 5.0633 | 4.8000 | 5.1160 | 5.3900 | 4.6042 | 5.8000 | 4.7074 |
| 15 | 4.0929 | 5.3645 | 5.1414 | 4.7821 | 5.3548 | 5.5433 | 5.3839 | 5.7840 | 6.2900 | 6.0345 | 6.6500 | 5.4923 |
| 16 | 5.2393 | 6.1419 | 5.5448 | 5.5179 | 5.4871 | 5.9400 | 5.6161 | 5.9346 | 6.7900 | 6.6731 | 6.9500 | 6.0000 |
| 17 | 5.3000 | 6.3194 | 5.5310 | 5.5286 | 5.8355 | 6.0800 | 5.6129 | 6.3808 | 6.8733 | 6.8321 | 6.9000 | 5.8538 |
| 18 | 4.8643 | 5.5806 | 4.9862 | 4.9250 | 5.4871 | 5.6600 | 5.7000 | 6.2621 | 6.4133 | 6.0929 | 6.0333 | 5.9138 |
| 19 | 4.0679 | 4.8645 | 3.9517 | 3.6107 | 4.5677 | 5.1533 | 5.4290 | 5.8571 | 5.9267 | 5.7154 | 5.5500 | 5.2714 |
| 20 | 3.2000 | 3.8710 | 3.1467 | 2.8897 | 3.7935 | 4.3367 | 4.5871 | 4.8821 | 4.6933 | 4.4556 | 5.3000 | 4.5214 |
| 21 | 2.7148 | 3.2467 | 2.6000 | 2.6448 | 3.0065 | 3.6700 | 3.6806 | 3.7692 | 3.6967 | 3.9385 | 3.2000 | 3.6536 |
| 22 | 2.1464 | 2.7387 | 2.1033 | 1.9690 | 2.1000 | 3.0100 | 3.0806 | 3.3654 | 2.8833 | 3.1760 | 2.7000 | 3.0000 |
| 23 | 1.7857 | 2.3323 | 1.5333 | 1.6379 | 1.8065 | 2.4367 | 2.6097 | 2.7536 | 2.1467 | 2.8680 | 2.5500 | 2.7862 |

Anexo 5: Velocidades del año 2018 – SENAMIH

| 2017 | | | | | | | | | | | | |
|------|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|---------|-----------|-----------|
| Mes | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Setiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
| 0 | 2.1774 | 1.9533 | 1.0226 | 1.2034 | 1.6258 | 1.9267 | 1.8129 | 1.9290 | 2.0069 | 1.7548 | 1.9533 | 2.1774 |
| 1 | 1.9645 | 1.7033 | 0.8355 | 1.1345 | 1.2419 | 1.8867 | 1.5806 | 1.8387 | 1.7759 | 1.3355 | 1.7033 | 1.9645 |
| 2 | 1.6452 | 1.5133 | 0.7355 | 1.0207 | 1.2290 | 1.6600 | 1.5548 | 1.4065 | 1.5690 | 1.3290 | 1.5133 | 1.6452 |
| 3 | 1.4323 | 1.1933 | 0.8129 | 0.8103 | 1.2355 | 1.3967 | 1.2548 | 1.2581 | 1.4655 | 1.2581 | 1.1933 | 1.4323 |
| 4 | 1.2355 | 1.1500 | 0.7548 | 0.9966 | 1.1194 | 1.3900 | 1.0710 | 1.2581 | 1.3897 | 1.4516 | 1.1500 | 1.2355 |
| 5 | 1.0935 | 1.0700 | 0.7871 | 0.8379 | 1.2613 | 1.4900 | 1.0161 | 1.1387 | 1.2276 | 1.1677 | 1.0700 | 1.0935 |
| 6 | 1.3065 | 1.0100 | 0.7194 | 0.8759 | 1.1774 | 1.3400 | 1.1774 | 1.2677 | 1.2483 | 1.2548 | 1.0100 | 1.3065 |
| 7 | 1.1742 | 1.0733 | 0.5968 | 0.7966 | 1.0290 | 1.3433 | 1.2419 | 1.3161 | 1.2655 | 1.6290 | 1.0733 | 1.1742 |
| 8 | 1.1871 | 1.1867 | 0.8452 | 0.9759 | 1.1387 | 1.4267 | 1.5323 | 1.6387 | 1.5821 | 1.3387 | 1.1867 | 1.1871 |
| 9 | 1.1839 | 1.4600 | 0.9290 | 0.9000 | 1.1419 | 1.3833 | 1.5226 | 1.4065 | 1.4000 | 1.4355 | 1.4600 | 1.1839 |
| 10 | 1.7161 | 1.8200 | 1.1806 | 1.1724 | 1.6290 | 1.4600 | 1.4839 | 1.6290 | 1.4357 | 2.4645 | 1.8200 | 1.7161 |
| 11 | 2.5129 | 2.7067 | 1.5000 | 1.6000 | 1.6742 | 1.8200 | 1.7452 | 1.9387 | 2.5679 | 3.4677 | 2.7067 | 2.5129 |
| 12 | 3.3290 | 3.6897 | 1.9419 | 2.1893 | 1.6194 | 1.9000 | 2.4387 | 2.4645 | 3.5036 | 4.0161 | 3.6897 | 3.3290 |
| 13 | 4.3194 | 4.3207 | 2.0548 | 2.1750 | 1.9710 | 2.2100 | 2.9774 | 3.2935 | 4.2036 | 4.5355 | 4.3207 | 4.3194 |
| 14 | 5.3516 | 5.8267 | 2.3226 | 2.2607 | 2.2000 | 2.7833 | 3.7516 | 4.2194 | 5.0571 | 5.6290 | 5.8267 | 5.3516 |
| 15 | 6.6452 | 6.7633 | 2.2290 | 2.6143 | 2.6516 | 3.5300 | 4.2000 | 5.0194 | 6.0750 | 6.2161 | 6.7633 | 6.6452 |
| 16 | 7.2129 | 6.9433 | 2.8548 | 3.1500 | 3.4258 | 4.1467 | 4.5419 | 5.8194 | 6.5286 | 6.5387 | 6.9433 | 7.2129 |
| 17 | 7.0900 | 6.6867 | 2.1129 | 3.3464 | 3.5032 | 4.5433 | 4.7903 | 5.9774 | 6.7036 | 6.6484 | 6.6867 | 7.0900 |
| 18 | 6.2323 | 6.0467 | 2.2097 | 3.0464 | 3.8194 | 4.6933 | 4.8677 | 5.9355 | 6.4607 | 6.0290 | 6.0467 | 6.2323 |
| 19 | 5.2484 | 5.5821 | 1.4871 | 2.6286 | 3.4613 | 4.3533 | 4.4677 | 5.4733 | 5.5179 | 5.2516 | 5.5821 | 5.2484 |
| 20 | 4.4710 | 4.7034 | 1.3903 | 2.3655 | 2.9903 | 3.7667 | 3.9839 | 4.5903 | 4.4103 | 4.1742 | 4.7034 | 4.4710 |
| 21 | 3.5419 | 3.7069 | 1.1452 | 2.0655 | 2.3871 | 3.0233 | 3.3258 | 3.5613 | 3.5276 | 3.1065 | 3.7069 | 3.5419 |
| 22 | 3.0935 | 3.0333 | 0.9097 | 1.8793 | 2.0548 | 2.4867 | 2.6258 | 2.8419 | 2.6929 | 2.3633 | 3.0333 | 3.0935 |
| 23 | 2.6161 | 2.5000 | 0.8161 | 1.5517 | 1.9161 | 2.4167 | 2.2871 | 2.3516 | 2.1793 | 2.2903 | 2.5000 | 2.6161 |

Anexo 6: Velocidades de viento – NASA SSE

| Parámetro | Año | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Setiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre | PROMEDIO |
|--------------------------|------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|-----------|---------|-----------|-----------|----------|
| VELOCIDAD PROMEDIO (m/s) | | | | | | | | | | | | | | |
| WS10M | 1990 | 2.2 | 2.54 | 2.03 | 1.88 | 1.68 | 1.63 | 1.88 | 1.88 | 1.81 | 2.09 | 2.12 | 2.19 | 1.99 |
| WS10M | 1991 | 2.19 | 2.2 | 2.36 | 1.84 | 1.62 | 1.8 | 1.83 | 1.8 | 2.05 | 1.91 | 2.38 | 2.49 | 2.04 |
| WS10M | 1992 | 2.64 | 2.66 | 2.29 | 1.98 | 1.76 | 1.66 | 1.88 | 1.8 | 1.91 | 1.93 | 2.4 | 2.45 | 2.11 |
| WS10M | 1993 | 2.3 | 2.49 | 1.98 | 1.56 | 1.63 | 1.62 | 1.65 | 1.95 | 1.9 | 1.8 | 2.33 | 2.04 | 1.93 |
| WS10M | 1994 | 2.38 | 2.32 | 2.05 | 1.81 | 1.54 | 1.67 | 1.95 | 1.7 | 1.89 | 2.23 | 2.2 | 2.25 | 2 |
| WS10M | 1995 | 2.31 | 2.16 | 2.01 | 1.78 | 1.68 | 1.65 | 1.67 | 1.73 | 1.95 | 2.18 | 2.4 | 2.34 | 1.98 |
| WS10M | 1996 | 2.53 | 2.17 | 2.14 | 1.86 | 1.67 | 1.75 | 1.88 | 1.72 | 1.71 | 2.12 | 2.44 | 2.29 | 2.02 |
| WS10M | 1997 | 2.84 | 2.02 | 2.41 | 1.88 | 1.64 | 1.84 | 1.87 | 1.86 | 2.07 | 2.38 | 2.49 | 2.16 | 2.12 |
| WS10M | 1998 | 2.12 | 2.28 | 1.9 | 1.59 | 1.83 | 1.7 | 1.78 | 1.95 | 1.98 | 2.15 | 2.43 | 2.51 | 2.02 |
| WS10M | 1999 | 2.42 | 2.32 | 2.09 | 1.67 | 1.62 | 1.57 | 1.58 | 1.89 | 1.85 | 1.98 | 2.34 | 2.47 | 1.98 |
| WS10M | 2000 | 2.62 | 2.19 | 2.02 | 1.68 | 1.56 | 1.54 | 1.75 | 1.85 | 1.84 | 2.02 | 2.34 | 2.16 | 1.97 |
| WS10M | 2001 | 2.06 | 2.15 | 1.89 | 1.82 | 1.64 | 1.88 | 1.65 | 2.01 | 1.71 | 1.93 | 2.26 | 2.21 | 1.93 |
| WS10M | 2002 | 2.16 | 2.21 | 1.92 | 2.04 | 1.79 | 1.97 | 1.84 | 1.99 | 1.84 | 1.88 | 1.9 | 2.12 | 1.97 |
| WS10M | 2003 | 2.21 | 2.05 | 2.11 | 1.82 | 1.72 | 1.6 | 1.83 | 1.92 | 1.94 | 2.12 | 2.16 | 2.26 | 1.98 |
| WS10M | 2004 | 2.59 | 2.17 | 1.89 | 2.02 | 1.66 | 1.82 | 1.63 | 2.05 | 1.84 | 2.06 | 2.27 | 2.25 | 2.02 |
| WS10M | 2005 | 2.51 | 2.41 | 2.07 | 1.8 | 1.83 | 1.7 | 1.98 | 1.94 | 1.94 | 2.12 | 2.43 | 2.42 | 2.09 |
| WS10M | 2006 | 2.29 | 2.37 | 1.9 | 2.05 | 1.88 | 1.87 | 1.84 | 1.8 | 1.84 | 2.24 | 2.22 | 2.18 | 2.04 |
| WS10M | 2007 | 2.09 | 2.37 | 1.92 | 1.8 | 1.73 | 1.74 | 1.84 | 1.74 | 1.72 | 1.98 | 2.02 | 2.34 | 1.94 |
| WS10M | 2008 | 2.09 | 2.17 | 2.05 | 1.87 | 1.7 | 1.7 | 1.67 | 1.75 | 1.8 | 1.97 | 2.21 | 2.46 | 1.95 |
| WS10M | 2009 | 2.09 | 2.05 | 1.95 | 1.86 | 1.73 | 1.74 | 1.71 | 1.88 | 1.88 | 2.03 | 2.2 | 2.18 | 1.95 |
| WS10M | 2010 | 2.06 | 2.13 | 1.96 | 1.9 | 1.75 | 1.66 | 1.81 | 1.85 | 1.84 | 2.11 | 2.24 | 2.23 | 1.96 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| WS10M | 2011 | 2.25 | 2.31 | 2.3 | 1.88 | 1.9 | 1.71 | 1.74 | 1.77 | 1.81 | 2.12 | 2.19 | 2.18 | 2.02 |
| WS10M | 2012 | 2.28 | 2.16 | 1.72 | 1.98 | 1.62 | 1.74 | 1.85 | 1.81 | 1.74 | 1.88 | 2.28 | 2.27 | 1.95 |
| WS10M | 2013 | 2.26 | 2.3 | 1.89 | 1.91 | 1.59 | 1.67 | 1.81 | 1.84 | 1.88 | 1.88 | 2.44 | 2.27 | 1.98 |
| WS10M | 2014 | 2.2 | 2.21 | 2.18 | 1.72 | 1.87 | 1.64 | 2.01 | 1.93 | 1.8 | 2.02 | 2.23 | 2.12 | 1.99 |
| WS10M | 2015 | 2.08 | 2.2 | 2.11 | 1.68 | 1.59 | 2.02 | 1.8 | 1.89 | 1.79 | 1.91 | 2.11 | 1.83 | 1.91 |
| WS10M | 2016 | 2.51 | 2.06 | 1.98 | 1.91 | 1.86 | 1.83 | 1.85 | 1.89 | 1.88 | 2.16 | 2.48 | 2.29 | 2.05 |
| WS10M | 2017 | 2.36 | 2.56 | 2.38 | 1.86 | 1.75 | 1.74 | 1.93 | 1.8 | 1.91 | 1.98 | 2.08 | 2.16 | 2.043 |
| WS10M | 2018 | 2.05 | 2.43 | 2.71 | 1.8 | 1.69 | 1.7 | 1.77 | 1.95 | 1.9 | 2.11 | 2.2 | 1.91 | 2.018 |
| WS10M | 2019 | 2.09 | 2.17 | 2.34 | 1.92 | 1.73 | 2.05 | 1.89 | 2.08 | 1.92 | 1.84 | 2.12 | 2.05 | 2.017 |
| WS10M | 2020 | 2.45 | 2.21 | 2.41 | 1.84 | 1.76 | 1.95 | 1.62 | 1.83 | 1.9 | 1.96 | 2.07 | 2.03 | 2.003 |

VELOCIDAD MÁXIMA (m/s)

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| WS10M_MAX | 1990 | 6.09 | 7.55 | 7.08 | 5.81 | 4.7 | 5.48 | 6.14 | 6.3 | 5.61 | 6.84 | 6.55 | 7.3 | 7.55 |
| WS10M_MAX | 1991 | 6.95 | 7.07 | 6.94 | 6.66 | 5.06 | 5.98 | 5.14 | 5.66 | 6.02 | 6.06 | 7.16 | 7.32 | 7.32 |
| WS10M_MAX | 1992 | 7.05 | 7.07 | 7.12 | 6.38 | 5.43 | 5 | 6.18 | 4.98 | 5.57 | 5.43 | 6.71 | 6.83 | 7.12 |
| WS10M_MAX | 1993 | 7.5 | 7.06 | 6.02 | 4.28 | 5.56 | 4.82 | 5.02 | 8.02 | 5.88 | 6.1 | 6.69 | 6.23 | 8.02 |
| WS10M_MAX | 1994 | 7.49 | 7.23 | 5.66 | 5.46 | 4.7 | 4.71 | 6.8 | 5.38 | 6.21 | 6.88 | 6.38 | 7.07 | 7.49 |
| WS10M_MAX | 1995 | 7.12 | 6.45 | 6.73 | 6.3 | 5.55 | 4.94 | 4.95 | 5.56 | 6.09 | 7.4 | 6.94 | 7.33 | 7.4 |
| WS10M_MAX | 1996 | 7.23 | 7.6 | 6.61 | 6.41 | 5.84 | 5 | 6.09 | 5.4 | 5.09 | 6.79 | 6.91 | 7.09 | 7.6 |
| WS10M_MAX | 1997 | 7.35 | 6.82 | 7.6 | 5.63 | 4.8 | 6.68 | 6.77 | 8.52 | 6.34 | 7.52 | 7.38 | 6.35 | 8.52 |
| WS10M_MAX | 1998 | 5.21 | 7.46 | 5.88 | 4.48 | 6.4 | 5.51 | 4.9 | 5.48 | 5.91 | 6.6 | 7.09 | 7.37 | 7.46 |
| WS10M_MAX | 1999 | 7.01 | 6.98 | 6.61 | 5.2 | 4.64 | 5.02 | 4.55 | 6.04 | 5.49 | 7.4 | 6.91 | 7.77 | 7.77 |
| WS10M_MAX | 2000 | 7.4 | 5.92 | 6.4 | 5.46 | 4.27 | 4.2 | 5.2 | 6.26 | 5.45 | 6.05 | 7.14 | 7.05 | 7.4 |
| WS10M_MAX | 2001 | 6.08 | 6.71 | 5.57 | 6.04 | 5.35 | 6.8 | 5.81 | 7.31 | 5.45 | 5.79 | 7.09 | 7.3 | 7.31 |
| WS10M_MAX | 2002 | 7.12 | 7.27 | 5.55 | 6.76 | 5.66 | 7.74 | 6.31 | 7.66 | 5.87 | 5.36 | 6.52 | 6.31 | 7.74 |
| WS10M_MAX | 2003 | 7.32 | 6.6 | 7.12 | 6.3 | 4.77 | 4.77 | 5.35 | 5.53 | 5.59 | 6.84 | 6.81 | 7.18 | 7.32 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| WS10M_MAX | 2004 | 7.3 | 5.52 | 6.66 | 7.09 | 4.97 | 5.93 | 5.45 | 6.73 | 5.17 | 6.59 | 6.85 | 6.74 | 7.3 |
| WS10M_MAX | 2005 | 7.52 | 7.16 | 5.84 | 6.31 | 6.2 | 4.68 | 6.55 | 5.66 | 5.94 | 6.72 | 6.83 | 7.12 | 7.52 |
| WS10M_MAX | 2006 | 7.26 | 6.24 | 5.62 | 7.26 | 5.3 | 6.62 | 5.88 | 5.95 | 5.6 | 6.84 | 6.52 | 7.15 | 7.26 |
| WS10M_MAX | 2007 | 5.46 | 7.26 | 5.56 | 5.45 | 5.05 | 5.9 | 5.81 | 5.39 | 4.89 | 6.01 | 6.42 | 7.62 | 7.62 |
| WS10M_MAX | 2008 | 6.84 | 7.38 | 7.09 | 6.98 | 5.59 | 4.89 | 4.74 | 5.48 | 5.23 | 5.94 | 6.93 | 7.15 | 7.38 |
| WS10M_MAX | 2009 | 6.52 | 6.67 | 6.31 | 5.6 | 5.84 | 4.87 | 5.1 | 5.46 | 6.12 | 6.33 | 7 | 6.03 | 7 |
| WS10M_MAX | 2010 | 5.88 | 6.16 | 6.25 | 6.59 | 5.88 | 5.54 | 5.38 | 5.05 | 5.78 | 6.49 | 6.62 | 7.05 | 7.05 |
| WS10M_MAX | 2011 | 7.11 | 7.28 | 7.34 | 6.17 | 6.28 | 5.38 | 5.79 | 5.77 | 5.01 | 6.53 | 7.11 | 6.72 | 7.34 |
| WS10M_MAX | 2012 | 6.66 | 6.66 | 5.86 | 6.89 | 5.24 | 6.06 | 6.09 | 5.27 | 5.11 | 5.98 | 6.68 | 7.22 | 7.22 |
| WS10M_MAX | 2013 | 6.88 | 7.38 | 6.62 | 6.03 | 4.95 | 5.66 | 5.86 | 5.56 | 5.79 | 6.5 | 7.21 | 7 | 7.38 |
| WS10M_MAX | 2014 | 7.09 | 6.99 | 6.92 | 5.06 | 6.04 | 5.06 | 6.48 | 6.59 | 5.44 | 6.66 | 6.87 | 6.75 | 7.09 |
| WS10M_MAX | 2015 | 6.09 | 7.07 | 5.88 | 5.59 | 4.59 | 7.6 | 5.73 | 5.99 | 5.58 | 6.23 | 7.14 | 5.3 | 7.6 |
| WS10M_MAX | 2016 | 7.57 | 6.58 | 5.77 | 6.09 | 5.62 | 5.45 | 5.04 | 6.41 | 5.7 | 7.02 | 7.2 | 6.87 | 7.57 |
| WS10M_MAX | 2017 | 7.52 | 7.03 | 6.55 | 6.7 | 5.46 | 4.8 | 5.71 | 4.83 | 5.65 | 5.64 | 6.73 | 6.65 | 7.52 |
| WS10M_MAX | 2018 | 6.71 | 6.84 | 5.53 | 5.99 | 4.97 | 5.73 | 5.66 | 6.65 | 5.3 | 6.66 | 6.52 | 6.77 | 6.84 |
| WS10M_MAX | 2019 | 6.85 | 6.87 | 5.3 | 7.07 | 5.53 | 6.55 | 5.67 | 6.05 | 6.04 | 5.62 | 6.8 | 6.59 | 7.07 |
| WS10M_MAX | 2020 | 7.19 | 7.43 | 7.5 | 6.34 | 6.13 | 4.65 | 4.66 | 4.99 | 5.19 | 6.71 | 6.4 | 6.94 | 7.5 |

VELOCIDAD MÍNIMA (m/s)

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| WS10M_MIN | 1990 | 0.07 | 0.05 | 0.09 | 0.05 | 0.04 | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.03 | 0.06 | 0.05 | 0.06 | 0.03 |
| WS10M_MIN | 1991 | 0.06 | 0.05 | 0.02 | 0.02 | 0.05 | 0.06 | 0.11 | 0.05 | 0.05 | 0.02 | 0.02 | 0.04 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 1992 | 0.05 | 0.03 | 0.09 | 0.13 | 0.06 | 0.1 | 0.1 | 0.04 | 0.03 | 0.05 | 0.02 | 0.07 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 1993 | 0.04 | 0.05 | 0.02 | 0.05 | 0.07 | 0.07 | 0.02 | 0.05 | 0.02 | 0.1 | 0.02 | 0.02 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 1994 | 0.09 | 0.06 | 0.07 | 0.05 | 0.09 | 0.16 | 0.07 | 0.06 | 0.08 | 0.04 | 0.04 | 0.05 | 0.04 |
| WS10M_MIN | 1995 | 0 | 0.02 | 0.03 | 0.07 | 0.02 | 0.02 | 0.1 | 0.06 | 0.04 | 0.05 | 0.06 | 0.02 | 0 |
| WS10M_MIN | 1996 | 0.07 | 0.08 | 0.06 | 0.04 | 0.08 | 0.09 | 0.12 | 0.02 | 0.02 | 0.05 | 0.02 | 0.07 | 0.02 |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| WS10M_MIN | 1997 | 0.08 | 0.05 | 0.04 | 0.01 | 0.07 | 0.02 | 0.13 | 0.1 | 0.08 | 0.03 | 0.12 | 0.13 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 1998 | 0.15 | 0.04 | 0.08 | 0.04 | 0.07 | 0.05 | 0.05 | 0.11 | 0.04 | 0.15 | 0.04 | 0.06 | 0.04 |
| WS10M_MIN | 1999 | 0.06 | 0.06 | 0.04 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.16 | 0.02 | 0.01 | 0.04 | 0.03 | 0.07 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2000 | 0.02 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.02 | 0.12 | 0.07 | 0.05 | 0.06 | 0.07 | 0.08 | 0.07 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2001 | 0.07 | 0.02 | 0.09 | 0.1 | 0.14 | 0.08 | 0.02 | 0.07 | 0.02 | 0.03 | 0.06 | 0.05 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2002 | 0.05 | 0.07 | 0.05 | 0.09 | 0.05 | 0.04 | 0.12 | 0 | 0.05 | 0.02 | 0.05 | 0.01 | 0 |
| WS10M_MIN | 2003 | 0.09 | 0.1 | 0.03 | 0.03 | 0.09 | 0.05 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.02 | 0.02 | 0.01 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2004 | 0.02 | 0.14 | 0.01 | 0.02 | 0.05 | 0.12 | 0.1 | 0.13 | 0.05 | 0.05 | 0.02 | 0.05 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2005 | 0.03 | 0.06 | 0.02 | 0.02 | 0.09 | 0.07 | 0.05 | 0.06 | 0.09 | 0.02 | 0.03 | 0.01 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2006 | 0.03 | 0.08 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.12 | 0.07 | 0.05 | 0.07 | 0.04 | 0.07 | 0.05 | 0.03 |
| WS10M_MIN | 2007 | 0.03 | 0.04 | 0.08 | 0.05 | 0.09 | 0.09 | 0.02 | 0.06 | 0.04 | 0.02 | 0.08 | 0.01 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2008 | 0.04 | 0.07 | 0.04 | 0.05 | 0.02 | 0.08 | 0.1 | 0.04 | 0.05 | 0.1 | 0.05 | 0.04 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2009 | 0.02 | 0.08 | 0.08 | 0.12 | 0.02 | 0.06 | 0.07 | 0.05 | 0.08 | 0.05 | 0.09 | 0.02 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2010 | 0.05 | 0.09 | 0.08 | 0.05 | 0.02 | 0.09 | 0.06 | 0.03 | 0.01 | 0.08 | 0.04 | 0.05 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2011 | 0.05 | 0.04 | 0.09 | 0.04 | 0.07 | 0.02 | 0.02 | 0.03 | 0.01 | 0.05 | 0.05 | 0.09 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2012 | 0.07 | 0.03 | 0.05 | 0.03 | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.08 | 0.02 | 0.02 | 0.09 | 0.12 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2013 | 0.06 | 0.07 | 0.07 | 0.01 | 0.02 | 0.12 | 0.07 | 0.06 | 0.01 | 0.06 | 0.06 | 0.05 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2014 | 0.05 | 0.04 | 0.05 | 0.05 | 0.07 | 0.02 | 0.03 | 0.12 | 0.05 | 0.07 | 0.06 | 0.02 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2015 | 0.01 | 0.07 | 0.05 | 0.04 | 0.08 | 0.2 | 0.05 | 0.05 | 0.08 | 0.05 | 0.02 | 0.04 | 0.01 |
| WS10M_MIN | 2016 | 0.11 | 0.1 | 0.02 | 0.03 | 0.09 | 0.02 | 0.02 | 0.05 | 0.05 | 0.06 | 0.05 | 0.04 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2017 | 0.04 | 0.06 | 0.02 | 0.02 | 0.05 | 0.06 | 0.1 | 0.02 | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.07 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2018 | 0.03 | 0.02 | 0.02 | 0.04 | 0.07 | 0.04 | 0.09 | 0.08 | 0.07 | 0.05 | 0.05 | 0.09 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2019 | 0.04 | 0.02 | 0.07 | 0.02 | 0.05 | 0.02 | 0.14 | 0.12 | 0.05 | 0.08 | 0.02 | 0.03 | 0.02 |
| WS10M_MIN | 2020 | 0.06 | 0.02 | 0.02 | 0.02 | 0.02 | 0.06 | 0.06 | 0.08 | 0.06 | 0.11 | 0.04 | 0.02 | 0.02 |

Anexo 7: Cuestionario de la investigación.



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

Modelo de entrevista para determinar las necesidades del proyecto de investigación de la empresa ABAQUS ENGINEERING AND ANALYTICS S.A.C.

Apellidos y nombres : _____
DNI : _____
Cargo : _____

Instrucciones:

- Lea cuidadosamente cada una de las preguntas, luego proceda marcar en la expectativa hoja de respuesta.
- A cada pregunta le corresponde solo una alternativa de respuesta.
- Al marcar usted puede utilizar una (x) o (+).

1. ¿Conoce los beneficios que aporta la energía eólica?

2. ¿Cuál es el objetivo del estudio que está realizando la empresa actualmente?

3. ¿Para qué zonas está orientado el estudio?

4. ¿Cuáles son los clientes potenciales para los cuales se realiza el estudio?

5. ¿Cuán importante son los álabes de la turbina dentro del estudio?

6. ¿Cree usted que la mejora de las alabes de una turbina eólica es innovador?

7. ¿Realiza usted servicio de venta de turbinas eólicas?

a) Si b) No

8. ¿Conoce usted acerca de las aletas/winglets?

a) Si b) No

9. ¿Le parece adecuado la propuesta de mejorar de los álabes de una turbina eólica mediante el uso de aletas?

a) Si b) No

10. ¿Cree que usted que el uso de aletas en las alabes de las turbinas eólicas ayudarían a mejorar la generación de energía?

a) Si b) No

11. ¿Cuál cree usted que debería ser el diámetro del rotor?

a) 3 m b) 3.5 m c) 4 m d) 5 m e) Otros:

12. ¿Cree que usted que debería ser la potencia de la turbina eólica?

a) 1 KW b) 2 KW c) 3 KW d) 4 KW e) Otros:

13. ¿Cuál es el tipo de perfil que se utilizará en el estudio?

a) NACA b) WORTMANN c) 21.4 x 21.4 d) 21.4 x 21.4 e) Otros:

14. ¿Qué tipo de torre es la que se busca implementar en el proyecto?

a) Tubular b) Celosía c) Hidráulica d) Mástil tensado e) Otros:

15. ¿Cuál sería la altura de la turbina eólica que se adapte a las necesidades del cliente?

a) 9 m b) 10 m c) 15 m d) 20 m e) Otros:

Anexo 8: Coordenadas de las secciones del álabe

| r = 300 mm | | |
|------------|--------|-----|
| x | y | z |
| -214.34 | 123.75 | 300 |
| -210.6 | 123.02 | 300 |
| -199.59 | 120.77 | 300 |
| -181.95 | 116.82 | 300 |
| -158.67 | 110.99 | 300 |
| -130.99 | 103.12 | 300 |
| -100.35 | 93.17 | 300 |
| -68.29 | 81.21 | 300 |
| -36.43 | 67.4 | 300 |
| -6.4 | 51.94 | 300 |
| 20.05 | 34.73 | 300 |
| 41.78 | 16.56 | 300 |
| 58.08 | -1.39 | 300 |
| 68.52 | -17.79 | 300 |
| 72.98 | -31.38 | 300 |
| 71.45 | -41.25 | 300 |
| 64.38 | -46.28 | 300 |
| 52.36 | -45.78 | 300 |
| 35.79 | -39.99 | 300 |
| 15.21 | -29.46 | 300 |
| -8.7 | -15.08 | 300 |
| -35.23 | 2.01 | 300 |
| -63.47 | 20.57 | 300 |
| -92.12 | 39.93 | 300 |
| -120.04 | 59.06 | 300 |
| -146.09 | 76.96 | 300 |
| -169.18 | 92.79 | 300 |
| -188.28 | 105.86 | 300 |
| -202.55 | 115.64 | 300 |
| -211.36 | 121.7 | 300 |
| -214.34 | 123.75 | 300 |

| r = 500 mm | | |
|------------|--------|-----|
| x | y | z |
| -222.34 | 67.98 | 500 |
| -218.78 | 68.04 | 500 |
| -208.28 | 68.14 | 500 |
| -191.38 | 67.99 | 500 |
| -168.93 | 67.26 | 500 |
| -142.04 | 65.55 | 500 |
| -112 | 62.57 | 500 |
| -80.23 | 58.08 | 500 |
| -48.22 | 51.93 | 500 |
| -17.51 | 43.98 | 500 |
| 10.34 | 33.82 | 500 |
| 34.12 | 21.95 | 500 |
| 52.93 | 9.3 | 500 |
| 66.1 | -3.04 | 500 |
| 73.23 | -13.96 | 500 |
| 74.11 | -22.66 | 500 |
| 68.91 | -28.1 | 500 |
| 57.98 | -29.6 | 500 |
| 41.73 | -27.33 | 500 |
| 20.77 | -21.72 | 500 |
| -4.11 | -13.44 | 500 |
| -31.99 | -3.4 | 500 |
| -61.81 | 7.48 | 500 |
| -92.2 | 18.91 | 500 |
| -121.89 | 30.2 | 500 |
| -149.63 | 40.73 | 500 |
| -174.21 | 49.98 | 500 |
| -194.56 | 57.6 | 500 |
| -209.77 | 63.27 | 500 |
| -219.16 | 66.79 | 500 |
| -222.34 | 67.98 | 500 |

| r = 700 mm | | |
|------------|--------|-----|
| x | y | z |
| -209.08 | 44.44 | 700 |
| -205.83 | 44.73 | 700 |
| -196.26 | 45.52 | 700 |
| -180.82 | 46.51 | 700 |
| -160.26 | 47.35 | 700 |
| -135.56 | 47.64 | 700 |
| -107.87 | 47.01 | 700 |
| -78.47 | 45.16 | 700 |
| -48.71 | 41.88 | 700 |
| -19.97 | 36.94 | 700 |
| 6.35 | 29.87 | 700 |
| 29.11 | 21.05 | 700 |
| 47.41 | 11.26 | 700 |
| 60.55 | 1.43 | 700 |
| 68.06 | -7.5 | 700 |
| 69.69 | -14.81 | 700 |
| 65.48 | -19.63 | 700 |
| 55.7 | -21.37 | 700 |
| 40.73 | -20.19 | 700 |
| 21.14 | -16.44 | 700 |
| -2.28 | -10.7 | 700 |
| -28.62 | -3.74 | 700 |
| -56.82 | 3.72 | 700 |
| -85.62 | 11.53 | 700 |
| -113.78 | 19.22 | 700 |
| -140.09 | 26.33 | 700 |
| -163.41 | 32.53 | 700 |
| -182.71 | 37.59 | 700 |
| -197.14 | 41.34 | 700 |
| -206.06 | 43.66 | 700 |
| -209.08 | 44.44 | 700 |

| r = 900 mm | | |
|------------|--------|-----|
| x | y | z |
| -196.3 | 31.09 | 900 |
| -193.31 | 31.51 | 900 |
| -184.46 | 32.66 | 900 |
| -170.18 | 34.28 | 900 |
| -151.14 | 35.98 | 900 |
| -128.23 | 37.37 | 900 |
| -102.51 | 38.04 | 900 |
| -75.13 | 37.68 | 900 |
| -47.35 | 36.03 | 900 |
| -20.42 | 32.81 | 900 |
| 4.36 | 27.53 | 900 |
| 25.93 | 20.49 | 900 |
| 43.41 | 12.36 | 900 |
| 56.11 | 3.98 | 900 |
| 63.54 | -3.8 | 900 |
| 65.43 | -10.36 | 900 |
| 61.79 | -14.89 | 900 |
| 52.81 | -16.85 | 900 |
| 38.86 | -16.37 | 900 |
| 20.51 | -13.76 | 900 |
| -1.51 | -9.53 | 900 |
| -26.31 | -4.34 | 900 |
| -52.87 | 1.17 | 900 |
| -79.99 | 6.97 | 900 |
| -106.52 | 12.66 | 900 |
| -131.32 | 17.9 | 900 |
| -153.29 | 22.44 | 900 |
| -171.47 | 26.12 | 900 |
| -185.06 | 28.85 | 900 |
| -193.46 | 30.52 | 900 |
| -196.3 | 31.09 | 900 |

| r = 1100 mm | | |
|-------------|--------|------|
| x | y | z |
| -182.18 | 23.98 | 1100 |
| -179.42 | 24.45 | 1100 |
| -171.26 | 25.77 | 1100 |
| -158.1 | 27.67 | 1100 |
| -140.53 | 29.77 | 1100 |
| -119.39 | 31.68 | 1100 |
| -95.61 | 33.01 | 1100 |
| -70.3 | 33.41 | 1100 |
| -44.57 | 32.6 | 1100 |
| -19.61 | 30.31 | 1100 |
| 3.43 | 26.03 | 1100 |
| 23.53 | 20.01 | 1100 |
| 39.87 | 12.85 | 1100 |
| 51.8 | 5.31 | 1100 |
| 58.84 | -1.83 | 1100 |
| 60.73 | -7.99 | 1100 |
| 57.44 | -12.41 | 1100 |
| 49.18 | -14.56 | 1100 |
| 36.26 | -14.56 | 1100 |
| 19.23 | -12.67 | 1100 |
| -1.23 | -9.33 | 1100 |
| -24.27 | -5.13 | 1100 |
| -48.95 | -0.65 | 1100 |
| -74.15 | 4.1 | 1100 |
| -98.8 | 8.8 | 1100 |
| -121.83 | 13.11 | 1100 |
| -142.24 | 16.85 | 1100 |
| -159.12 | 19.89 | 1100 |
| -171.74 | 22.13 | 1100 |
| -179.54 | 23.52 | 1100 |
| -182.18 | 23.98 | 1100 |

| r = 1300 mm | | |
|-------------|--------|------|
| x | y | z |
| -167.83 | 17.64 | 1300 |
| -165.3 | 18.16 | 1300 |
| -157.84 | 19.64 | 1300 |
| -145.78 | 21.82 | 1300 |
| -129.7 | 24.32 | 1300 |
| -110.31 | 26.74 | 1300 |
| -88.5 | 28.69 | 1300 |
| -65.25 | 29.81 | 1300 |
| -41.6 | 29.8 | 1300 |
| -18.62 | 28.36 | 1300 |
| 2.62 | 24.97 | 1300 |
| 21.22 | 19.85 | 1300 |
| 36.38 | 13.53 | 1300 |
| 47.48 | 6.68 | 1300 |
| 54.09 | 0.03 | 1300 |
| 55.94 | -5.88 | 1300 |
| 53 | -10.31 | 1300 |
| 45.44 | -12.75 | 1300 |
| 33.56 | -13.27 | 1300 |
| 17.86 | -12.09 | 1300 |
| -1.01 | -9.59 | 1300 |
| -22.27 | -6.29 | 1300 |
| -45.02 | -2.71 | 1300 |
| -68.26 | 1.16 | 1300 |
| -90.99 | 5.02 | 1300 |
| -112.22 | 8.59 | 1300 |
| -131.02 | 11.69 | 1300 |
| -146.58 | 14.21 | 1300 |
| -158.21 | 16.09 | 1300 |
| -165.39 | 17.25 | 1300 |
| -167.83 | 17.64 | 1300 |

| r = 1500 mm | | |
|-------------|--------|------|
| x | y | z |
| -153.16 | 13.4 | 1500 |
| -150.87 | 13.92 | 1500 |
| -144.1 | 15.39 | 1500 |
| -133.15 | 17.56 | 1500 |
| -118.54 | 20.09 | 1500 |
| -100.91 | 22.61 | 1500 |
| -81.08 | 24.73 | 1500 |
| -59.92 | 26.12 | 1500 |
| -38.37 | 26.48 | 1500 |
| -17.42 | 25.53 | 1500 |
| 1.99 | 22.79 | 1500 |
| 19.01 | 18.42 | 1500 |
| 32.92 | 12.9 | 1500 |
| 43.15 | 6.84 | 1500 |
| 49.27 | 0.89 | 1500 |
| 51.05 | -4.47 | 1500 |
| 48.45 | -8.55 | 1500 |
| 41.6 | -10.89 | 1500 |
| 30.78 | -11.55 | 1500 |
| 16.46 | -10.73 | 1500 |
| -0.77 | -8.75 | 1500 |
| -20.18 | -6.09 | 1500 |
| -40.97 | -3.18 | 1500 |
| -62.2 | -0.03 | 1500 |
| -82.97 | 3.12 | 1500 |
| -102.36 | 6.04 | 1500 |
| -119.54 | 8.56 | 1500 |
| -133.76 | 10.62 | 1500 |
| -144.38 | 12.14 | 1500 |
| -150.94 | 13.08 | 1500 |
| -153.16 | 13.4 | 1500 |

| r = 1700 mm | | |
|-------------|--------|------|
| x | y | z |
| -138.41 | 9.68 | 1700 |
| -136.35 | 10.18 | 1700 |
| -130.26 | 11.62 | 1700 |
| -120.42 | 13.77 | 1700 |
| -107.27 | 16.3 | 1700 |
| -91.41 | 18.86 | 1700 |
| -73.54 | 21.1 | 1700 |
| -54.47 | 22.7 | 1700 |
| -35.04 | 23.38 | 1700 |
| -16.11 | 22.86 | 1700 |
| 1.45 | 20.69 | 1700 |
| 16.87 | 17.01 | 1700 |
| 29.51 | 12.23 | 1700 |
| 38.83 | 6.9 | 1700 |
| 44.45 | 1.6 | 1700 |
| 46.14 | -3.23 | 1700 |
| 43.85 | -6.98 | 1700 |
| 37.7 | -9.22 | 1700 |
| 27.95 | -10.01 | 1700 |
| 15.02 | -9.5 | 1700 |
| -0.56 | -8 | 1700 |
| -18.12 | -5.9 | 1700 |
| -36.92 | -3.6 | 1700 |
| -56.13 | -1.08 | 1700 |
| -74.92 | 1.45 | 1700 |
| -92.46 | 3.79 | 1700 |
| -108 | 5.81 | 1700 |
| -120.86 | 7.45 | 1700 |
| -130.47 | 8.67 | 1700 |
| -136.4 | 9.42 | 1700 |
| -138.41 | 9.68 | 1700 |

| r = 1900 mm | | |
|-------------|-------|------|
| x | y | z |
| -125.08 | 6.56 | 1900 |
| -123.23 | 7.04 | 1900 |
| -117.75 | 8.43 | 1900 |
| -108.9 | 10.51 | 1900 |
| -97.08 | 12.99 | 1900 |
| -82.8 | 15.54 | 1900 |
| -66.71 | 17.83 | 1900 |
| -49.52 | 19.56 | 1900 |
| -31.99 | 20.47 | 1900 |
| -14.91 | 20.29 | 1900 |
| 0.98 | 18.61 | 1900 |
| 14.96 | 15.54 | 1900 |
| 26.44 | 11.44 | 1900 |
| 34.93 | 6.8 | 1900 |
| 40.09 | 2.12 | 1900 |
| 41.69 | -2.19 | 1900 |
| 39.69 | -5.58 | 1900 |
| 34.18 | -7.68 | 1900 |
| 25.39 | -8.53 | 1900 |
| 13.71 | -8.26 | 1900 |
| -0.37 | -7.15 | 1900 |
| -16.26 | -5.53 | 1900 |
| -33.26 | -3.76 | 1900 |
| -50.64 | -1.79 | 1900 |
| -67.64 | 0.19 | 1900 |
| -83.51 | 2.01 | 1900 |
| -97.57 | 3.57 | 1900 |
| -109.2 | 4.84 | 1900 |
| -117.89 | 5.78 | 1900 |
| -123.26 | 6.36 | 1900 |
| -125.08 | 6.56 | 1900 |

| r = 2100 mm | | |
|-------------|-------|------|
| x | y | z |
| -112.46 | 2.94 | 2100 |
| -110.81 | 3.43 | 2100 |
| -105.93 | 4.83 | 2100 |
| -98.03 | 6.94 | 2100 |
| -87.47 | 9.49 | 2100 |
| -74.71 | 12.16 | 2100 |
| -60.31 | 14.64 | 2100 |
| -44.92 | 16.64 | 2100 |
| -29.2 | 17.91 | 2100 |
| -13.85 | 18.17 | 2100 |
| 0.45 | 17.03 | 2100 |
| 13.07 | 14.58 | 2100 |
| 23.48 | 11.12 | 2100 |
| 31.21 | 7.09 | 2100 |
| 35.95 | 2.94 | 2100 |
| 37.49 | -0.98 | 2100 |
| 35.76 | -4.17 | 2100 |
| 30.86 | -6.26 | 2100 |
| 22.99 | -7.29 | 2100 |
| 12.5 | -7.37 | 2100 |
| -0.18 | -6.72 | 2100 |
| -14.48 | -5.65 | 2100 |
| -29.79 | -4.43 | 2100 |
| -45.43 | -3.05 | 2100 |
| -60.74 | -1.63 | 2100 |
| -75.03 | -0.32 | 2100 |
| -87.69 | 0.81 | 2100 |
| -98.16 | 1.71 | 2100 |
| -105.99 | 2.39 | 2100 |
| -110.83 | 2.8 | 2100 |
| -112.46 | 2.94 | 2100 |

| r = 2300 mm | | |
|-------------|-------|------|
| x | y | z |
| -97.47 | 2.21 | 2300 |
| -96.04 | 2.66 | 2300 |
| -91.82 | 3.93 | 2300 |
| -84.98 | 5.85 | 2300 |
| -75.83 | 8.17 | 2300 |
| -64.78 | 10.62 | 2300 |
| -52.31 | 12.9 | 2300 |
| -38.97 | 14.77 | 2300 |
| -25.35 | 15.98 | 2300 |
| -12.05 | 16.28 | 2300 |
| 0.35 | 15.34 | 2300 |
| 11.3 | 13.21 | 2300 |
| 20.32 | 10.16 | 2300 |
| 27.04 | 6.56 | 2300 |
| 31.15 | 2.83 | 2300 |
| 32.49 | -0.74 | 2300 |
| 31 | -3.68 | 2300 |
| 26.76 | -5.66 | 2300 |
| 19.94 | -6.7 | 2300 |
| 10.84 | -6.89 | 2300 |
| -0.15 | -6.41 | 2300 |
| -12.54 | -5.52 | 2300 |
| -25.81 | -4.48 | 2300 |
| -39.38 | -3.26 | 2300 |
| -52.64 | -1.99 | 2300 |
| -65.04 | -0.81 | 2300 |
| -76.01 | 0.22 | 2300 |
| -85.08 | 1.06 | 2300 |
| -91.87 | 1.69 | 2300 |
| -96.06 | 2.08 | 2300 |
| -97.47 | 2.21 | 2300 |

| r = 2500 mm | | |
|-------------|-------|------|
| x | y | z |
| -84.73 | 1.92 | 2500 |
| -83.48 | 2.33 | 2500 |
| -79.81 | 3.51 | 2500 |
| -73.86 | 5.29 | 2500 |
| -65.9 | 7.45 | 2500 |
| -56.29 | 9.73 | 2500 |
| -45.45 | 11.87 | 2500 |
| -33.86 | 13.63 | 2500 |
| -22.01 | 14.78 | 2500 |
| -10.45 | 15.11 | 2500 |
| 0.32 | 14.29 | 2500 |
| 9.84 | 12.36 | 2500 |
| 17.68 | 9.57 | 2500 |
| 23.51 | 6.24 | 2500 |
| 27.08 | 2.74 | 2500 |
| 28.24 | -0.64 | 2500 |
| 26.94 | -3.48 | 2500 |
| 23.25 | -5.45 | 2500 |
| 17.32 | -6.56 | 2500 |
| 9.4 | -6.87 | 2500 |
| -0.15 | -6.52 | 2500 |
| -10.92 | -5.75 | 2500 |
| -22.46 | -4.79 | 2500 |
| -34.25 | -3.62 | 2500 |
| -45.78 | -2.38 | 2500 |
| -56.54 | -1.2 | 2500 |
| -66.08 | -0.15 | 2500 |
| -73.96 | 0.71 | 2500 |
| -79.85 | 1.37 | 2500 |
| -83.5 | 1.78 | 2500 |
| -84.73 | 1.92 | 2500 |

Anexo 9: Resultados del cálculo analítico

- **Paso 1:**

Seleccionar el factor de inducción axial y rotacional (a y a'), estos son hallados por medio de la experimentación, son embargo mediante iteraciones se llega a aproximar dichos valores, según investigaciones, es recomendable iniciar desde el valor 0.

- **Paso 2:**

Calcular el ángulo de velocidad relativa (ϕ) mediante la siguiente ecuación:

$$\tan \phi = \frac{(1 - a)V_0}{(1 + a') \omega r}$$

Donde:

V_0 : Velocidad del viento (m/s)

ω : Velocidad angular del rotor (rad/s)

r : distancia de la sección en función del eje del rotor (mm)

- **Paso 3:**

Calcular el ángulo de ataque (α) utilizando los datos proporcionados del ángulo de giro de la tabla XX.

$$\alpha = \phi - \beta$$

Donde:

ϕ : Ángulo de velocidad relativa (°)

β : Ángulo de giro (°)

- **Paso 4**

Calcular el Factor de Prandtl (F) se halla al remplazar mediante:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(e^{-f})$$

Al remplazar f :

$$f = \frac{B}{2} * \frac{R - r}{r \sin \phi}$$

Donde:

R : radio total del rotor (m)

r : radio de la sección del rotor (m)

B : Número de álanes

ϕ : Ángulo de velocidad relativa (°)

- **Paso 5:**

Calcular el valor de solidez según la sección del álabe

$$\sigma(r) = \frac{c(r)B}{2\pi}$$

Donde:

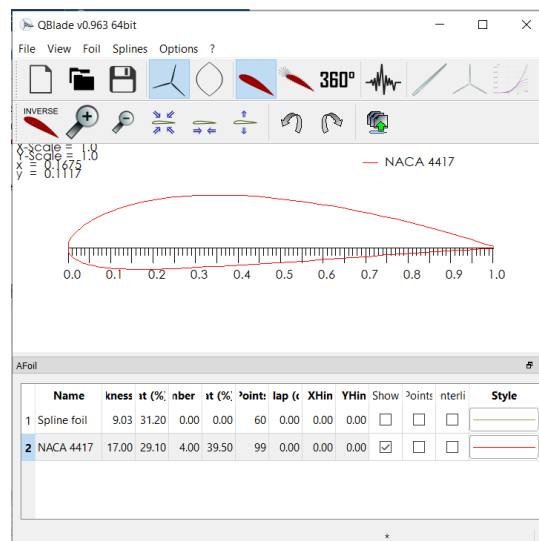
$c(r)$: Longitud de la cuerda total (m)

r : radio de la sección del rotor (m)

B : Número de álanes

- **Paso 6:**

Determinar el coeficiente de sustentación (C_l) y de arrastre (C_d), estos coeficientes son obtenidos mediante la experimentación para cada tipo de perfil, durante el tiempo se han realizado estudios donde dichos datos han sido recopilados. Para la obtención de estos datos se hizo uso del Software QBLADE.



Para la obtención de datos es necesario hallar el número de Reynolds para cada sección del álabe mediante la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{V_o L}{\nu_c}$$

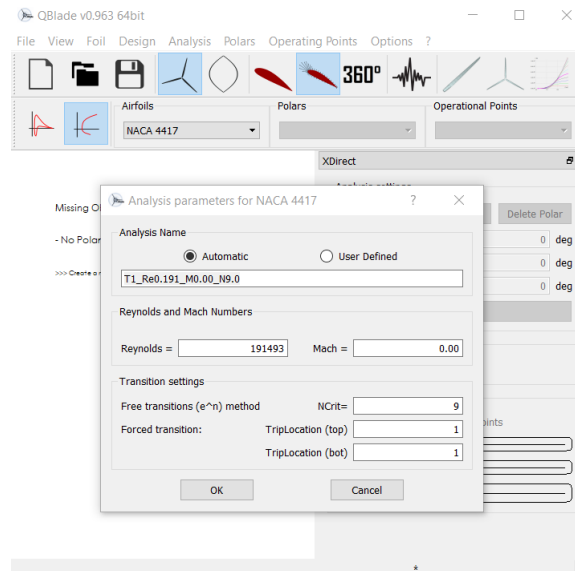
Donde:

V_o : Velocidad del viento (m/s)

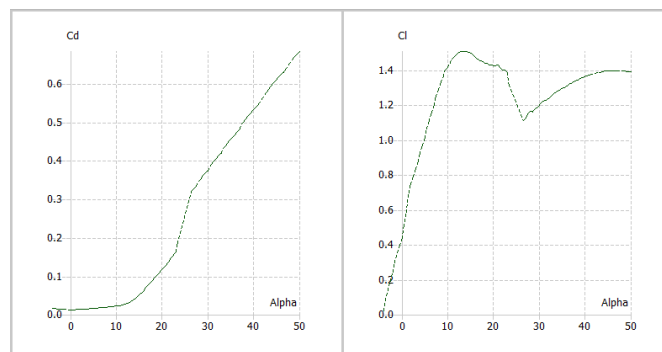
L : Longitud de la cuerda (m)

ν_c : Viscosidad cinemática del fluido (m^2/s)

Luego, se ingresa el número de Reynolds a la interfaz de QBlade como se muestra en la siguiente figura:



Donde, finalmente se obtienen los parámetros de los coeficientes de sustentación y arrastre.



Anexo 10: Resultados de la aplicación del método BEM (Cálculo analítico)

| VELOCIDAD MÍNIMA | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-------|-------|--------|--------|------------------------|-------------------------------------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|------------------|--------|-------------------|-------|-------|--------|-------------------------|
| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Angulo de giro β | Angulo de Velocidad relativa ϕ | Angulo de ataque α | CL | CD | CN | CT | Solidez σ | f | Factor de Prandtl | a | a' | k | Corrección de Glauert a |
| 1.000 | 0.300 | 0.330 | -0.063 | -0.019 | 30.000 | 48.472 | 18.472 | 0.589 | 0.010 | 0.398 | 0.434 | 0.525 | 14.693 | 1.000 | 0.085 | 0.130 | 10.721 | 0.068 |
| 2.000 | 0.500 | 0.310 | 0.311 | 0.048 | 17.000 | 22.321 | 5.321 | 0.805 | 0.012 | 0.749 | 0.295 | 0.296 | 15.798 | 1.000 | 0.278 | 0.066 | 2.603 | 0.272 |
| 3.000 | 0.700 | 0.285 | 0.351 | 0.026 | 12.000 | 15.771 | 3.771 | 0.767 | 0.012 | 0.741 | 0.197 | 0.194 | 14.192 | 1.000 | 0.328 | 0.038 | 2.050 | 0.315 |
| 4.000 | 0.900 | 0.265 | 0.390 | 0.017 | 9.000 | 11.776 | 2.776 | 0.712 | 0.012 | 0.699 | 0.134 | 0.141 | 13.066 | 1.000 | 0.371 | 0.024 | 1.695 | 0.349 |
| 5.000 | 1.100 | 0.245 | 0.413 | 0.011 | 7.500 | 9.375 | 1.875 | 0.646 | 0.012 | 0.639 | 0.093 | 0.106 | 11.720 | 1.000 | 0.390 | 0.016 | 1.561 | 0.364 |
| 6.000 | 1.300 | 0.225 | 0.432 | 0.007 | 6.000 | 7.732 | 1.732 | 0.634 | 0.013 | 0.630 | 0.073 | 0.083 | 10.291 | 1.000 | 0.418 | 0.011 | 1.390 | 0.386 |
| 7.000 | 1.500 | 0.205 | 0.449 | 0.005 | 5.000 | 6.520 | 1.520 | 0.643 | 0.013 | 0.640 | 0.060 | 0.065 | 8.806 | 1.000 | 0.448 | 0.009 | 1.234 | 0.407 |
| 8.000 | 1.700 | 0.185 | 0.483 | 0.003 | 4.000 | 5.416 | 1.416 | 0.687 | 0.014 | 0.685 | 0.051 | 0.052 | 7.479 | 1.000 | 0.500 | 0.007 | 1.001 | 0.445 |
| 9.000 | 1.900 | 0.167 | 0.500 | 0.002 | 3.000 | 4.692 | 1.692 | 0.772 | 0.015 | 0.770 | 0.048 | 0.042 | 5.790 | 0.998 | 0.548 | 0.006 | 0.826 | 0.480 |
| 10.000 | 2.100 | 0.150 | 0.512 | 0.001 | 1.500 | 4.148 | 2.648 | 0.820 | 0.016 | 0.819 | 0.043 | 0.034 | 3.950 | 0.988 | 0.575 | 0.005 | 0.740 | 0.499 |
| 11.000 | 2.300 | 0.130 | 0.430 | 0.002 | 1.300 | 4.421 | 3.121 | 0.811 | 0.018 | 0.810 | 0.045 | 0.027 | 1.692 | 0.882 | 0.510 | 0.004 | 0.960 | 0.453 |

| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Fuerza Normal por unid. longitud (N/m) | Fuerza Tangencial por unid. longitud (N/m) | Momento por unid. longitud (Nm/m) |
|----------|------|-------|---------|---------|--|--|-----------------------------------|
| 1 | 0.3 | 0.330 | -0.0632 | -0.0192 | 0.9937 | 1.0830 | 0.3249 |
| 2 | 0.5 | 0.310 | 0.3113 | 0.0484 | 2.8622 | 1.1270 | 0.5635 |
| 3 | 0.7 | 0.285 | 0.351 | 0.0259 | 4.5180 | 1.2008 | 0.8405 |
| 4 | 0.9 | 0.265 | 0.3895 | 0.0168 | 6.2174 | 1.1873 | 1.0686 |
| 5 | 1.1 | 0.245 | 0.4125 | 0.0109 | 7.6391 | 1.1153 | 1.2268 |
| 6 | 1.3 | 0.225 | 0.4315 | 0.0065 | 9.4962 | 1.0990 | 1.4287 |
| 7 | 1.5 | 0.205 | 0.4487 | 0.0049 | 11.6044 | 1.0863 | 1.6294 |
| 8 | 1.7 | 0.185 | 0.4825 | 0.0034 | 14.2877 | 1.0617 | 1.8049 |
| 9 | 1.9 | 0.167 | 0.5001 | 0.0017 | 18.0133 | 1.1270 | 2.1414 |
| 10 | 2.1 | 0.15 | 0.5124 | 0.0006 | 20.9341 | 1.0971 | 2.3039 |
| 11 | 2.3 | 0.13 | 0.43 | 0.0016 | 21.5777 | 1.1886 | 2.7338 |

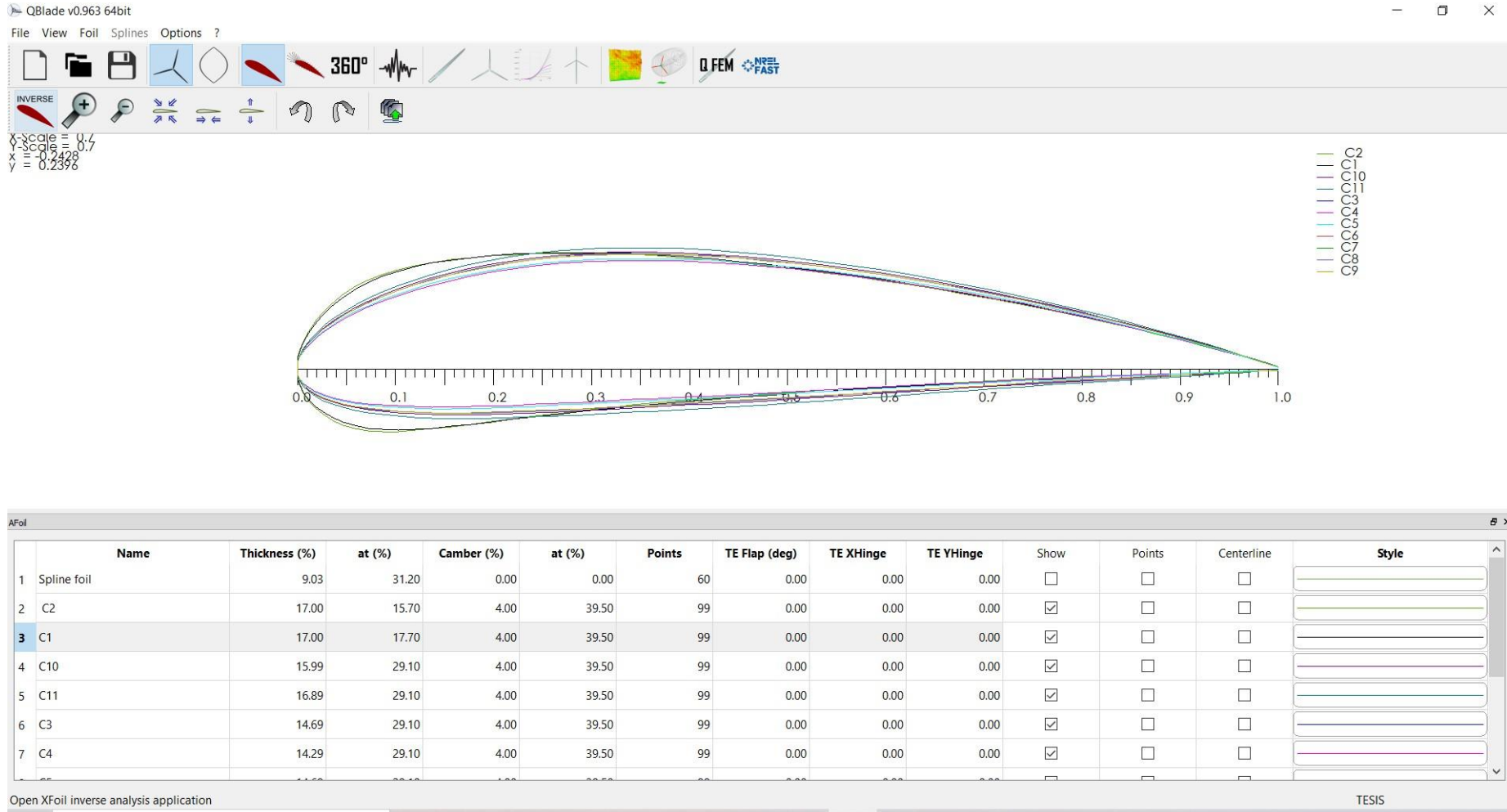
| VELOCIDAD PROMEDIO | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|------------------------|-------------------------------------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|------------------|--------|-------------------|-------|-------|--------|-------------------------|
| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Angulo de giro β | Angulo de Velocidad relativa ϕ | Angulo de ataque α | CL | CD | CN | CT | Solidez σ | f | Factor de Prandtl | a | a' | k | Corrección de Glauert a |
| 1.000 | 0.300 | 0.330 | 0.246 | 0.178 | 30.000 | 33.700 | 3.700 | 0.140 | 0.012 | 0.123 | 0.067 | 0.525 | 19.825 | 1.000 | 0.050 | 0.019 | 19.053 | 0.018 |
| 2.000 | 0.500 | 0.310 | 0.320 | 0.084 | 17.000 | 21.407 | 4.407 | 0.414 | 0.011 | 0.390 | 0.141 | 0.296 | 16.439 | 1.000 | 0.178 | 0.032 | 4.618 | 0.177 |
| 3.000 | 0.700 | 0.285 | 0.340 | 0.046 | 12.000 | 15.743 | 3.743 | 0.458 | 0.012 | 0.444 | 0.113 | 0.194 | 14.216 | 1.000 | 0.227 | 0.022 | 3.409 | 0.226 |
| 4.000 | 0.900 | 0.265 | 0.363 | 0.029 | 9.000 | 12.119 | 3.119 | 0.473 | 0.012 | 0.465 | 0.088 | 0.141 | 12.702 | 1.000 | 0.271 | 0.015 | 2.697 | 0.266 |
| 5.000 | 1.100 | 0.245 | 0.366 | 0.019 | 7.500 | 10.023 | 2.523 | 0.470 | 0.010 | 0.465 | 0.072 | 0.106 | 10.969 | 1.000 | 0.290 | 0.011 | 2.452 | 0.283 |
| 6.000 | 1.300 | 0.225 | 0.387 | 0.014 | 6.000 | 8.268 | 2.268 | 0.471 | 0.013 | 0.468 | 0.055 | 0.083 | 9.629 | 1.000 | 0.318 | 0.008 | 2.140 | 0.307 |
| 7.000 | 1.500 | 0.205 | 0.390 | 0.010 | 5.000 | 7.172 | 2.172 | 0.485 | 0.014 | 0.483 | 0.047 | 0.065 | 8.009 | 1.000 | 0.336 | 0.006 | 1.977 | 0.321 |
| 8.000 | 1.700 | 0.185 | 0.402 | 0.007 | 4.000 | 6.223 | 2.223 | 0.525 | 0.014 | 0.523 | 0.043 | 0.052 | 6.512 | 0.999 | 0.367 | 0.005 | 1.728 | 0.346 |
| 9.000 | 1.900 | 0.167 | 0.413 | 0.006 | 3.000 | 5.486 | 2.486 | 0.668 | 0.016 | 0.666 | 0.048 | 0.042 | 4.955 | 0.996 | 0.434 | 0.005 | 1.302 | 0.398 |
| 10.000 | 2.100 | 0.150 | 0.452 | 0.005 | 1.500 | 4.638 | 3.138 | 0.772 | 0.015 | 0.771 | 0.048 | 0.034 | 3.533 | 0.981 | 0.506 | 0.005 | 0.976 | 0.450 |
| 11.000 | 2.300 | 0.130 | 0.426 | 0.003 | 1.300 | 4.450 | 3.150 | 0.734 | 0.020 | 0.734 | 0.037 | 0.027 | 1.681 | 0.881 | 0.483 | 0.004 | 1.071 | 0.433 |

| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Fuerza Normal por unid. longitud (N/m) | Fuerza Tangencial por unid. longitud (N/m) | Momento por unid. longitud (Nm/m) |
|----------|------|-------|--------|--------|--|--|-----------------------------------|
| 1 | 0.3 | 0.330 | 0.2456 | 0.1783 | 0.720696339 | 0.392749146 | 0.117824744 |
| 2 | 0.5 | 0.310 | 0.32 | 0.0841 | 4.026056911 | 1.451955548 | 0.725977774 |
| 3 | 0.7 | 0.285 | 0.3398 | 0.0455 | 7.198937054 | 1.834970053 | 1.284479037 |
| 4 | 0.9 | 0.265 | 0.3634 | 0.0294 | 10.87741527 | 2.050186414 | 1.845167772 |
| 5 | 1.1 | 0.245 | 0.3662 | 0.0188 | 14.4912954 | 2.244342873 | 2.468777161 |
| 6 | 1.3 | 0.225 | 0.387 | 0.0141 | 18.35654732 | 2.155722703 | 2.802439514 |
| 7 | 1.5 | 0.205 | 0.39 | 0.0099 | 22.69601627 | 2.208278117 | 3.312417175 |
| 8 | 1.7 | 0.185 | 0.4024 | 0.0074 | 28.22354647 | 2.325280617 | 3.952977049 |
| 9 | 1.9 | 0.167 | 0.4126 | 0.0059 | 40.32823023 | 2.893961763 | 5.498527349 |
| 10 | 2.1 | 0.15 | 0.4523 | 0.0046 | 50.933982 | 3.147720556 | 6.610213169 |
| 11 | 2.3 | 0.13 | 0.4255 | 0.0031 | 50.20437442 | 2.532397495 | 5.824514239 |

| VELOCIDAD MÁXIMA | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|------|-------|--------|--------|------------------------|-------------------------------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|------------------|--------|-------------------|--------|--------|--------|-------------------------|
| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Angulo de giro β | Angulo de Velocidad relativa ϕ | Angulo de ataque α | CL | CD | CN | CT | Solidez σ | f | Factor de Prandtl | a | a' | k | Corrección de Glauert a |
| 1 | 0.3 | 0.330 | 0.19 | 0.1783 | 30.0 | 35.686 | 5.6863 | 0.6130 | 0.0170 | 0.5078 | 0.3438 | 0.5252 | 18.857 | 1.0000000 | 0.1638 | 0.1053 | 5.1036 | 0.1624 |
| 2 | 0.5 | 0.310 | 0.32 | 0.0841 | 17 | 21.465 | 4.4648 | 0.6190 | 0.0180 | 0.5827 | 0.2098 | 0.296 | 16.397 | 1.0000000 | 0.2436 | 0.0478 | 3.1053 | 0.2418 |
| 3 | 0.7 | 0.285 | 0.3398 | 0.0455 | 12 | 15.788 | 3.7881 | 0.6710 | 0.0130 | 0.6492 | 0.1701 | 0.1944 | 14.176 | 0.9999996 | 0.2988 | 0.0326 | 2.3462 | 0.2907 |
| 4 | 0.9 | 0.265 | 0.3634 | 0.0294 | 9 | 12.154 | 3.1541 | 0.6440 | 0.0130 | 0.6323 | 0.1229 | 0.1406 | 12.666 | 0.9999980 | 0.3339 | 0.0214 | 1.9947 | 0.3199 |
| 5 | 1.1 | 0.245 | 0.3662 | 0.0188 | 7.5 | 10.052 | 2.5519 | 0.6170 | 0.0140 | 0.61 | 0.0939 | 0.1063 | 10.938 | 0.9999887 | 0.3474 | 0.0147 | 1.8786 | 0.3307 |
| 6 | 1.3 | 0.225 | 0.387 | 0.0141 | 6 | 8.2919 | 2.2919 | 0.6290 | 0.0150 | 0.6246 | 0.0759 | 0.0826 | 9.6009 | 0.9999569 | 0.3829 | 0.0111 | 1.6118 | 0.3587 |
| 7 | 1.5 | 0.205 | 0.39 | 0.0099 | 5 | 7.1934 | 2.1934 | 0.6270 | 0.0170 | 0.6242 | 0.0616 | 0.0653 | 7.986 | 0.9997834 | 0.3938 | 0.0082 | 1.5395 | 0.367 |
| 8 | 1.7 | 0.185 | 0.4024 | 0.0074 | 4 | 6.2417 | 2.2417 | 0.6210 | 0.0180 | 0.6193 | 0.0496 | 0.052 | 6.4925 | 0.9990357 | 0.4052 | 0.006 | 1.468 | 0.3757 |
| 9 | 1.9 | 0.167 | 0.4126 | 0.0059 | 3 | 5.5024 | 2.5024 | 0.6380 | 0.0210 | 0.6371 | 0.0403 | 0.042 | 4.94 | 0.9954451 | 0.4221 | 0.0045 | 1.3693 | 0.3885 |
| 10 | 2.1 | 0.15 | 0.4523 | 0.0046 | 1.5 | 4.652 | 3.1520 | 0.6760 | 0.0250 | 0.6758 | 0.0299 | 0.0341 | 3.5228 | 0.9812067 | 0.4717 | 0.0032 | 1.1201 | 0.4251 |
| 11 | 2.3 | 0.13 | 0.4155 | 0.0062 | 1.3 | 4.5264 | 3.2264 | 0.5480 | 0.0350 | 0.5491 | 0.0084 | 0.027 | 1.6528 | 0.8773181 | 0.404 | 0.0008 | 1.475 | 0.3749 |

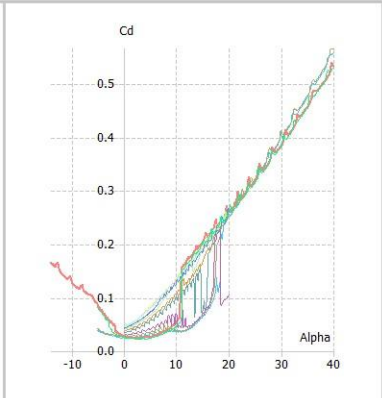
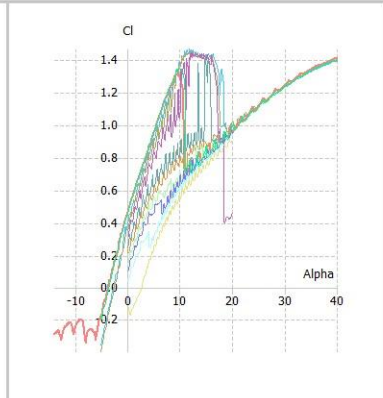
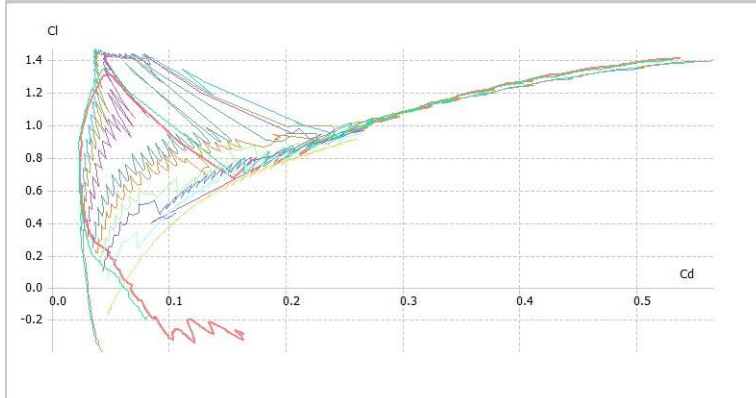
| Estación | r(m) | c(m) | a | a' | Fuerza Normal por unid. longitud (N/m) | Fuerza Tangencial por unid. longitud (N/m) | Momento por unid. longitud (Nm/m) |
|----------|-------|-------|-------|-------|--|--|-----------------------------------|
| 1 | 0.300 | 0.330 | 0.164 | 0.105 | 14.576 | 8.967 | 2.690 |
| 2 | 0.500 | 0.310 | 0.320 | 0.084 | 26.406 | 9.506 | 4.753 |
| 3 | 0.700 | 0.285 | 0.340 | 0.046 | 46.122 | 12.081 | 8.457 |
| 4 | 0.900 | 0.265 | 0.363 | 0.029 | 64.854 | 12.604 | 11.343 |
| 5 | 1.100 | 0.245 | 0.366 | 0.019 | 83.425 | 12.843 | 14.128 |
| 6 | 1.300 | 0.225 | 0.387 | 0.014 | 107.491 | 13.057 | 16.974 |
| 7 | 1.500 | 0.205 | 0.390 | 0.010 | 128.557 | 12.697 | 19.045 |
| 8 | 1.700 | 0.185 | 0.402 | 0.007 | 146.535 | 11.742 | 19.962 |
| 9 | 1.900 | 0.167 | 0.413 | 0.006 | 169.027 | 10.685 | 20.302 |
| 10 | 2.100 | 0.150 | 0.452 | 0.005 | 195.714 | 8.662 | 18.189 |
| 11 | 2.300 | 0.130 | 0.416 | 0.006 | 165.759 | 2.523 | 5.803 |

Anexo 11: Cl y Cd



360° Q.FEM NREL FAST

Airfoils: C2 Polars: PROMEDIO Operational Points: -13.7



XDirect

Analysis settings

New Polar Edit Polar Delete Polar

Start= 0 deg
End= 40 deg
Δ= 0.1 deg

Analyze

Polar properties

Type = 1 (Fixed speed)
Reynolds number = 92958
Mach number = 0.00
NCrit = 9.00
Forced top trans. = 1.00
Forced bottom trans. = -1.00
Number of data points = 533

Graph Curve Settings

Curve Points

Style Width Color

- C2 PROMEDIO
- C1 T1_Re0.093_M0.00_N9.0
- C10 PROMEDIO
- C11 PROMEDIO
- C3 PROMEDIO
- C4 PROMEDIO
- C5 PROMEDIO
- C6 PROMEDIO
- C7 PROMEDIO
- C8 PROMEDIO
- C9 T1_Re0.047_M0.00_N9.0

