



Universidad  
Nacional  
de Loja

**Universidad Nacional de Loja**

**Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales  
no Renovables**

**Carrera de Ingeniería Electromecánica**

**Diseño de un sistema de minigeneración eólica para el  
Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco.**

**Trabajo de Integración Curricular,  
previo a la obtención del título de  
Ingeniero Electromecánico**

**AUTOR:**

Juan Carlos Amaya Morocho

**DIRECTOR:**

Ing. Jorge Luis Maldonado Correa Mg.Sc

Loja - Ecuador

2024

*Educamos para* **Transformar**

## Certificación

Loja, 28 de octubre de 2023

Ing. Jorge Luis Maldonado Correa Mg.Sc

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACION CURRICULAR**

### **CERTIFICO:**

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Integración Curricular denominado: **Diseño de un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco**, previa a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, de la autoría del estudiante **Juan Carlos Amaya Morocho**, con **cédula de identidad Nro. 1005873531**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación para la respectiva sustentación y defensa.

Ing. Jorge Luis Maldonado Correa Mg.Sc

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

## **Autoría**

Yo, **Juan Carlos Amaya Morocho**, declaro ser autor del presente Trabajo de Integración Curricular y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mi Trabajo de Integración Curricular en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

**Firma:**



**Fecha:** 22 de abril del 2024

**Cédula:** 1105873531

**Teléfono:** 0967518178

**Correo electrónico:** [juan.amaya@unl.edu.ec](mailto:juan.amaya@unl.edu.ec)

**Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Integración Curricular.**

Yo, **Juan Carlos Amaya Morocho**, declaro ser autor del Trabajo de Integración Curricular denominado: **Diseño de un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del parque eólico Villonaco**, como requisito para optar el título de **Ingeniero Electromecánico**, autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del trabajo de integración curricular que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los veintidós días del mes de abril del dos mil veinticuatro.

**Firma:**



**Autor:** Juan Carlos Amaya Morocho

**Cédula:** 1105873531

**Dirección:** Loja, Calle Albert Einstein y Teodoro Wolf

**Teléfono:** 2324519 Celular: 0967518178

**Correo:** [juan.amaya@unl.edu.ec](mailto:juan.amaya@unl.edu.ec)

**DATOS COPLEMENTARIOS:**

Director del trabajo de titulación: Ing. Jorge Luis Maldonado Correa Mg.Sc

## **Dedicatoria**

Este trabajo de titulación es dedicado a Dios que siempre me cuida y a la persona que me vio crecer y me cuidó, no solo a mí sino a toda mi familia, a mi padre que siempre me estuvo apoyando desde el cielo, también lo dedico a mi madre cuyos consejos nunca me fallaron y a mis hermanas que siempre están para ayudarme y apoyarme.

*Juan Carlos Amaya Morocho*

## **Agradecimiento**

Agradezco muy cordialmente a la Universidad Nacional de Loja y a sus docentes, los cuales supieron guiarme con sus enseñanzas durante todo mi trayecto como estudiante para adquirir conocimiento, así mismo, quiero agradecer a mi director de investigación el Ingeniero Jorge Maldonado por saber guiarme correctamente en la ejecución del proyecto. También quiero agradecer al Centro de Investigaciones Tecnológicas y Energéticas (CITE) quien tuvo un aporte significativo con conocimientos relacionados con el área de investigación.

*Juan Carlos Amaya Morocho*

## Índice de contenidos

|  |            |
|--|------------|
| <b>Portada</b> .....   | <b>i</b>   |
| <b>Certificación</b> .....   | <b>ii</b>  |
| <b>Autoría</b> .....   | <b>iii</b> |
| <b>Carta de autorización</b> .....                                     | <b>iv</b>  |
| <b>Dedicatoria</b> .....   | <b>v</b>   |
| <b>Agradecimientos</b> .....   | <b>vi</b>  |
| <b>Índice de contenidos</b> .....                                      | <b>vii</b> |
| Índice de tablas: .....  | ix         |
| Índice de figuras: .....   | x          |
| Índice de anexos: .....  | xii        |
| Simbología: .....  | xiii       |
| <b>1. Título</b> .....   | <b>1</b>   |
| <b>2. Resumen</b> .....  | <b>2</b>   |
| Abstract .....   | 3          |
| <b>3. Introducción</b> .....   | <b>4</b>   |
| Objetivo general .....   | 4          |
| Objetivos específicos.....   | 4          |
| <b>4 Marco teórico</b> .....   | <b>5</b>   |
| 4.1 Capítulo I: Fundamentos teóricos de la energía eólica.....         | 5          |
| 4.1.1 Energía eólica.....  | 5          |
| 4.1.2 Recurso eólico en la provincia de Loja.....                      | 6          |
| 4.2 Capítulo II: El comportamiento del viento en entornos urbanos..... | 6          |
| 4.2.1 Alteraciones naturales .....                                     | 6          |
| 4.2.2 Turbulencia .....  | 7          |
| 4.3 Capítulo III: Sistemas de generación eólica .....                  | 8          |
| 4.3.1 Clasificación de aerogeneradores .....                           | 8          |
| 4.3.2 Sistema regulador de carga .....                                 | 10         |

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| 4.3.3     | Sistema de almacenamiento.....                 | 10        |
| 4.3.4     | Generadores .....                              | 11        |
| 4.3.5     | Inversor .....                                 | 11        |
| 4.3.6     | Eje .....                                      | 12        |
| 4.3.7     | Sistema de sujeción y anclaje .....            | 12        |
| 4.4       | Capítulo IV: Modelado del recurso eólico ..... | 13        |
| 4.4.1     | Modelos CFD para la simulación del viento..... | 12        |
| 4.4.2     | Softwares de análisis CFD más usados.....      | 13        |
| <b>5</b>  | <b>Metodología .....</b>                       | <b>16</b> |
| 5.1       | Descripción de la zona de estudio .....        | 16        |
| 5.2       | Procedimiento.....                             | 16        |
| 5.2.1     | Procedimiento para el objetivo 1 .....         | 16        |
| 5.2.2     | Procesamiento de datos del objetivo 1 .....    | 18        |
| 5.2.3     | Procedimiento para el objetivo 2 .....         | 27        |
| 5.2.4     | Procesamiento de datos del objetivo 2.....     | 28        |
| 5.2.5     | Procedimiento para el objetivo 3 .....         | 42        |
| 5.2.6     | Procesamiento de datos del objetivo 3.....     | 42        |
| <b>6</b>  | <b>Resultados.....</b>                         | <b>61</b> |
| 6.1       | Resultados del objetivo 1 .....                | 61        |
| 6.2       | Resultados del objetivo 2 .....                | 63        |
| 6.3       | Resultados del objetivo 3 .....                | 67        |
| <b>7</b>  | <b>Discusión .....</b>                         | <b>68</b> |
| <b>8</b>  | <b>Conclusiones .....</b>                      | <b>71</b> |
| <b>9</b>  | <b>Recomendaciones .....</b>                   | <b>71</b> |
| <b>10</b> | <b>Bibliografía .....</b>                      | <b>73</b> |
| <b>11</b> | <b>Anexos .....</b>                            | <b>78</b> |

## Índice de tablas:

|  |    |
|--|----|
| <b>Tabla 1.</b> Clase y longitud de rugosidad.....   | 25 |
| <b>Tabla 2.</b> Características importantes del generador seleccionado.....                          | 33 |
| <b>Tabla 3.</b> Factores de confiabilidad aproximados. ....  | 34 |
| <b>Tabla 4.</b> Factores de tamaño. ....   | 34 |
| <b>Tabla 5.</b> Propiedades mecánicas del acero AISI 1045. ....                                      | 35 |
| <b>Tabla 6.</b> Parámetros técnicos de los componentes eléctricos.....                               | 41 |
| <b>Tabla 7.</b> Tipos de cimentación .....   | 42 |
| <b>Tabla 8.</b> Propiedades mecánicas y dimensiones de la tubería AISI cédula 40 .....               | 43 |
| <b>Tabla 9.</b> Pesos de los componentes del rotor .....   | 45 |
| <b>Tabla 10.</b> Características para el diseño de la placa base y los pernos de anclaje .....       | 53 |
| <b>Tabla 11.</b> Dimensiones y resistencia disponible de varillas de anclaje .....                   | 60 |
| <b>Tabla 12.</b> Tamaños recomendados para orificios de varilla de anclaje en placas base.....       | 60 |
| <b>Tabla 13.</b> Parámetros importantes para el diseño del rotor.....                                | 64 |
| <b>Tabla 14.</b> Características del mallado del perfil NACA y el volumen de control .....           | 65 |
| <b>Tabla 15.</b> Consideraciones para la simulación.....   | 65 |
| <b>Tabla 16.</b> Características de la sustentación y arrastre presentes en el perfil NACA 0025 .... | 67 |
| <b>Tabla 17.</b> Especificaciones de los elementos estructurales de sujeción y anclaje .....         | 68 |

## Índice de figuras

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 1.</b> El efecto del viento sobre obstáculos, a) viento a sotavento, b) viento sobre obstáculos extensos. _____                            | 7  |
| <b>Figura 2.</b> Turbina Savonius, a) con álabes semicilíndricos, b) con álabes helicoidales. _____  | 9  |
| <b>Figura 3.</b> a) rotor Darrieus, b) rotor tipo H, c) rotor tipo helicoidal. _____   | 9  |
| <b>Figura 4.</b> Rosa de vientos para los datos de velocidad y dirección medidos a 20 metros de altura de la torre meteorológica de Villonaco. _____ | 17 |
| <b>Figura 5.</b> Dirección predominante del viento en el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco _____                                  | 17 |
| <b>Figura 6.</b> Comportamiento mensual del viento desde los años 2012-2021 _____  | 18 |
| <b>Figura 7.</b> Histograma de frecuencias de los datos del viento a una altura de 20 metros registrados desde los años 2012 hasta el 2021. _____    | 19 |
| <b>Figura 8.</b> Modelo del CIV orientado hacia el flujo de viento predominante proveniente desde el Este. _____                                     | 20 |
| <b>Figura 9.</b> Parámetros generales para la simulación. _____  | 21 |
| <b>Figura 10.</b> Perfil de viento generado por el software con una velocidad de entrada de 10,74 m/s. _____   | 23 |
| <b>Figura 11.</b> Resultados de la simulación del viento con una densidad de mallado del 60%. _____  | 26 |
| <b>Figura 12.</b> Ubicación del rotor desde la terraza hasta el centro geométrico del álabe. _____   | 26 |
| <b>Figura 13.</b> Cp frente TSR para algunos aerogeneradores. _____  | 28 |
| <b>Figura 14.</b> Cp frente TSR para varios valores de relación de aspecto de álabe (BAR). _____   | 26 |
| <b>Figura 15.</b> Valores de Cp contra TSR para distintos valores de solidez de un aerogenerador Darrieus. _____                                     | 28 |
| <b>Figura 16.</b> Resistencia a la fatiga en función de la resistencia a la tensión, para acero forjado con varias condiciones de superficie. _____  | 35 |
| <b>Figura 17.</b> Fuerza aerodinámica distribuida a lo largo del álabe. _____  | 38 |
| <b>Figura 18.</b> Diagrama de cuerpo libre del álabe. _____  | 39 |
| <b>Figura 19.</b> Diagrama de cuerpo libre del eje. _____  | 36 |
| <b>Figura 20.</b> Diagrama de fuerza cortante _____  | 38 |
| <b>Figura 21.</b> Diagrama de momento flector _____  | 39 |
| <b>Figura 22.</b> Diagrama de cuerpo libre con la fuerza cortante y momento flector _____  | 41 |
| <b>Figura 23.</b> Coeficiente de empuje en función de TSR. _____   | 44 |
| <b>Figura 24.</b> Coeficientes de forma para algunas geometrías. _____   | 45 |
| <b>Figura 25.</b> Centro de masa de una parábola. _____  | 46 |

|   |     |
|---|-----|
| <b>Figura 26.</b> Desplazamiento por la fuerza en el rotor.   | 49  |
| <b>Figura 27.</b> Desplazamiento por la fuerza en la torre.   | 50  |
| <b>Figura 28.</b> Valores de K para distintas conexiones en los extremos.   | 46  |
| <b>Figura 29.</b> Dimensiones de la placa base  | 49  |
| <b>Figura 30.</b> Placa base con gran momento   | 570 |
| <b>Figura 31.</b> Ubicación propuesta para el emplazamiento del aerogenerador   | 51  |
| <b>Figura 32.</b> Zona de presiones en la superficie del edificio del CIV   | 55  |
| <b>Figura 33.</b> Campo de velocidades sobre el edificio del CIV  | 57  |
| <b>Figura 34.</b> Simulación del flujo de viento en el contorno del perfil NACA 0025 para $\alpha = 15^\circ$ mediante el software ANSYS, a) contorno de presiones, b) contorno de velocidades. | 661 |
| <b>Figura 35.</b> Distribución de cargas en el sistema.   | 62  |
| <b>Figura 36.</b> Campo de velocidades sobre el edificio del CIV.   | 62  |
| <b>Figura 37.</b> Altura sobre el edificio para la posible ubicación del rotor y en donde se obtuvo la velocidad media de viento de diseño de 8,64 m/s.   | 63  |
| <b>Figura 38.</b> Simulación del flujo de viento en el contorno del perfil NACA 0025 para $\alpha = 15^\circ$ mediante el software ANSYS, a) contorno de presiones, b) contorno de velocidades. | 66  |
| <b>Figura 39.</b> Distribución de cargas en el sistema.   | 67  |

## **Índice de anexos**

|   |     |
|---|-----|
| <b>Anexo 1.</b> Perfil de elevación de la ruta entre la torre 1 y el edificio del CIV .....                               | 78  |
| <b>Anexo 2.</b> Tabla de propiedades del aire contra la temperatura en unidades SI a la presión atmosférica estándar..... | 79  |
| <b>Anexo 3.</b> Especificaciones del generador eléctrico de flujo axial ENGELEC.....                                      | 80  |
| <b>Anexo 4.</b> Parámetros técnicos del inversor de la marca ENGELEC.....   | 81  |
| <b>Anexo 5.</b> Parámetros técnicos del controlador de carga de la marca ENGELEC .....                                    | 82  |
| <b>Anexo 6.</b> Conjunto del sistema de minigeneración .....  | 83  |
| <b>Anexo 7.</b> Subconjunto del rotor.....  | 834 |
| <b>Anexo 8.</b> Álabes .....  | 835 |
| <b>Anexo 9.</b> Generador.....  | 836 |
| <b>Anexo 10.</b> Soporte de los álabes.....   | 837 |
| <b>Anexo 11.</b> Sujeción del álabe .....   | 838 |

**Simbología:**

**CIV:** Centro de Interpretación Villonaco

**CFD:** Dinámica de Fluidos Computacionales

**IEA:** Agencia Internacional de la Energía

**MEER:** Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

**CELEC EP:** Corporación Eléctrica del Ecuador

**AISC:** Instituto Americano de la Construcción de Acero

## **1 Título**

**Diseño de un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del parque eólico Villonaco.**

## 2 Resumen

En este trabajo se presenta el diseño de un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco de la ciudad de Loja, con el propósito de aprovechar el abundante recurso eólico existente en el lugar. Para el diseño del sistema se tomó en cuenta las características de los componentes que mejor se adapten a las condiciones del lugar, para esto se utilizó RWIND que es un software para simulación del recurso eólico basado en CFD (Dinámica de Fluidos Computacional) con el propósito de conocer el comportamiento del flujo de viento y las alteraciones que sufre cuando interactúa con la capa límite, en este caso con el edificio del CIV (Centro de Interpretación Villonaco); en la simulación se determinó la velocidad promedio de viento en el lugar del emplazamiento, y esto junto con otros parámetros obtenidos de la literatura técnica, se utilizaron para el diseño de los diferentes componentes que integran el sistema de minigeneración eólica. La velocidad de viento media de diseño obtenida por simulación fue de 8,6 m/s, y para obtener esta velocidad fue necesario introducir una velocidad promedio de referencia con la cual RWIND generó un perfil para ser utilizado en el túnel virtual de viento; la velocidad de referencia fue obtenida mediante el análisis estadístico realizado a los datos de viento que fueron obtenidos de la torre meteorológica 1 del Parque Eólico Villonaco. Con el análisis estadístico también se obtuvo la velocidad crítica, que es un parámetro necesario para el diseño de la torre y el sistema de sujeción y anclaje, de manera que se pueda garantizar que las cargas debidas a la velocidad crítica del viento no produzcan fallas estructurales permitiendo un buen funcionamiento de todo el sistema.

***Palabras clave:** Centro de Interpretación del parque Eólico Villonaco, Dinámica de Fluidos Computacionales, sistema de minigeneración eólica, velocidad de viento media de diseño.*

## **Abstract**

Using the abundant wind resources available in the Loja area, this work designs the Villonaco Wind Park Interpretation Center's wind mini-generation system. It was determined that the characteristics were the best components for adapting to the site's conditions for the design of the system. In order to determine wind flow behavior and the changes it undergoes when it interacts with the boundary layer, such as the building of the CIV (Villonaco Interpretation Center), RWIND software was employed, as well as a wind resource simulation based on CFD (Computational Fluid Dynamics). In the simulation, the average wind speed at the site location was determined. This along with other parameters collected from the technical literature were used for the design of the different components that make up the wind mini-generation system. The average design wind speed obtained by simulation was 8.6 m/s, and to obtain this speed it was necessary to introduce the reference speed with which RWIND generated a profile to be applied in the virtual wind tunnel; the reference speed was obtained through statistical analysis performed on the wind data obtained from the meteorological tower 1 of the Villonaco Wind Farm. An analysis of statistical data also revealed the critical wind speed, which is a crucial parameter in determining how the tower and fastening and anchoring systems should be designed, so that structural failures are not caused by the loads caused by the critical wind speed, ensuring that the entire system performs well.

**Keywords:** *Villonaco Wind Farm Interpretation Center, Computational Fluid Dynamics, mini wind generation system, average design wind speed.*

### 3 Introducción

Desde hace algún tiempo atrás la sociedad ha utilizado el viento a su favor para realizar varias actividades, en la actualidad, los sistemas de generación eólica son una tecnología más madura y eficiente comparada con otras fuentes de energías renovables. Este tipo de energía no contamina, es inagotable, permite su desarrollo a muchas escalas y reduce la intervención de otras formas de generar energía mediante combustibles fósiles, las cuales son el origen del efecto invernadero que sufre el planeta (Acciona, 2020).

Con el objetivo de aprovechar el potencial del viento, se ha diseñado un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del parque eólico Villonaco. Este diseño se basa en un exhaustivo estudio del viento, utilizando un software de análisis de dinámica de fluidos computacional (CFD) que permite replicar con precisión su comportamiento.

Como lo menciona Carrión (2019), existe un buen potencial eólico en la ciudad de Loja, que se puede evidenciar en el Atlas Eólico del Ecuador, donde se pueden encontrar velocidades promedio que llegan hasta los 25 m/s.

El Parque Eólico Villonaco cuenta con tres torres meteorológicas que mediante algunos instrumentos permiten registrar, almacenar y analizar varios parámetros meteorológicos para su posterior tratamiento. Su funcionamiento inicio en el año 2013 pero la campaña de medición comenzó en el año 2012 y la empresa encargada del tratamiento de los datos es CELEC-EP GENSUR, los datos son adquiridos mediante un sistema SCADA (Guerron, 2014).

Es necesario aportar estudios relacionados al potencial energético aprovechable mediante el uso de los recursos renovables, ya que permitirá ayudar a resolver necesidades de la sociedad tan indispensables para la vida moderna, como lo es el abastecimiento eléctrico y aportará cierto peso en la reducción del impacto ambiental.

#### **Objetivo general**

Diseño de un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco.

#### **Objetivos específicos**

Modelar el recurso eólico mediante modelos CFD (Dinámica de fluidos computacionales) para conocer la velocidad promedio de viento en el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco.

Diseñar el sistema de minigeneración eólica que mejor responda a las condiciones eológicas del emplazamiento.

Diseñar la estructura de sujeción y anclaje más apropiadas para el aerogenerador, tomando en cuenta las características del sector el Villonaco y las condiciones del viento.

## **4 Marco teórico**

### **4.1 Capítulo I: Fundamentos teóricos de la energía eólica.**

#### **4.1.1 Energía eólica**

La generación con fuentes de energía provenientes de derivados del petróleo provoca una fuerte contaminación que exigen a ciertas organizaciones que velan por el bienestar ambiental aplicar medidas para mitigar los daños causados al planeta. Desde su primera edición en el 2006, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2010) declaró que el desarrollo de la sociedad a nivel mundial ha ido por un camino equivocado, ya que desde la década de los noventa las emisiones globales de CO<sup>2</sup> han incrementado un 1,1% por año, durante una década, y en los siguientes siete años tuvo un incremento del 3%, de seguir con esa tendencia el mundo sufrirá graves daños ambientales. Las evidencias son claras, la creciente demanda de las centrales de energía basadas en derivados del petróleo es una de las principales causantes de estas emisiones.

La energía eólica es una forma limpia de obtener energía mecánica o eléctrica aprovechando la energía cinética del viento, hace muchos años se usaba para la propulsión de barcos, bombear agua o mover molinos para triturar granos. Hoy en día su uso se centra más en la generación de energía aprovechando el recurso del viento (Universidad Veracruzana, 2022).

Las bases teóricas del aprovechamiento de la energía del viento para generar electricidad se desarrollaron en Alemania en la segunda década del siglo XX y se deben principalmente a Albert Betz, físico alemán que en 1919 enunció la ley que lleva su nombre. (Mártil, 2021)

El Ecuador hasta ahora cuenta con tres parques eólicos, dos de ellos se encuentran ubicados en Galápagos, uno en la isla de San Cristóbal, con una potencia instalada de 2.4 MW, el segundo parque en la isla de Baltra, con una potencia de 2.25 MW y el último parque eólico es el Villonaco, está ubicado en la ciudad de Loja y cuenta con una potencia nominal de 16.5 MW. Existe un cuarto parque llamado Minas de Huascachaca que está en fase de construcción y será el más grande del país, aportando una potencia nominal de 50 MW (Swissinfo, 2022).

#### **4.1.2 Recurso eólico en la provincia de Loja**

En la región sierra del Ecuador existe una cadena montañosa llamada callejón interandino y está formado por un conjunto de cuencas de ríos denominadas hoyas. Las hoyas son llanos extensos rodeados por montañas, la ciudad de Loja pertenece a una hoya lateral occidental llamada Hoya del Zamora (Aguirre, s.f.). El callejón interandino es reconocido por generar condiciones ideales para aprovechar el recurso del viento en la generación eólica, tal es el caso, que el MEER mediante la CELEC EP iniciaron el proyecto para construir la central eólica Villonaco, la cual garantiza una generación anual de 59.57 GWh/año a 90.92 GWh/año y rompió expectativas en cuanto al factor de planta ya que los estudios de factibilidad se tenía previsto contar con un factor de planta de 41.6 %, pero, se superó esas expectativas obteniendo un 63.86 % en el año 2015 (CELEC EP, 2019).

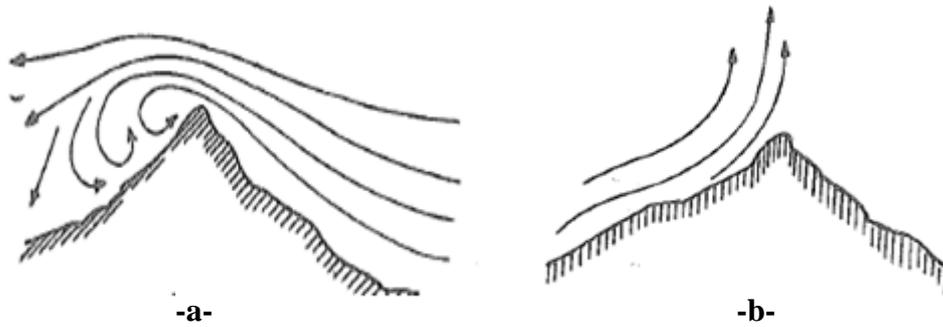
Según Carrión (2019), utilizando el Atlas Eólico del Ecuador, en la provincia de Loja se puede identificar que existen velocidades de vientos de 4 hasta 25 m/s, velocidades apropiadas para la generación eólica, y gracias a la particularidad de pertenecer al callejón interandino, Loja posee más del 50 % del recurso eólico del Ecuador.

### **4.2 Capítulo II: El comportamiento del viento en entornos urbanos.**

#### **4.2.1 Alteraciones naturales**

El fenómeno que causa el movimiento del aire es producido por el gradiente de temperatura que existen entre las diferentes superficies del entorno. El viento tiene un comportamiento diferente dependiendo de la zona y las condiciones del terreno los cuales afectan en gran medida a la dirección y velocidad del viento, parámetros que están ligados a la potencia disponible que la energía cinética del viento entrega.

Según Terán (s/f), las irregularidades del ambiente urbano intensifican el comportamiento del viento ya sea volviéndolo más intenso o frenándolo según el tipo de obstáculo que se atravesase al flujo del viento. El viento a sotavento forma turbulencia y áreas de succión en donde las direcciones del viento parcial se oponen al movimiento general del mismo, tal y como se observa en la Figura 1-a-. Asimismo, cuando el viento retoma un obstáculo demasiado extenso producirá vientos verticales como se muestra en la Figura 2-b-. Estos movimientos verticales también se originan debido a la convección por la diferencia de temperaturas parciales en el propio terreno, llegando a formarse una circulación de corrientes ascendentes y descendentes sobre las áreas de diferente temperatura.



**Figura 1:** El efecto del viento sobre obstáculos, a) viento a sotavento, b) viento sobre obstáculos extensos.

Cuando el viento fluye generalmente lo hace con una mayor velocidad en la parte superior que en la inferior, mientras más se acerca al suelo su velocidad tiende a ser nula. Los objetos naturales o edificaciones alteran el régimen laminar del viento desviándolo en direcciones verticales y horizontales. La vegetación aporta cierta barrera que disminuye la velocidad del viento y que forma parte de la rugosidad de la ciudad influyendo en el comportamiento del viento (Bustamante et al., 2014).

Es necesario entender el efecto de los cuerpos fijos, como las arquitecturas, en la ciudad frente al viento. Cuando el viento golpea la cara de un edificio (barlovento) se crea una zona de alta presión o presión positiva: el viento va hacia arriba, creándose unas zonas de baja presión sobre el techo o presión negativa de la edificación. Esta zona de baja presión se extiende detrás del edificio y condiciona un flujo de aire de regreso hacia el suelo (sotavento). Una distribución de presión y flujos similares aparece en la planta. (Bustamante et al, 2014, p. 30)

#### 4.2.2 *Turbulencia*

Los vientos con turbulencia son producidos por obstáculos que se atraviesan al paso del viento, son bastante impredecibles e implican un reto para la generación eólica a cualquier escala, en palabras más técnicas, según Manwell et al. (2010),:

La turbulencia en el viento es causada por la disipación de la energía cinética del viento en energía térmica a través de la creación y destrucción de remolinos progresivamente más pequeños. El viento turbulento puede tener una media relativamente constante durante periodos de tiempo de una hora o más, pero durante periodos más cortos puede ser bastante variable. (p. 39)

En la generación eólica se debe evitar tener emplazamientos que aporten a la creación de vientos turbulentos, ya que la aparición de este cambio en el régimen del viento afecta al

rendimiento del aerogenerador, además conlleva al desgaste de las piezas móviles y en el peor de los casos, a fallas por fatiga.

### **4.3 Capítulo III: Sistemas de generación eólica**

#### **4.3.1 Clasificación de aerogeneradores**

##### **4.3.1.1 Aerogeneradores de eje vertical.**

Este tipo de aerogeneradores utilizan una disposición del rotor perpendicular al viento, debido a esto, este tipo de turbinas eólicas adquieren ventajas que le permiten rivalizar con las turbinas eólicas de eje horizontal cuando su propósito es la generación eléctrica.

Los aerogeneradores verticales pueden captar el viento de mejor manera en todas direcciones ya que aprovechan la diferencia de potencial eólico que captan sus palas, por lo que, se pueden dar el lujo de excluir el sistema de orientación, además, el mantenimiento es relativamente sencillo, ya que generalmente el sistema de transformación se instala a nivel del suelo, la sujeción de las palas tiene un sencillo diseño y un sencillo montaje del tren de potencia (Structuralia, 2018). Aunque, no todas son cualidades positivas, según Carrera y Collaguazo (2013), “El inconveniente de este tipo de turbinas es que el eje no se suele ubicar a mucha altura y las velocidades del viento disminuyen al llegar al suelo por efecto de la rugosidad del mismo” (p. 14). Pero este problema puede solucionarse ubicando la turbina eólica en una edificación con una altura considerable.

##### **4.3.1.1.1 Savonius.**

Las turbinas Savonius tienen un rotor compuesto por un cilindro hueco desplazado respecto a su eje, a efecto de que el viento genere movimiento al chocar con la parte cóncava de los semicilindros, por lo tanto, estas turbinas trabajan con la fuerza de arrastre del viento y consta según su diseño de dos o tres palas para captarlo. En la Figura 2-a- se puede identificar una turbina Savonius con dos alabes semicilíndricos y en la Figura 2-b- con un diseño de alabes helicoidales.

Como es un artefacto de arrastre, la Savonius extrae mucho menos de la fuerza del viento que las turbinas de sustentación con similar tamaño. Por otro lado, no necesitan orientarse en la dirección del viento, soportan mejor las turbulencias y pueden empezar a girar con vientos de baja velocidad. (Wikipedia, 2022, párr. 2)



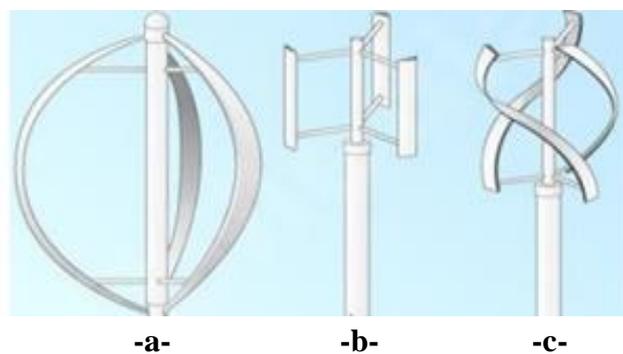
**Figura 2:** Turbina Savonius, a) con álabes semicilíndricos, b) con álabes helicoidales.

**Fuente a:** (Wikipedia, 2022a)

**Fuente b:** (Ecovientos, 2022)

#### 4.3.1.1.2 *Darrieus*

Por su bajo costo de instalación, mantenimiento sencillo, características y condiciones de trabajo, la turbina Darrieus es una buena opción para el uso en la generación eólica en zonas urbanas. Este tipo de turbina tiene tres tipos de diseños de palas, las palas curvas, las palas rectas y las palas helicoidales, estas últimas son una variación de las turbinas de palas rectas, pero con un diseño que otorga la ventaja de captar mejor el viento (Mendoza y Rodríguez, 2017). En la Figura 3, se puede identificar los tres diseños de palas para las turbinas Darrieus.



**Figura 3:** a) rotor Darrieus, b) rotor tipo H, c) rotor tipo helicoidal.

**Fuente:** (Ecovientos, 2022)

Los inconvenientes principales de este diseño son la necesidad de monitorización, debida a que los perfiles aerodinámicos y la simetría de las palas no permiten el autoarranque. Otro inconveniente importante es la necesidad de utilizar tensores para garantizar la estabilidad estructural de la turbina (Structuralia, 2018, párr. 5).

#### **4.3.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal**

Los aerogeneradores de eje horizontal son más utilizados en la industria de la energía en grandes parques eólicos donde se aprovecha velocidades de viento altas, con el inconveniente de que este tipo de aerogeneradores no trabajan con vientos turbulentos, por lo que si se desea implementar a pequeña escala es indispensable contar con un emplazamiento despejado de obstáculos en un área extensa, con estas condiciones, los aerogeneradores de eje horizontal adquieren un mayor rendimiento y mayor velocidad de rotación que las turbinas de eje vertical.

Aunque no es muy común este tipo de aerogeneradores en la minigeneración eólica, las turbinas que se utilizan suelen ser las denominadas turbinas rápidas, que constan de 2 o 3 palas como máximo, a diferencia de los aerogeneradores de eje vertical, debido al diseño de sus palas estos necesitan de un sistema de direccionamiento para mejorar el aprovechamiento del viento.

Estas aeroturbinas se clasifican también, según la disposición del rotor, distinguiéndose la disposición a barlovento cuando el viento incide inicialmente sobre el rotor y luego sobre la torre, o a sotavento donde el viento incide inicialmente sobre la torre y por último sobre el rotor. La configuración más usada en el sector energético es la disposición a barlovento y rotores de tres palas. (Structuralia, 2018, párr. 12)

#### **4.3.2 Sistema regulador de carga**

El comportamiento impredecible del recurso eólico genera tensiones y frecuencias que varían en función del viento, la corriente adquiere una naturaleza alterna trifásica, por lo cual se necesita de un sistema que permita un correcto control y almacenamiento de la energía, esto lo hace un regulador de carga, el cual permite rectificar la corriente alterna en corriente continua para su posterior almacenamiento, y además, permite el control de la energía suministrada al sistema de almacenamiento para evitar que se sobrecargue y proteger los demás componentes de la instalación (Solener, 2013).

#### **4.3.3 Sistema de almacenamiento**

La producción de energía eólica necesita de un sistema de acumulación para almacenar los excedentes de energía eléctrica durante las horas en que el generador eólico está produciendo energía y la demanda de la misma es casi nula, esta energía almacenada será utilizada posteriormente cuando el recurso eólico este limitado y la demanda lo requiera.

Para poder almacenar la energía que se produce, primero debe pasar por algún proceso para convertirse en otro tipo de energía. En la minigeneración eólica se usan las

baterías como sistema de almacenamiento, algunas de las más usadas en el mercado son las de iones de litio, níquel-cadmio o las de plomo ácido (Malagón, 2021).

#### **4.3.4 Generadores**

##### **4.3.4.1 Generadores de corriente continua**

Este tipo de generadores convierte el movimiento mecánico del eje producido por el contacto del viento con las aspas de un aerogenerador en energía eléctrica DC. Son utilizados para sistemas eólicos en donde la carga es un circuito de corriente DC.

##### **4.3.4.2 Generadores de corriente alterna**

En las redes de distribución se utiliza la corriente alterna para el transporte para reducir las pérdidas en la distribución, por esta razón las máquinas de corriente alterna son las que más se utilizan para la generación de energía (Hernández, 2021).

###### **4.3.4.2.1 Generadores síncronos**

Los generadores síncronos son llamados así porque el campo magnético gira a la misma frecuencia que la frecuencia de la red. En un generador síncrono se puede generar el campo magnético con el uso de imanes permanentes o mediante polos inductores con alimentación de corriente continua (Oliveros, s/f).

Cuando el sistema de generación tiene integración a la red eléctrica este tipo de generadores proporcionan la capacidad de controlar la magnitud y el tipo de potencia que se inyecta (Antezana, 2004).

###### **4.3.4.2.2 Generadores asíncronos**

Generalmente son usados como motor que, como generador, ya que no son la mejor opción para el control de potencia, cuando estas máquinas operan como generador tienen la desventaja de consumir potencia reactiva, necesita de una fuente externa para arrancar y tienen baja eficiencia (Oliveros, s/f).

#### **4.3.5 Inversor**

El uso de un inversor de conexión a red con turbinas eólicas requiere de una conversión de la energía. Una turbina eólica genera tensión de corriente alterna variable, en función de su velocidad de giro, en términos de tensión y frecuencia.

El inversor convierte la tensión de corriente alterna a corriente continua y, además, se encarga de descargar el exceso de energía producida en una resistencia de descarga, protegiendo así la instalación. adecuan la energía eólica a los requerimientos de conexión de la red pública. La variedad de turbinas eólicas existentes en el mercado requiere que el inversor de conexión a red sea capaz de adecuarse a las curvas características -específicas de

cada turbina para poder extraer la máxima energía en cada momento e inyectarla a la red (Ingecon, s/f).

#### **4.3.6 Eje**

El eje es un elemento del rotor, indistintamente de cuál sea su disposición siempre cumple la misma función, la cual es, transmitir la potencia obtenida del viento hacia el generador para luego producir la energía eléctrica, además, es una parte fija que necesita rodamientos para unir las partes móviles y actúa de soporte de las cargas que producen el viento cuando incide sobre los alabes (Almanza y Rodriguez, 2020).

#### **4.3.7 Sistema de sujeción y anclaje**

Para cualquier instalación eólica lo primordial para la seguridad y estabilidad del sistema es procurarse de que la zona de emplazamiento sea un lugar apropiado para realizar la sujeción y anclaje, el sitio debe tener una zona nivelada, algo extensa y con un suelo lo suficientemente estable como para soportar las cargas que el viento ejerce al sistema.

##### **4.3.7.1 Cimentación**

La cimentación es la encargada de soportar todo el sistema de generación y las cargas que el viento produce, su diseño suele tratarse de una zapata de hormigón con forma cuadrada, hexagonal o circular, que permite transmitir al suelo las cargas que va a soportar la estructura. Las cimentaciones suelen ser poco profundas y de gran superficie. En el caso de que se considere que la rigidez del terreno es adecuada, se utilizará un tipo de cimentación conocido como convencional. Este método consiste en disponer la zapata de hormigón y anclar la torre a ella mediante un tubo embebido o un sistema de anclaje mediante conectores de acero (Risueño, 2017).

### **4.4 Capítulo IV: Modelado del recurso eólico**

#### **4.4.1 Modelos CFD para la simulación del viento**

Los análisis CFD utiliza simulaciones numéricas para analizar el flujo de fluidos como el viento. El flujo del viento es posible modelarse mediante unas ecuaciones que tienen origen en la disciplina de la mecánica de fluidos, las cuales pueden ser resueltas mediante métodos numéricos, pero debido a su complejidad para resolverse de forma analítica, es necesario el uso de un software de análisis (ESSS, 2016).

En la solución de las ecuaciones diferenciales los softwares CFD usan los métodos de discretización, los que más sobresalen son el de las diferencias finitas, el método de los elementos finitos y el método de los volúmenes finitos, siendo el último el más usado. Los métodos mencionados convierten al modelo del dominio continuo al dominio discreto, generando un conjunto de volúmenes de control para representar el modelo original. En cada

volumen de control se van generando un sistema de ecuaciones, las cuales son resueltas por medio de softwares de fluidodinámica computacional (ESSS, 2016).

#### **4.4.1.1 Consideraciones para la simulación del viento mediante análisis CFD**

Existen tres fases principales para realizar un análisis de CFD, estas son: preprocesamiento, procesamiento y postprocesamiento.

El análisis se inicia con la fase del preprocesamiento, en donde, el problema de flujo de fluidos se convierte en un modelo discreto en el cual se crea un mallado, se realiza ajuste de parámetros y se aplican condiciones de contorno en las superficies que interactúan con el fluido (Pathak, 2022). En esta fase es importante considerar una forma de garantizar que la malla sea capaz de identificar de manera adecuada la física del modelo. En la discreción del modelo el número de volúmenes de control a emplearse se establece mediante un estudio de convergencia de mallas, el cual permite evaluar el mismo caso con un refinamiento de mallas distinto y cuando el resultado entre refinamientos no varíe significativamente se obtendrá una correcta convergencia de malla (ESSS, 2016).

Como segunda fase es el procesamiento mediante softwares de CFD que realizan cálculos reales sobre las ecuaciones del flujo de fluidos de forma precisa y rápida, esta fase es la encargada de modelar el flujo del viento mediante la resolución de ecuaciones. Como última fase es el postprocesamiento donde las simulaciones se visualizan mediante todo tipo de interfaces las cuales permiten el análisis de resultados de manera más adecuada y didáctica (Pathak, 2022).

#### **4.4.2 Softwares de análisis CFD más usados**

##### **OpenFOAM**

El software puede resolver una serie de casos desde flujos de fluidos complejos que involucran reacciones químicas, pasando por flujos de calor y turbulentos, hasta dinámica de sólidos y electromagnetismo. OpenFOAM también incluye herramientas para el grillado en hexahedros como el snappyHexMesh, así como herramientas para el pre- y post-procesamiento. (Gidahatari, 2015, párr. 4)

##### **RWIND Simulation**

Este programa fue desarrollado específicamente para el análisis del flujo de viento y trabaja en conjunto con otros programas para realizar un análisis estructural completo de cargas de viento. RWIND Simulation es un programa independiente para simulaciones numéricas de flujo de viento (túnel de viento digital) alrededor de edificios o cualquier otro

objeto y generando cargas de viento; es decir, fuerzas que actúan sobre estos objetos (Dlubal, 2020).

RWIND Simulation utiliza un modelo numérico CFD para realizar flujos de viento alrededor de objetos utilizando un túnel de viento digital. Las cargas de viento específicas se generan a partir del proceso de simulación para RFEM. RFEM es un software de análisis de elementos finitos y puede utilizarse para generar modelos para realizar análisis estructurales. (Dlubal, 2020, párr. 6)

#### **ANSYS Fluent (Analysis System and simulation CFD)**

El software ANSYS Fluent es una potente herramienta de CFD. Con el que se puede modelar y simular todo tipo de procesos de fluidos, así como las interacciones multifísicas de estructura fluida. ANSYS Fluent también tiene amplias capacidades de modelado físico que son necesarias para el flujo de fluidos, transferencia de calor, turbulencia y reacciones para aplicaciones industriales. (Scyoc, 2022, párr. 2)

#### **SolidWork Flow Simulation**

SOLIDWORKS® Flow Simulation es una intuitiva solución de CFD, integrada en SOLIDWORKS 3D CAD que le permite simular de forma rápida y sencilla flujos de líquido y gas a través y alrededor de sus diseños para calcular así el rendimiento y las capacidades del producto. (Dassault Systemes, 2022)

### **4.5 Revisión de literatura**

En trabajos relacionados al uso del software RWIND, Nofal et al., (2022) pone en evidencia la buena aproximación en las simulaciones que proporciona RWIND al imitar el comportamiento del viento sobre obstáculos y como este refleja los cambios en sus características.

Para el diseño de la turbina se debe considerar las características del lugar, debido a que el viento interactúa con los estímulos a su alrededor, por consiguiente, la turbina Darrieus tipo H es considerada como una buena opción, ya que, se adapta a las condiciones que adquiere el viento en zonas urbanas. Conociendo esto, varios autores como Decoste et al. (2004), Kirke (1998), (Ordúz y Suárez, 2011) y Aleiwi et al. (2016), integraron en su metodología el uso de ecuaciones y tablas para el desarrollo del diseño, las cuales proporcionan información sobre las características de los rotores tipo H.

Los perfiles aerodinámicos son de gran importancia en una turbina, ya que, permiten definir su rendimiento. En un estudio realizado por González et al., (2018) en donde tuvieron lugar varios perfiles aerodinámicos simétricos como el NACA0018, NACA0015, NACA0021 y NACA0025, se realizaron evaluaciones donde se compararon la estabilidad del

coeficiente de sustentación en función del ángulo de ataque de cada uno de los alabes, con la finalidad de seleccionar la mejor opción que otorgue la mejor estabilidad y un funcionamiento continuo.

## 5 Metodología

### 5.1 Descripción de la zona de estudio

La zona de estudio se encuentra ubicada en la ciudad de Loja, a una altura de 2673 msnm y es conocido como el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco.

Sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: 3°59'51.07" S
- Longitud: 79°15'33.08" O

La metodología para el diseño del sistema de minigeneración eólica se basa en desarrollar una manera de evaluar el recurso eólico mediante un software de análisis CFD. Este software permitirá representar visualmente y en una vista tridimensional los efectos que producen los obstáculos o edificaciones al flujo del viento. Conocer estos comportamientos y visualizarlos, generará nociones sobre la manera en que se debe introducir al diseño del sistema eólico, ya que, estos sistemas siempre están sujetos a condiciones del entorno para aprovechar y garantizar un funcionamiento eficiente y seguro.

### 5.2 Procedimiento

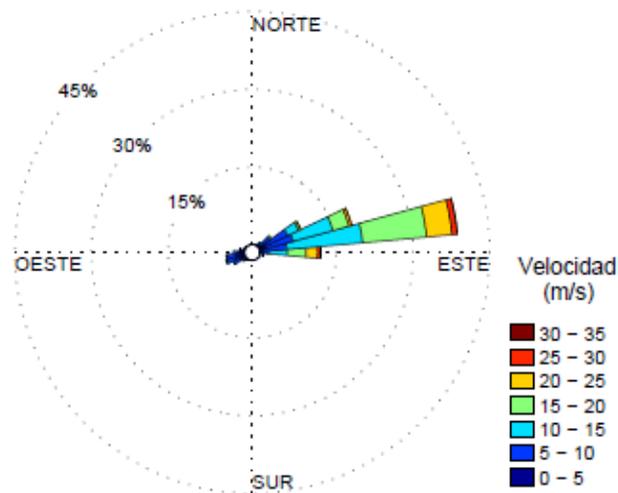
#### 5.2.1 Procedimiento para el objetivo 1

Con los datos del viento obtenidos entre los años 2012 hasta el 2021, se procedió a clasificar los datos más relevantes y analizarlos de forma adecuada mediante el software Excel, ya que la cantidad de muestras hace imposible su análisis sin la ayuda de herramientas informáticas, además, se obtuvo el promedio total, correspondiente a 10,74 m/s de las velocidades promedios, dicho valor es indispensable para realizar el diseño del sistema. Así mismo, con la ayuda de Excel se extrajo los datos más esenciales mediante una tabla dinámica, estas tablas son de mucha utilidad debido a que ayudan en la clasificación y procesamiento de grandes cantidades de datos, las funciones de las tablas dinámicas permiten excluir los datos repetidos y realizar un recuento de los mismos (Wikipedia, 2022b). Esto con el propósito de luego realizar un histograma de frecuencias con el cual se podrá observar de forma adecuada la frecuencia y el comportamiento de los vientos en todo el tiempo de registro.

El histograma permitirá identificar los vientos más frecuentes durante el periodo de análisis del viento, con el propósito de corroborar la velocidad promedio del viento, dicha velocidad se usará como una velocidad de referencia para generar la simulación mediante el software de análisis de CFD.

Según el trabajo de Jijón et al. (2015) el viento predominante medidos a una altura de 20 metros provienen desde el Este. En la Figura 4 se puede observar los vientos

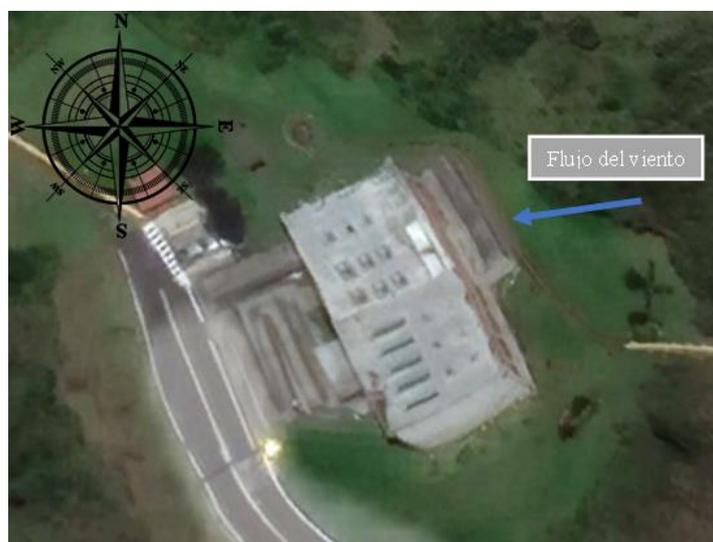
predominantes registrados a una altura de 20 metros en la torre meteorológica 1 del Parque Eólico Villonaco. En el Anexo 1 se muestra el perfil de elevación en donde se puede apreciar la ubicación, las alturas a nivel del mar de la torre meteorológica 1 y el edificio del CIV.



**Figura 4:** Rosa de vientos para los datos de velocidad y dirección medidos a 20 metros de altura de la torre meteorológica de Villonaco.

**Fuente:** (Jijón et al., 2015)

Conocer la dirección del viento predominante en la zona servirá para definir el sentido del flujo del viento en el software CFD. Con la Figura 5 se tendrá una mejor noción para definir el flujo del viento dentro del túnel de viento virtual del software. Definir esta característica es muy importante a la hora de determinar el lugar óptimo para colocar el sistema de minigeneración eólica.

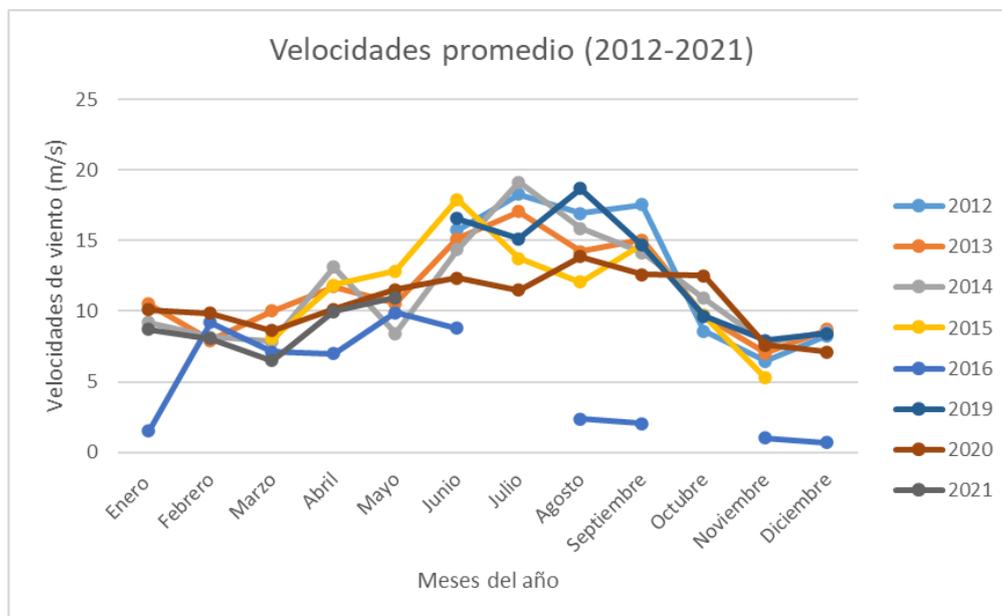


**Figura 5:** Dirección predominante del viento en el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco.

### 5.2.2 Procesamiento de datos del objetivo 1

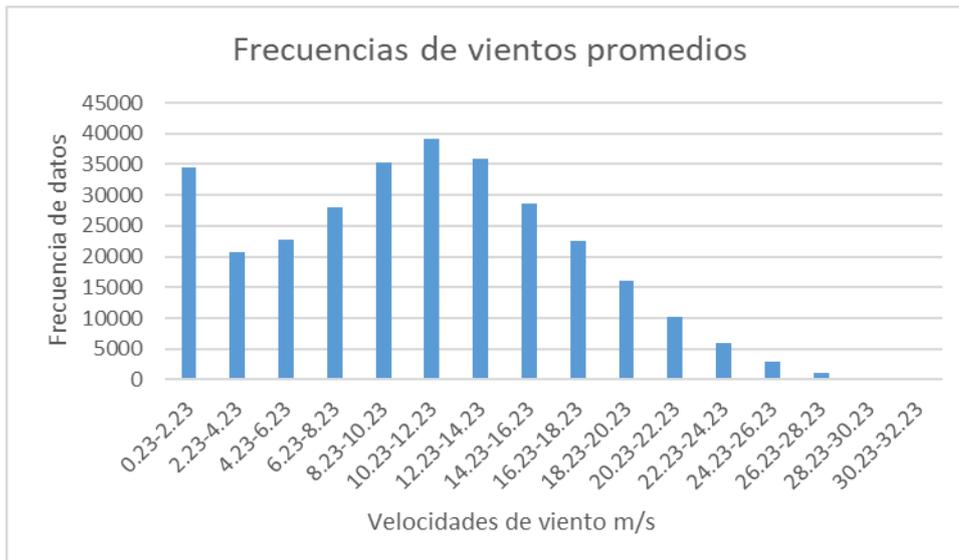
Para la determinación del recurso eólico en el Centro de Interpretación del parque eólico Villonaco se utilizó la técnica de análisis de CFD para realizar una simulación del comportamiento del viento la cual permitirá seleccionar el lugar más conveniente para colocar el sistema de minigeneración, según las condiciones presentes en el lugar.

En la Figura 6 se puede observar cómo ha sido el comportamiento del viento a lo largo del tiempo de registro, en la imagen se observa que el viento tiene un comportamiento similar en casi todos los años, desde enero a mayo el viento promedio se encuentra entre 5 y 15 m/s y desde mayo hasta septiembre se encuentran las velocidades más altas con un máximo en julio de 19,2 m/s en el año 2014. Desde septiembre hasta diciembre las velocidades de viento tienden a disminuir.



**Figura 6:** Comportamiento mensual del viento desde los años 2012-2021

Una vez que se discriminó las muestras se logró obtener la velocidad promedio con la cual se procedió a realizar la simulación con el fin de obtener la velocidad promedio real debida a las condiciones del lugar. En la Figura 7 se puede observar que las velocidades promedio se agrupan de manera mayoritaria en el intervalo de frecuencias de 10,23 m/s a 12,23 m/s, con esta observación se puede corroborar que la velocidad promedio de viento es de 10,74 m/s.



**Figura 7:** Histograma de frecuencias de los datos del viento promedio a una altura de 20 metros registrados desde los años 2012 hasta el 2021.

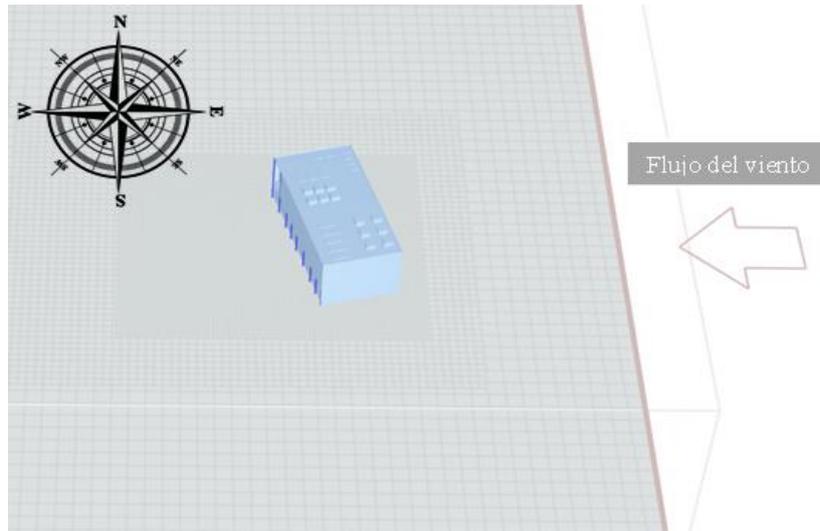
En la simulación se podrá observar cómo se comporta el viento cuando tiene en su camino obstáculos como edificaciones, es de esperarse que, cuando el viento se encuentra con este tipo de obstáculos tiende a cambiar por completo sus características como su velocidad, presión y dirección, es por eso que, es de vital importancia llevar este tipo de análisis a un software que replique este tipo de situaciones mediante simulaciones.

Como ya se mencionó anteriormente en la sección del marco teórico, el software RWIND es una herramienta muy útil para la simulación del viento en entornos urbanos utilizando la técnica de análisis de CFD, con este análisis, se podrá determinar la velocidad de viento cuando su flujo interactúa con el edificio del CIV.

Para iniciar con la simulación se debe iniciar con la construcción de la geometría del CIV, esta fue creada en el programa RFEM, el cual es un software de análisis e ingeniería de estructuras. Según Dlubal (s/f): “El programa de análisis por elementos finitos RFEM permite de manera fácil y efectiva el modelado, el cálculo estático y dinámico, así como el dimensionamiento de modelos estructurales compuestos de elementos de barras, placas, muros, chapas plegadas, láminas y sólidos” (párr. 1). El software RFEM fue usado simplemente para la creación de la geometría del CIV y para importarla directamente al software RWIND para su posterior análisis mediante los modelos CFD.

Una vez importada la geometría al software RWIND, se debe orientar correctamente para hacer coincidir la dirección del flujo de viento, tal y como se definió en la Figura 4 y 5.

En la Figura 8 se puede observar la orientación del modelo según la dirección del viento predominante en el edificio del CIV.



**Figura 8:** Modelo del CIV orientado hacia el flujo de viento predominante proveniente desde el Este.

Después de haber configurado la orientación de la geometría del CIV en el túnel virtual de viento del software, se procede a ejecutar la simulación, para esto, se debe tomar en cuenta varios parámetros, en la Figura 9 se detallan los parámetros generales utilizados para la simulación.

Primeramente, en la sección de parámetros de flujo de la Figura 9, se debe definir la velocidad de entrada, esta es la velocidad promedio de 10,74 m/s que se calculó mediante las mediciones de la torre meteorológica 1, como se mencionó anteriormente, estos datos fueron obtenidos a 20 m de altura desde la base de la torre.

Según Ramírez et al. (2020) el Parque Eólico Villonaco es una de las centrales eólicas de mayor altitud a nivel mundial, se encuentra en una zona montañosa con orografía compleja caracterizada por pendientes, rugosidad del terreno y una densidad del aire de 0.89 kg/m<sup>3</sup>. Con el propósito de comprobar el valor de densidad del aire en la zona, se procede a calcular dicho valor mediante la **Ecuación 1** (Luna y Ramos, 2017).

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{T + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

T: temperatura promedio del lugar (°C)

h: altura del CIV sobre el nivel del mar (msnm)

$\rho$ : densidad del aire (kg/m<sup>3</sup>)

Según Weather Spark (2023) la temperatura promedio en la ciudad de Loja es de aproximadamente 15°C, y de los datos obtenidos por la torre meteorológica 1 se pudo

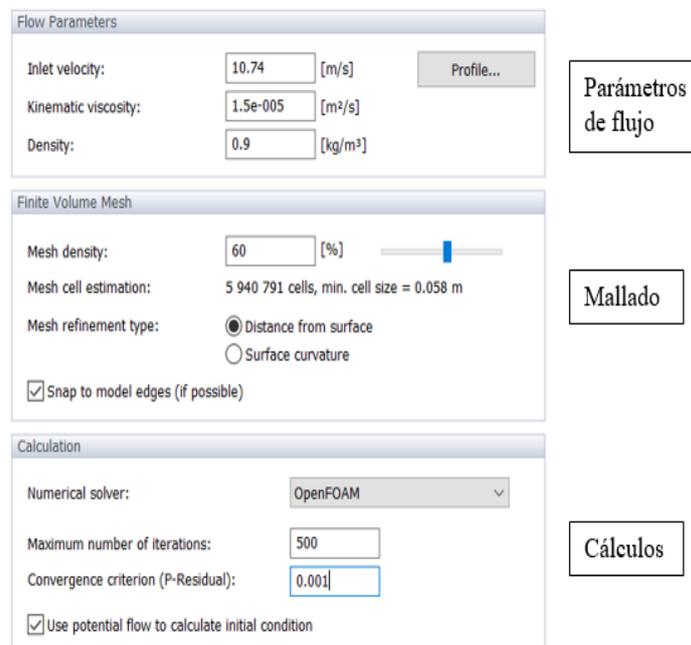
determinar una temperatura promedio de aproximadamente 12 °C en la zona de análisis. Resolviendo la ecuación de la densidad del aire se tiene.

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{12^{\circ}\text{C} + 273} \right) e^{-\left( \frac{2670\text{msnm}}{8435} \right)} = 0,9 \text{ kg/m}^3$$

En cuanto a la sección del mallado, se ha definido una densidad de malla del 60% para la simulación, y se ha mantenido el tipo de refinamiento de malla en la opción de ‘distancia desde la superficie’, que es la opción por defecto en el software y es utilizado en simulaciones de flujo de viento sobre edificios.

Por último, es necesario definir el solucionador numérico que se utilizará para la simulación. En este caso, se empleará un código externo de OpenFOAM para llevar a cabo los cálculos en el programa RWIND. Según OpenFOAM (2023), "El solucionador OpenFOAM es un software CFD de código abierto y gratuito que ha sido desarrollado principalmente por OpenCFD Ltd desde 2004. Dispone de una amplia gama de características para resolver cualquier problema, desde flujos de fluidos complejos que involucran reacciones químicas, turbulencia y transferencia de calor, hasta acústica, mecánica de sólidos y electromagnética" (párr. 1).

El número de iteraciones para los cálculos son de 500, con un criterio de convergencia del 0,001, estos valores están definidos por defecto en el software.



**Figura 9:** Parámetros generales para la simulación.

Luego de detallar los parámetros generales para la simulación en la Figura 9, se procede a definir los parámetros de turbulencia que se muestran en la Figura 10, los cuales son necesarios para el modelo de turbulencia con el que se va a trabajar en la simulación.

En este caso, el modelo de turbulencia más apropiado para la simulación del flujo de viento sobre edificios es el ‘modelo k-epsilon’. Según CFDOnline (2011), el modelo k-epsilon es uno de los modelos de turbulencia más utilizados para el flujo de fluidos, este modelo consiste en dos ecuaciones de transporte las cuales representan las propiedades turbulentas del flujo. Las variables transportadas que intervienen en el modelo son la energía cinética turbulenta (k) y la tasa de disipación de energía (epsilon).

La primera ecuación de transporte del modelo k-epsilon estándar es la energía cinética turbulenta (k) que se expresa como:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + P_k + P_b - \rho \epsilon - Y_M + S_k$$

Donde  $Y_M$  es el efecto de compresibilidad sobre la turbulencia y  $S_k$  es el término fuente cinético de la turbulencia.

La siguiente ecuación hace referencia a la tasa de disipación epsilon.

$$\frac{\partial(\rho \epsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \epsilon u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\epsilon} \frac{\epsilon}{k} (P_k + C_{3\epsilon} P_b) - C_{2\epsilon} \rho \frac{\epsilon^2}{k} + S_\epsilon$$

Donde  $S_\epsilon$  es el término fuente para la disipación turbulenta y  $\mu_t$  es la viscosidad turbulenta y se expresa como:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\epsilon}$$

La componente de energía cinética turbulenta debida a los gradientes medios de velocidad  $P_k$ , se denomina producción,  $P_b$  es la generación de la energía turbulenta debido a las fuerzas de flotación. Los términos  $C_{1\epsilon}$  y  $C_{2\epsilon}$  son constantes;  $\sigma_\epsilon$  y  $\sigma_k$  son números de Prandtl turbulentos para las ecuaciones de k y epsilon respectivamente.

Las constantes del modelo utilizadas en el software RWIND son las siguientes:  $C_\mu = 0,09$ ,  $C_{1\epsilon} = 1,44$ ,  $C_{2\epsilon} = 1,92$ ,  $\sigma_k = 1$  y  $\sigma_\epsilon = 1,3$ .

| Turbulence Parameters   |                                |
|---|--------------------------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> Consider turbulence                                       | Model of turbulence: k-epsilon |
| <input checked="" type="checkbox"/> Calculate k-ε parameters from the intensity of turbulence |                                |
| Turbulence intensity I:   | 1 [%] Profile...               |
| Turbulent kinetic energy k:   | 0.0173021                      |
| Turbulent dissipation rate ε:   | 4.0560E-05                     |
| Specific dissipation rate ω:  | 0.0260472                      |

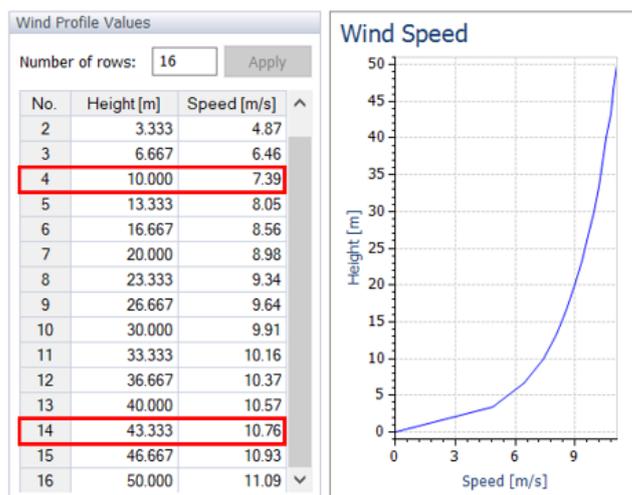
**Figura 10:** Parámetros para el modelo de turbulencia

La torre meteorológica 1 se encuentra a una altura de 2713 msnm y como se mencionó anteriormente la altura del CIV es de 2670 msnm, habiendo una diferencia de alturas de 43 m entre la altura del anemómetro que registra los datos medidos por la torre meteorológica 1 y la altura del CIV a nivel del suelo.

El software RWIND tiene una opción que permite construir el perfil de viento mediante el valor de velocidad y la altura a la que fue medido dicho valor. Entonces, conociendo la diferencia de alturas de 43 m que hay entre el edificio del CIV y la altura en que fueron medidos los datos, se construyó el perfil de viento para la simulación. Con los parámetros bien definidos se pudo obtener el perfil de viento generado por el software tal y como se muestra en la Figura 12.

| Wind Profile Parameters |                          |
|-------------------------|--------------------------|
| Profile height:         | 50.000 [m]               |
| Number of points:       | 16                       |
| Profile type:           | Logarithmic              |
| Minimum factor:         | 1                        |
| Maximum factor:         | 1                        |
| Wind speed at height:   | 43.000 [m]               |
| Landscape type:         | Small towns and villages |

**Figura 11:** Parametros para generar el perfil de viento.



**Figura 12:** Perfil de viento generado por el software con una velocidad de entrada de 10,74 m/s.

Con la finalidad de corroborar el perfil de viento generado por el software RWIND (ver Figura 11), se procede a utilizar el perfil logarítmico que permite determinar la variación supuesta de la velocidad del viento con la **Ecuación 2**.

$$v(z) = v(zr) \left( \frac{\ln \left( \frac{z}{z0} \right)}{\ln \left( \frac{zr}{z0} \right)} \right) \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

$v(z)$  = es la velocidad extrapolada a una altura superior

$v(zr)$  = es la velocidad del viento a 10 m de altura

$z$  = es la altura a la que se requiere conocer la velocidad superior a 10 m

$zr$  = es la altura de referencia, en este caso a 10 m de altura

$z0$  = es la longitud de rugosidad (ver Tabla 1)

Con la Tabla 1 se puede definir la longitud de rugosidad en función del tipo de paisaje y la clase de rugosidad que presenta el lugar de análisis. Se escoge una clase de rugosidad de 3 que corresponde a un valor de longitud de rugosidad de 0,4, ya que la zona es un lugar con bastante vegetación, con un terreno accidentado y muy desigual.

**Tabla 1:** Clase y longitud de rugosidad

| Clase de rugosidad (z0) | Longitud de rugosidad (m) | Índice de energía (%) | Tipo de paisaje  |
|-------------------------|---------------------------|-----------------------|--|
| 0                       | 0,002                     | 100                   | Superficie del agua.   |
| 0,5                     | 0,0024                    | 73                    | Terreno completamente abierto con la superficie lisa. Pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado.                         |
| 1                       | 0,03                      | 52                    | Área agrícola abierta sin cercados ni vallas y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas.                     |
| 1,5                     | 0,055                     | 45                    | Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 1.250 m.                   |
| 2                       | 0,1                       | 39                    | Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 500 m.                     |
| 2,5                     | 0,2                       | 31                    | Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 250 m. |
| 3                       | 0,4                       | 24                    | Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terrenos accidentado y muy desigual. |
| 3,5                     | 0,8                       | 18                    | Ciudades más grandes con edificios altos.  |
| 4                       | 1,6                       | 13                    | Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.  |

**Fuente:** (Villarrubia, 2013)

La velocidad  $v(z_r)$  de 7,39 m/s medida a 10 m de altura se obtuvo del perfil de viento generado por el software (ver Figura 10), la cual presenta el perfil de viento generado por el software al introducir la velocidad de entrada de 10,47 m/s.

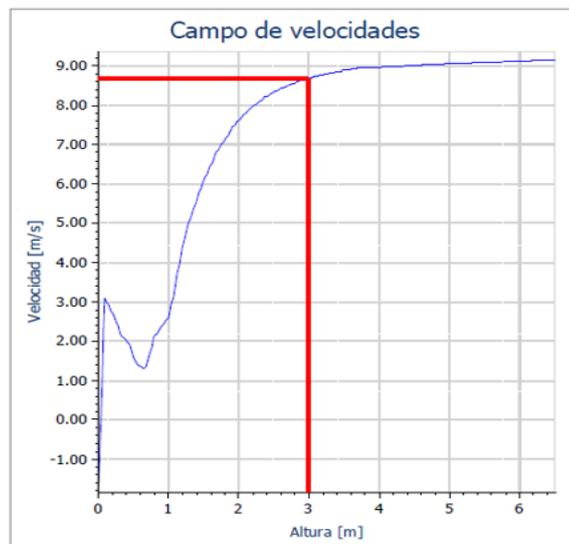
$$v(z) = 7,39 \text{ m/s} \left( \frac{\ln\left(\frac{43 \text{ m}}{0,4}\right)}{\ln\left(\frac{10 \text{ m}}{0,4}\right)} \right) = 10,738 \text{ m/s}$$

Remplazando los datos en la Ecuación 2, se puede obtener una velocidad de 10,738 m/s, la cual tiene una buena aproximación con la velocidad promedio de 10,74 m/s obtenida mediante la evaluación de los datos medidos por la torre meteorológica a una altura de 43 m desde el edificio del CIV.

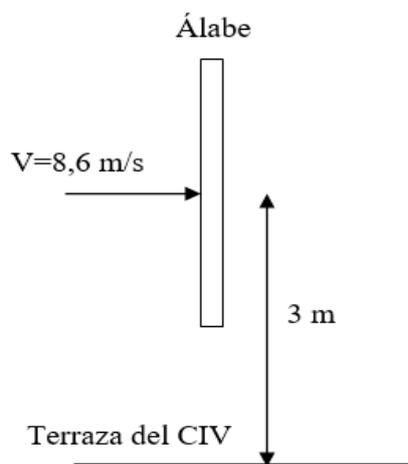
En el software RWIND se realizó una convergencia de malla mediante la manipulación de una función del software que permite definir la densidad de mallado que tendrá la simulación, esto con el fin de obtener una buena aproximación en los resultados. Se realizó tres diferentes densidades de mallado de 20%, 40% y 60%. Se alcanzó la convergencia en la simulación con un mallado del 60%, ya que los valores del campo de velocidades entre el 40% y 60% no varían de manera significativa. Por tal motivo, dicha

simulación se tomará en cuenta para elegir el lugar en donde se ubicará el sistema de minigeneración y la velocidad con la que se realizará el diseño.

En la Figura 13 se observa el campo de velocidades que se obtuvo al realizar la simulación CFD con una densidad de mallado del 60 %. Al analizar dicha figura se pudo definir que la altura a la que se debe ubicar el rotor sea de 3 metros desde la terraza del CIV hasta el centro del álabe (ver Figura 14), ya que a esa altura se obtienen velocidades altas y su variación con el aumento de la altura desde ese punto ya no representa un cambio significativo en la velocidad. Además, se tomó en cuenta, evitar las zonas con recirculación de viento ya que en estas zonas el viento tiende a disminuir repentinamente su velocidad (Flores, 2009).



**Figura 13:** Resultados de la simulación del viento con una densidad de mallado del 60%.



**Figura 14:** Ubicación del rotor desde la terraza hasta el centro geométrico del álabe.

### **5.2.3 Procedimiento para el objetivo 2**

El segundo objetivo implica el diseño de los componentes que conforman el sistema eólico. A continuación, se describe el proceso de diseño, teniendo en cuenta las diversas características del viento.

#### **5.2.3.1 Rotor**

Primeramente, el diseño comenzó con la selección del tipo de rotor que conformará el sistema eólico, tomando en cuenta las características del viento y el análisis realizado mediante las simulaciones CFD. Se eligió el diseño de un rotor Darrieus tipo H debido a que este tipo de rotor trabaja a altas velocidades igual que los aerogeneradores de eje horizontal con la ventaja de operar en lugares que produzcan turbulencia.

Para el diseño del rotor se especifican algunos parámetros importantes, los cuales se determinan mediante gráficas, estos parámetros son los que definen las dimensiones de los componentes del rotor.

Con el tipo de rotor ya definido se procede a la selección del perfil aerodinámico que tendrá el rotor Darrieus tipo H, la selección se hizo en base a un estudio realizado para seleccionar un perfil alar óptimo para un aerogenerador de eje vertical de tipo H. Según González et al. (2018) el perfil NACA 0025 con un ángulo de ataque de  $15^\circ$  mantiene una variación estable del coeficiente de sustentación en función del ángulo de ataque y una buena relación de arrastre/sustentación.

#### **5.2.3.2 Eje**

Para el diseño del eje, primeramente, se debe seleccionar el material con el cual se va a fabricar, en este caso será un acero AISI 1045. Este acero posee un mediano contenido de carbono y es ampliamente utilizado en elementos estructurales que requieran mediana resistencia mecánica y tenacidad a bajo costo y suele ser utilizado para la fabricación de ejes (Promacero, s/f). Luego se debe determinar el diámetro mínimo para que el eje pueda funcionar sin presentar fallas que afecten a su desempeño, este diámetro mínimo viene definido por una ecuación la cual está compuesta por varias variables que están relacionadas con las propiedades del material con el que se va a fabricar el eje y las cargas a las que el eje está sometido.

#### **5.2.3.3 Selección del generador**

El generador se seleccionará con base en la velocidad del rotor y a la potencia nominal, la selección consistirá en conseguir un generador en el mercado que mejor se adapte a las especificaciones del aerogenerador y en especial que mejor se adapte a la velocidad de

giro del rotor con el propósito de evitar la construcción de un sistema de multiplicación y en consecuencia, aumentar el rendimiento del sistema.

#### 5.2.3.4 Selección del inversor

El inversor se adaptará a las especificaciones del generador eléctrico.

#### 5.2.4 Procesamiento de datos del objetivo 2

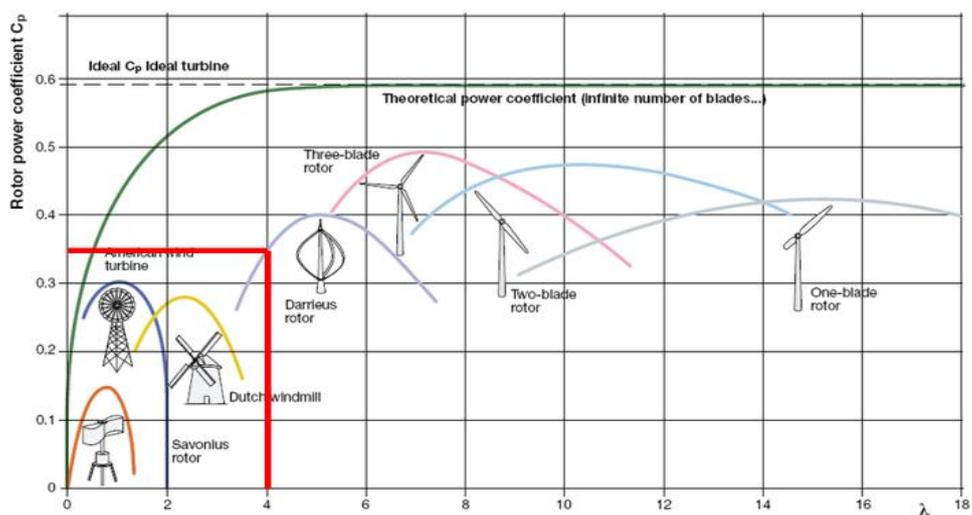
Evaluando en primera instancia las condiciones del lugar se definió la elección de un aerogenerador de eje vertical con un rotor que integra dos diseños, uno Darrieus tipo H y el otro de tipo Savonius.

##### 5.2.4.1 Diseño del rotor Darrieus tipo H

Para comenzar con el diseño del rotor se debe resaltar las variables del viento y algunas características del aerogenerador las cuales servirán para usarlas en las fórmulas del diseño.

Villarrubia (2013) define que la incidencia del viento sobre el rotor no es aprovechada en su totalidad para la producción de energía, cierta parte se pierde debido a los rozamientos aerodinámicos y mecánicos, por tal motivo, la energía en el eje es menor que la energía cedida por el viento en los álabes del rotor. Para cada tipo de rotor existe un diferente coeficiente de potencia que depende de su velocidad de giro y de la velocidad de viento.

En la Figura 15 se observan ciertos valores de coeficientes de potencia frente a la velocidad específica para diferentes tipos de rotores. En este caso particular para el rotor Darrieus tipo H, los valores de velocidad específica están entre 4 y 6. Para el diseño se usará un valor de velocidad específica de 4, con un valor de 0,35 de coeficiente de potencia.



**Figura 15:** Cp frente TSR para algunos aerogeneradores.

**Fuente:** (Bueno López & Garzon, 2015)

Para comenzar con el diseño, primeramente, se debe definir la velocidad media de diseño, la cual se determinó gracias al simulador RWIND. Se eligió trabajar con la velocidad de viento promedio de diseño de 8,6 m/s que se obtuvo en la simulación con una densidad de mado del 60%, a una altura de 3 m desde la terraza del CIV; esta velocidad fue obtenida del análisis en RWIND como se observa en la Figura 13.

Con las variables del viento ya definidas se puede usar la ecuación de la potencia nominal del aerogenerador para determinar el área de barrido del rotor. La potencia eólica del viento antes de incidir sobre el rotor se conoce como potencia eólica disponible o también llamada potencia nominal, se calcula mediante la **Ecuación 3** (Villarrubia, 2013).

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * A_b * v^3 \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

Pd: potencia disponible (W)

Ab: área de barrido (m<sup>2</sup>)

v: velocidad promedio del viento (m/s)

El área de barrido se debe despejar de la **Ecuación 3**, y se expresa como:

$$A_b = \frac{2 * P_d}{\rho * v^3} \quad \text{Ec. 4}$$

Se desea que el aerogenerador obtenga una potencia disponible o nominal de 500W, reemplazando los datos en la **Ecuación 4** se obtiene el área de barrido del rotor.

$$A_b = \frac{2 * 500 \text{ W}}{0.9 \text{ kg/m}^3 * (8.6 \text{ m/s})^3} = 1,747 \text{ m}^2$$

Con la denominación del perfil aerodinámico y las variables del viento ya definidas, se procede a determinar las características principales para el diseño del álabe, las cuales son, la longitud de cuerda, el diámetro del rotor y la altura del álabe.

La relación de aspecto de álabe BAR es otra variable importante en el diseño, ya que define la relación entre la longitud o altura del alabe y la longitud de la cuerda, y se expresa mediante la **Ecuación 5** (Ordúz y Suárez, 2011).

$$BAR = \frac{h}{c} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

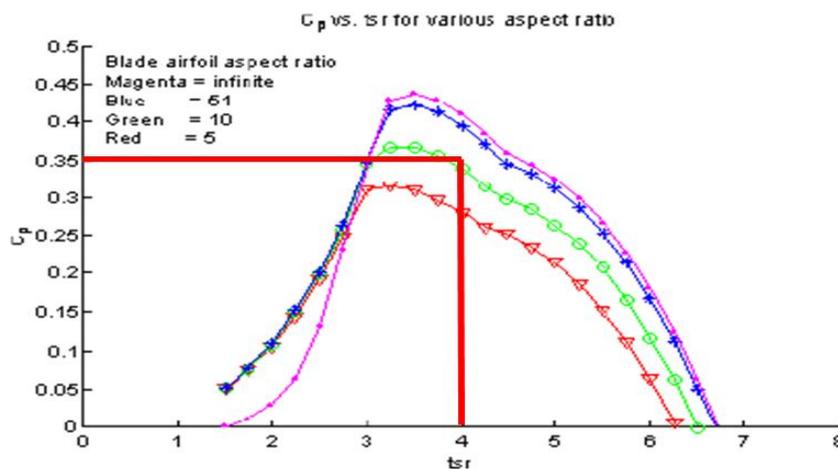
BAR: relación de aspecto de álabe (adimensional)

h: altura del álabe (m)

c: longitud de cuerda (m)

Calle (2018) menciona que al reducir la relación de aspecto del álabe el rendimiento de la pala del aerogenerador disminuye, para los aerogeneradores de eje vertical se recomienda tener un diseño de palas largas y delgadas con un valor alto de relación de aspecto de álabe.

Con la ayuda de la Figura 16 se puede definir un valor de aspecto de álabe BAR mediante los valores de coeficiente de potencia  $C_p$  y velocidad específica TSR determinados por el tipo de rotor; este valor es de 10.



**Figura 16:**  $C_p$  frente a TSR para varios valores de relación de aspecto de álabe (BAR).

**Fuente:** (Orduz y Suárez, 2011)

La solidez o también llamada robustez está íntimamente relacionado con la velocidad específica otorgando ciertas características aerodinámicas al rotor que luego determinarían el comportamiento real del sistema eólico. La solidez se define como la relación entre el área de las palas y el área de barrido, se puede determinar mediante la **Ecuación 6** (Orduz y Suárez, 2011).

$$s = \frac{Aa}{Ab} = \frac{N * c * h}{Ab} \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

s: solidez del rotor (adimensional)

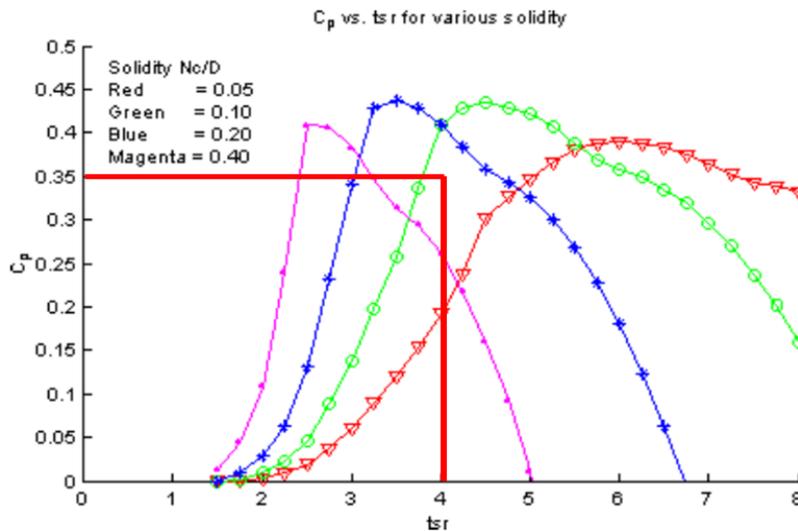
Aa: área de los álabes ( $m^2$ )

N: número de álabes

El aumento de la solidez ocasiona que el punto de máxima eficiencia aerodinámica ocurra a valores de TSR más bajos, brindando un mejor torque de arranque de la máquina a velocidades de viento más bajas. Se considera que el coeficiente de solidez debe encontrarse entre 0,2 y 0,4, ya que, para valores menores de solidez existe un

mayor punto de descontrol, dificultando el arranque y desplazando el coeficiente de potencia hacia valores de TSR más elevados. (Orduz y Suárez, 2011, p. 74)

Con un valor de velocidad específica de 4 y un coeficiente de potencia de 0,35, en este caso particular, el valor de solidez se encuentra entre 0,1 y 0,2, por lo tanto, se eligió un valor promedio de 0,15 de solidez para la ejecución del diseño, este valor se obtuvo con la ayuda del diagrama que se muestra en la Figura 17.



**Figura 17:** Valores de Cp contra TSR para distintos valores de solidez de un aerogenerador Darrieus.

**Fuente:** (Orduz y Suárez, 2011)

La longitud de cuerda es la distancia que hay entre el borde de ataque y el borde de salida del perfil del álabe y se puede determinar mediante la **Ecuación 7** (Orduz y Suárez, 2011).

$$c = \sqrt{\frac{Ab * s}{N * BAR}} \quad \text{Ec. 7}$$

Remplazando todos los valores en la Ecuación 7 se puede determinar la longitud de cuerda para el álabe.

$$c = \sqrt{\frac{1,747 \text{ m}^2 * 0,15}{3 * 10}} = 0,093\text{m}$$

El área de barrido también se puede definir observando la geometría que forma el rotor cuando está girando por efecto del viento. Siendo así, el área de barrido del rotor se puede expresar mediante la **Ecuación 8**.

$$Ab = Dr * h \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

Dr: diámetro del rotor (m)

Para determinar el diámetro del rotor se debe utilizar la **Ecuación 6** (Orduz y Suárez, 2011) que define la solidez de un rotor. Entonces, despejando la altura del álabe (h) de la **Ecuación 8**, y sustituyéndola en la **Ecuación 6**, se puede obtener la **Ecuación 9** (Orduz y Suárez, 2011) que simplifica la ecuación de la solidez.

$$s = \frac{N * c}{Dr} \quad \text{Ec. 9}$$

Finalmente, se despeja el diámetro (D) de la **Ecuación 9**, para poder encontrar el diámetro del rotor. Entonces, la **Ecuación 10** para el diámetro del rotor queda de la siguiente forma.

$$Dr = \frac{N * c}{s} \quad \text{Ec. 10}$$

$$Dr = \frac{3 * 0,093 \text{ m}}{0,15} = 1,86 \text{ m}$$

Con el diámetro y el área de barrido se puede determinar la altura del álabe al despejar h de la **Ecuación 8**.

$$h = \frac{1,747 \text{ m}^2}{1,86 \text{ m}} = 0,94 \text{ m}$$

#### 5.2.4.2 Selección del generador

Para la selección del generador se toma en cuenta la velocidad de rotación del rotor con la **Ecuación 11** (Villarrubia, 2013).

$$n = \frac{\lambda * 60 * v}{2 * \pi * R} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

n: velocidad de rotación del rotor (rpm)

$\lambda$ : velocidad específica o TSR

v: velocidad promedio del viento (m/s)

R: radio del rotor (m)

$$n = \frac{4 * 60 * 8,6 \text{ m/s}}{2 * \pi * 0,93 \text{ m}} = 353,22 \text{ rpm}$$

También se debe tener en cuenta el torque en el eje que se obtiene mediante la **Ecuación 12** (Budynas y Nisbett, s/f.).

$$T = \frac{63000 * Pn}{n} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

T: torque nominal (Nm)

Pn: potencia nominal (HP)

$$T = \frac{63000 * \frac{500 W}{745,7}}{353,22 rpm} = 119,59 lb * in * \frac{0,0254m}{1in} * \frac{1N}{0,224lb}$$

$$T = 13,56 Nm$$

Con las revoluciones por minuto del rotor, el torque y la potencia nominal se realiza una búsqueda por catálogos para encontrar la mejor opción del generador. En el Anexo 3 se especifican las características del generador seleccionado. En la Tabla 2 se resume las especificaciones del generador eléctrico de flujo axial para la producción de energía eléctrica.

**Tabla 2:** Características importantes del generador seleccionado

| Marca   | Potencia nominal (W) | Velocidad nominal (rpm) | Modelo        | Torque de arranque (Nm) | Torque nominal (Nm) | Diámetro del eje (mm) |
|---------|----------------------|-------------------------|---------------|-------------------------|---------------------|-----------------------|
| Engelec | 500                  | 350                     | ENM-0.5K-350R | < 0,1                   | 13,6                | 35                    |

**Fuente:** (Engelec, s/f.)

### 5.2.4.3 Diseño del eje

La característica más importante a determinar en un eje es el diámetro mínimo que debe tener para soportar las cargas aerodinámicas que produce el viento y las cargas que afectan al mismo. Según Mott (2004), el diámetro mínimo se determina con la **Ecuación 13**.

$$D = \left[ \frac{32 * N}{\pi} * \sqrt{\left( kt * \frac{M}{s'n} \right)^2 + \frac{3}{4} * \left[ \frac{T}{s_y} \right]^2} \right]^{1/3} \quad \text{Ec. 13}$$

Donde:

N: factor de diseño (Según Mott (2004) para el diseño de ejes se recomienda un factor de diseño de 2.

kt: concentración de esfuerzos que se producen por variaciones geométricas, según Mott, para un chaflán agudo kt= 2.5, para un redondeo kt= 1.5, para anillos de retención kt= 3, para cuñeros de trineo kt= 1.6, para cuñero de perfil kt= 2. 90.

s'n: resistencia real a la fatiga.

M: momento flector.

T: torque.

sy: esfuerzo de fluencia (se obtiene de la Tabla 5 y depende del material).

Donde la resistencia a la fatiga se determina con la **Ecuación 14** (Mott, 2004).

$$s'n = sn * Cm * Cst * Cr * Cs \quad \text{Ec. 14}$$

Donde:

sn: resistencia a la fatiga (se obtiene de la figura17).

Cm: factor de material (Para el acero forjado Cm =1).

Cst: factor de tipo de esfuerzo (Para un esfuerzo de flexión Cst =1).

Cr: factor de confiabilidad.

Cs: factor de tamaño.

Para determinar el factor de confiabilidad se utiliza la Tabla 3. Según Mott (2004) para el diseño de ejes es recomendable asumir una confiabilidad de 0,99, con esta se obtiene un factor de confiabilidad deseada Cr de 0,81.

**Tabla 3:** Factores de confiabilidad aproximados.

| <b>Confiabilidad deseada Cr</b> |      |
|---------------------------------|------|
| 0,5                             | 1    |
| 0,9                             | 0,9  |
| 0,99                            | 0,81 |
| 0,999                           | 0,75 |

**Fuente:** (Mott, 2004)

Con la Tabla 4 y asumiendo un diámetro aproximado para el eje de 100 mm se define el factor de tamaño con la **Ecuación 15** (Mott, 2004).

**Tabla 4:** Factores de tamaño.

| <b>Rango de tamaño</b> | <b>Para D en mm</b>      |
|------------------------|--------------------------|
| $D \leq 7,62$          | $Cs = 1$                 |
| $7,62 < D \leq 50$     | $Cs = (D/7,62)^{-0,11}$  |
| $50 < D < 250$         | $Cs = 0,859 - 0,000837D$ |

**Fuente:** (Mott, 2004)

$$Cs = 0,859 - 0,000837 * D \quad \text{Ec. 15}$$

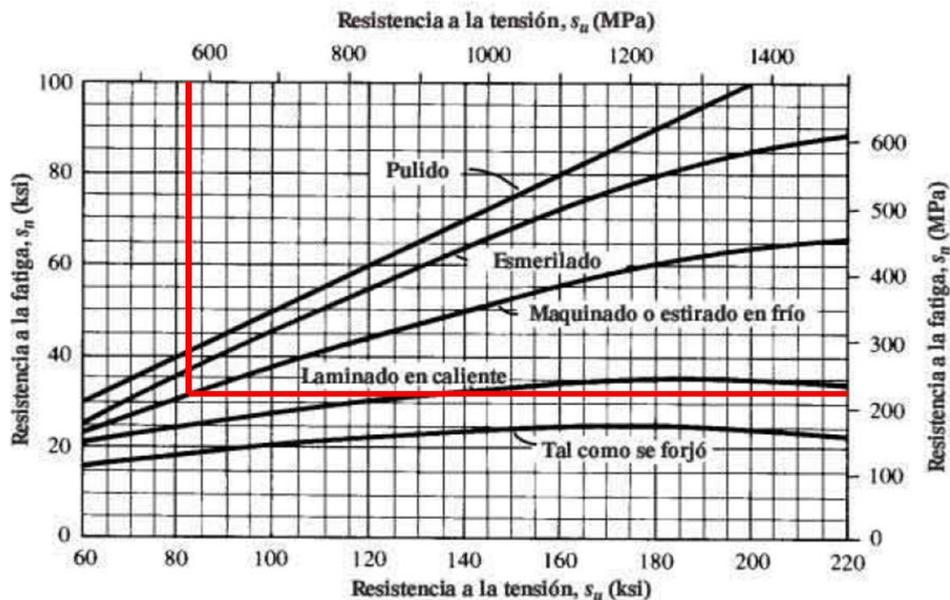
$$Cs = 0,859 - 0,000837 * 100mm = 0,7753$$

Con la resistencia máxima a la tensión del material seleccionado para la fabricación del eje y el acabado superficial del eje se puede seleccionar el valor de resistencia a la fatiga. Las propiedades mecánicas del acero AISI 1045 se encuentran en la Tabla 5.

**Tabla 5:** Propiedades mecánicas del acero AISI 1045.

| Acero AISI 1045 estirado en frío |         |
|----------------------------------|---------|
| Dureza                           | 163 HB  |
| Esfuerzo de fluencia             | 310 MPa |
| Esfuerzo máximo                  | 565 MPa |
| Módulo de elasticidad            | 200 GPa |

Fuente: (Promacero, s/f.)



**Figura 18:** Resistencia a la fatiga en función de la resistencia a la tensión, para acero forjado con varias condiciones de superficie.

Fuente: (Mott, 2004)

Con un esfuerzo máximo de 565 MPa y siendo un acero estirado en frío como acabado superficial del eje se puede obtener un valor aproximado de resistencia a la fatiga de 220 MPa mediante la Figura 18.

Reemplazando todos los valores obtenidos en la **Ecuación 14**, se puede obtener el valor real de la resistencia a la fatiga.

$$s'n = 220MPa * 1 * 1 * 0,81 * 0,7753 = 138,1585 MPa$$

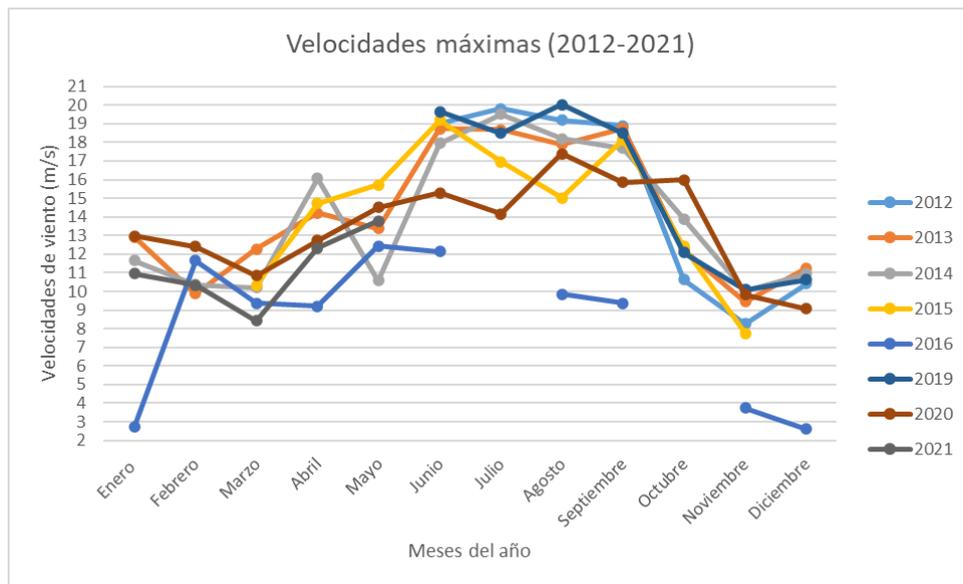
A continuación, se procede a determinar la velocidad de giro del rotor para determinar el torque en el eje, con la **Ecuación 11** se puede determinar la velocidad de giro del rotor.

$$n = \frac{\lambda * 60 * vc}{2 * \pi * R}$$

Donde:

vc: velocidad crítica o máxima del viento (m/s)

En el diseño del eje se debe tomar en cuenta la velocidad de viento crítica del lugar, para que el eje tenga la capacidad de soportar la fuerza que esta velocidad provoque. La velocidad crítica o máxima de viento se obtuvo al realizar un promedio mensual de todos los años de registro de la torre meteorológica 1. En la Figura 19 se puede observar los promedios de las velocidades máximas en todos los años de registro; las velocidades mayores se manifiestan a partir del mes de mayo hasta el mes de septiembre, obteniendo un valor máximo de 20 m/s en el mes de agosto del 2019. Considerando lo mencionado, se decidió trabajar con una velocidad crítica o máxima de 20 m/s.



**Figura 19:** Promedios mensuales de las velocidades de viento máximas a una altura de 20 metros registrados desde los años 2012 hasta el 2021

Una vez definida la velocidad crítica o máxima se puede determinar la velocidad de giro del rotor.

$$n = \frac{4 * 60 * 20 \text{ m/s}}{2 * \pi * 0,93 \text{ m}} = 821,44 \text{ rpm}$$

Con la velocidad de rotación del rotor y la potencia máxima se puede obtener el torque en el eje con la **Ecuación 12**.

$$T = \frac{63000 * P_{\text{máx}}}{n}$$

Donde:

T: momento torsor (Nm)

P<sub>máx</sub>: potencia máxima (HP)

Para obtener la potencia máxima se debe usar la velocidad crítica.

$$P_{\text{máx}} = \frac{1}{2} * C_p * \rho * A_b * v c^3$$

$$P_{\text{máx}} = \frac{1}{2} * 0,35 * 0,9 \text{ kg/m}^3 * 1,747 \text{ m}^2 * (20 \text{ m/s})^3 = 2201,22 \text{ W}$$

$$T = \frac{63000 * \left(\frac{2201,22 \text{ W}}{745,7}\right)}{821,44 \text{ rpm}} = 226,4 \text{ lbin} * \frac{0,0254 \text{ m}}{1 \text{ in}} * \frac{1 \text{ N}}{0,224 \text{ lb}} = 25,67 \text{ Nm}$$

La fuerza radial que afecta al álabe es la fuerza aerodinámica que se descomponen en dos fuerzas, la fuerza de arrastre y la fuerza de sustentación, las cuales se calculan con la **Ecuación 16** y la **Ecuación 17** respectivamente (Villarrubia, 2013).

$$F_d = C_d * \frac{\rho * v c^2}{2} * A_a \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

$F_d$ : fuerza de arrastre (N)

$C_d$ : coeficiente de arrastre (adimensional).

$$F_l = C_l * \frac{\rho * v c^2}{2} * A_a \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

$F_l$ : fuerza de sustentación (N)

$C_l$ : coeficiente de sustentación (adimensional).

Los coeficientes de arrastre y sustentación fueron obtenidos mediante la simulación del perfil aerodinámico en el software ANSYS, los valores de referencia introducidos para la simulación se obtuvieron de las dimensiones del alabe y las características del viento.

En la simulación se obtuvieron los siguientes valores de coeficientes aerodinámicos.

$C_d = 1,025$  y  $C_l = 14,25$

$$F_d = 1,025 * \frac{0,9 \text{ kg/m}^3 * (20 \text{ m/s})^2}{2} * 0,08742 \text{ m}^2 = 16,13 \text{ N}$$

$$F_l = 14,25 * \frac{0,9 \text{ kg/m}^3 * (20 \text{ m/s})^2}{2} * 0,08742 \text{ m}^2 = 224,23 \text{ N}$$

La fuerza aerodinámica se obtiene como la resultante de la fuerza de sustentación y de arrastre y se define mediante la **Ecuación 18** (Villarrubia, 2013).

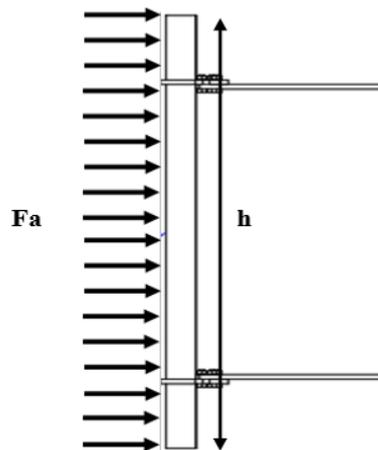
$$F_a = \sqrt{(F_d)^2 + (F_l)^2} \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

$F_a$ : fuerza aerodinámica (N).

$$F_a = \sqrt{(16,13 \text{ N})^2 + (224,23 \text{ N})^2} = 224,81 \text{ N}$$

La fuerza aerodinámica es la fuerza que se distribuye a lo largo de los álabes tal y como se muestra en la Figura 20, dicha fuerza se debe convertir en una fuerza puntual con la **Ecuación 19** para posteriormente ser analizada en un diagrama de cuerpo libre y poder determinar las reacciones debidas a los brazos que sujetan los álabes.



**Figura 20:** Fuerza aerodinámica distribuida sobre el área del álabe.

$$F_{ap} = F_a * h * c$$

**Ec. 19**

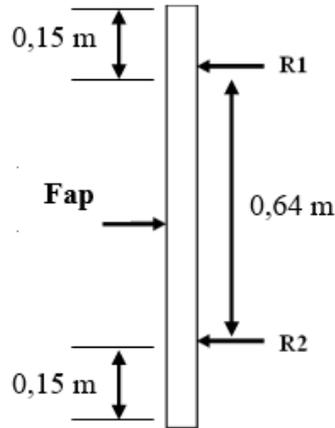
Donde:

$F_a$ : fuerza aerodinámica ( $\text{N}/\text{m}^2$ )

$F_{ap}$ : fuerza aerodinámica puntual (N)

$$F_{ap} = 224,81 \text{ N}/\text{m}^2 * 0,94 \text{ m} * 0,093 \text{ m} = 19,65 \text{ N}$$

En la Figura 21 se observa el diagrama de cuerpo libre con la fuerza aerodinámica puntual y las reacciones debidas a los brazos que sostienen el álabe.



**Figura 21:** Diagrama de cuerpo libre del álabe.

Ahora, para determinar las reacciones se hace una sumatoria de fuerzas en el eje x con la **Ecuación 20**.

$$\sum F_x = 0 \quad \text{Ec. 20}$$

$$F_{ap} - R_1 - R_2 = 0$$

$$R_1 = F_{ap} - R_2$$

$$R_1 = 19,65 \text{ N} - R_2$$

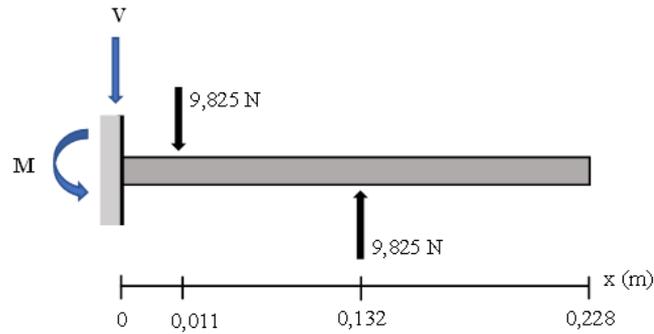
$$\sum MR_1 = 0$$

$$F_{ap}(0,32 \text{ m}) - R_2(0,64 \text{ m}) = 0$$

$$R_2 = \frac{(19,65 \text{ N})(0,32 \text{ m})}{0,64 \text{ m}} = 9,825 \text{ N}$$

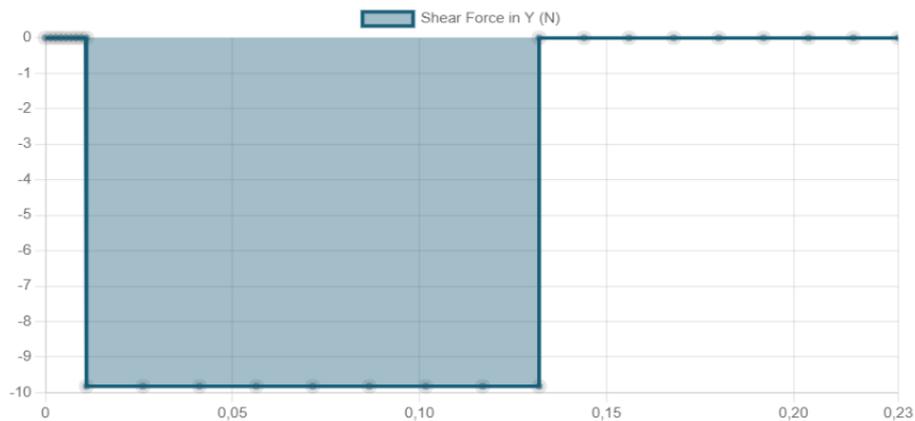
$$R_1 = 19,65 \text{ N} - 9,825 \text{ N} = 9,825 \text{ N}$$

Según Orduz y Suárez (2011) las reacciones encontradas son las que actúan sobre los brazos del rotor, las cuales se transmiten hasta el eje. Para estudiar las reacciones mediante un diagrama de cuerpo libre es conveniente analizar el eje como una viga empotrada en voladizo, como se muestra en la Figura 22.



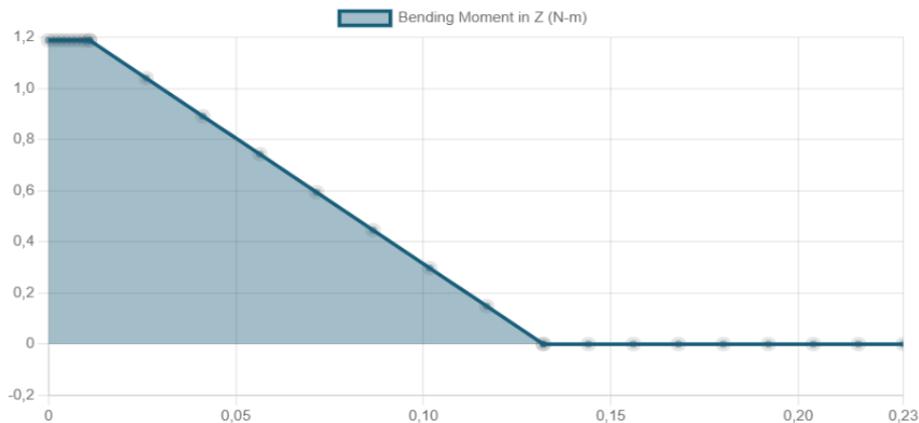
**Figura 22:** Diagrama de cuerpo libre del eje.

Finalmente, se obtienen los diagramas de fuerza cortante y momento flector en las Figuras 23 y 24 respectivamente.



**Figura 23:** Diagrama de fuerza cortante

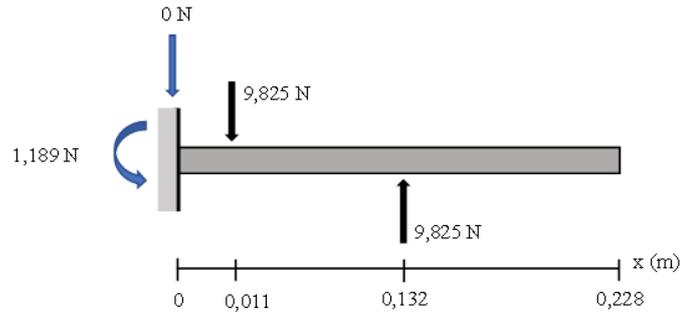
**Fuente:** (SkiyCiv, s/f.)



**Figura 24:** Diagrama de momento flector

**Fuente:** (SkiyCiv, s/f.)

Con los valores de fuerza cortante 0 N y momento flector de 1,189 N determinados mediante el simulador en línea SkiyCiv, se procede a ubicar dichos valores sobre el empotramiento del eje tal y como se muestra en la Figura 25.



**Figura 25:** Diagrama de cuerpo libre con la fuerza cortante y momento flector.

$$D = \left[ \frac{32 * 2}{\pi} * \sqrt{2,5 * \left( \frac{1,189 Nm}{138,158 * 10^6 Pa} \right)^2 + \frac{3}{4} * \left[ \frac{25,67 Nm}{310 * 10^6 Pa} \right]^2} \right]^{1/3}$$

$$D = \left[ 20,372 * \sqrt{5,35216 * 10^{-14} m + 5,143 * 10^{-15} m} \right]^{1/3} = 0,0114 m$$

Como se puede apreciar el diámetro del eje calculado de 11,4 mm, es menor al diámetro del eje que tiene el generador seleccionado que es de 35 mm, por lo que se puede suponer, que el eje del generador va a soportar muy bien las cargas ejercidas por el viento.

#### 5.2.4.4 Selección del inversor y regulador de carga

El regulador de carga y el inversor se van ajustar a las variables de salida de la turbina eólica, en este caso tanto el regulador como el inversor son de la misma marca que el generador eléctrico con el fin de tener compatibilidad entre los componentes. En la tabla 6 se definen los parámetros técnicos de cada componente.

**Tabla 6:** Parámetros técnicos de los componentes eléctricos

|                    |   |         |
|--------------------|---|---------|
| Turbina eólica     | Potencia                                  | 500W    |
|                    | Velocidad de giro                         | 353 rpm |
| Inversor           | Potencia                                  | 500W    |
|                    | Voltaje nominal de la batería (VDC input) | 24 V    |
|                    | Voltaje nominal de salida (VAC output)    | 220 V   |
|                    | Frecuencia                                | 60 Hz   |
|                    | Eficiencia                                | >90%    |
| Regulador de carga | Potencia                                  | 600 W   |
|                    | Voltaje nominal de la batería             | 24V DC  |
|                    | Voltaje nominal de salida                 | 24 V DC |
| Batería            | Corriente nominal de entrada              | 20A DC  |
|                    | Voltaje                                   | 24 V DC |
|                    | Corriente                                 | 20 A    |

### 5.2.5 Procedimiento para el objetivo 3

El diseño de la torre y la cimentación para el aerogenerador dependen mucho de las cargas que deben soportar, estas cargas se componen en cargas axiales y radiales. Las cargas axiales están compuestas principalmente por el peso de los componentes del aerogenerador y las radiales son las debidas a la fuerza del viento sobre la estructura.

Para definir la cimentación a disponer, se ha de conocer las cargas a las que está sometida, las cargas se definirán gracias a la parametrización del aerogenerador y el recurso eólico. Dicho esto, las cargas se encuentran definidas por la masa del aerogenerador y la acción del viento.

La función principal de la cimentación es brindar estabilidad al aerogenerador, se encargará de soportar las cargas axiales producidas por el aerogenerador (torre, rotor, etc.) y las cargas radiales generadas por la fuerza del viento, todas las cargas deben ser repartidas hacia la superficie terrestre, son construidas con materiales tradicionales usados en la construcción como el hierro, cemento, material de rio y madera. (Almanza y Rodríguez, 2020, p. 100)

Según (Almanza y Rodríguez, 2020) además de las cargas axiales y radiales, la cimentación depende del terreno presente en el emplazamiento, en la Tabla 7 se presentan algunos tipos de cimentación en función del tipo de terreno en donde se va a ubicar el aerogenerador. Los mismos autores recomiendan realizar un estudio del terreno para garantizar que la cimentación se adapte al lugar de emplazamiento.

**Tabla 7:** Tipos de cimentación

| <b>Tipo de terreno</b>             | <b>Tipo de cimentación</b>  |
|------------------------------------|---|
| Roca próxima a la superficie       | Superficial de hormigón armado apoyado en la roca y anclado mediante pernos |
| Terreno firme                      | Superficial de hormigón armado (puede incorporar pilotes)                   |
| Terreno de baja capacidad portante | Superficial de hormigón armado con pilotes                                  |

**Fuente:** (Herrando, 2012)

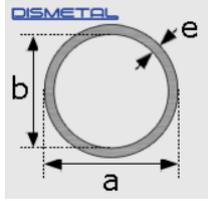
### 5.2.6 Procesamiento de datos del objetivo 3

Para el diseño de la torre se tiene como referencia algunos diseños de aerogeneradores de eje vertical que ya han sido construidos. El material con el que será construida la torre será de acero, tendrá una altura de 2,68 m en base a las características del viento obtenidas en la

simulación, se pudo observar que desde esa altura las velocidades de viento son superiores a 8 m/s.

Para las dimensiones de la torre se elegirán medidas supuestas de una tubería comercial cédula 40, luego se irá comprobando su resistencia ante las cargas ejercidas por el viento. El tipo de acero que se plantea utilizar es el AISI 304, ya que las propiedades mecánicas que posee son aptas para esta aplicación, en la Tabla 8 se muestran propiedades mecánicas del acero AISI 304 y las dimensiones para la torre.

**Tabla 8:** Propiedades mecánicas y dimensiones de la tubería AISI cédula 40

|                       |                                      |            |  |
|-----------------------|--------------------------------------|------------|--|
| Acero AISI 304        | Esfuerzo de fluencia ( $\sigma_y$ )  | 235 MPa    |  |
|                       | Límite de elasticidad ( $\sigma_y$ ) | 205 MPa    |  |
|                       | Módulo de elasticidad (E)            | 193 GPa    |  |
| Tubería 6in cédula 40 | Diámetro exterior (a)                | 168,3 mm   |  |
|                       | Diámetro interior (b)                | 154,08 mm  |  |
|                       | Espesor (e)                          | 7,11 mm    |  |
|                       | Peso                                 | 28,26 kg/m |  |

**Fuente:** (Material Mundial, s/f; Dismetal, 2022)

Se realizará un estudio de las cargas presentes en la torre para asegurarse que dicha estructura tenga la suficiente resistencia para soportar las cargas ejercidas por la fuerza del viento y por el peso del rotor.

### 5.2.6.1 Momento flector

El momento flector de mayor magnitud del sistema se encuentra en el empotramiento de la torre, debido a la fuerza radial producida por el viento distribuida en el rotor del aerogenerador ( $M_{rotor}$ ) y sobre la torre ( $M_{torre}$ ). La sumatoria del momento producido en el rotor y en la torre será el momento máximo. Mediante la fuerza radial en el rotor que genera el viento y la altura, se halla el momento sobre el rotor como se define en la **Ecuación 21**. (Almanza y Rodríguez, 2020, p. 103)

$$M_r = F_r * h \quad \text{Ec. 21}$$

Donde:

$M_r$ : momento en el rotor (Nm)

$F_r$ : fuerza sobre el rotor (N)

La fuerza ejercida en el rotor es debida al producto de la velocidad máxima o crítica del viento por el área de barrido y por el coeficiente de potencia del rotor y se expresa con la **Ecuación 22** (Nuñez, 2015).

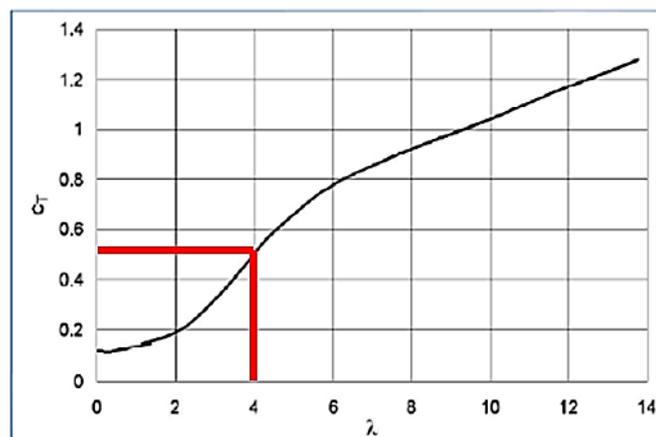
$$Fr = \frac{1}{2} * \rho * CT * vc^2 * Ab \quad \text{Ec. 22}$$

Donde:

CT: coeficiente de empuje (adimensional)

vc: velocidad crítica del viento (m/s)

De la Figura 26 se define un coeficiente de empuje CT con un valor aproximado de 0,46 en función de la velocidad específica.



**Figura 26:** Coeficiente de empuje en función de TSR.

**Fuente:** (Nuñez, 2015)

$$Fr = \frac{1}{2} * 0.9 \text{ kg/m}^3 * 0,46 * (20 \text{ m/s})^2 * 1,747 \text{ m}^2 = 144,65 \text{ N}$$

Remplazando los datos en la **Ecuación 21** se puede determinar el momento en el rotor.

$$Mr = 144,65 \text{ N} * 0,94 \text{ m} = 135,97 \text{ Nm}$$

La fuerza axial es producida por el peso de los componentes del aerogenerador que estarán ajustados a la torre, en el siguiente cuadro se muestra la sumatoria de masa y peso de los componentes del aerogenerador, obteniendo la fuerza axial del sistema.

(Almanza y Rodríguez, 2020, p. 104). En la Tabla 9 se encuentran todos los componentes que aportan una carga axial significativa en la torre. Los pesos de cada componente fueron obtenidos con la ayuda del software Solid Works.

**Tabla 9:** Pesos de los componentes del rotor

| Elemento         | Cantidad | Masa (kg) | Masa total (kg) | Peso (N) |
|------------------|----------|-----------|-----------------|----------|
| Álabe            | 3        | 3,4       | 10,2            | 99,96    |
| Brazo            | 2        | 4,4       | 8,8             | 86,24    |
| Cilindro central | 1        | 5,83      | 5,38            | 52,724   |
| Sujetador        | 6        | 0,14      | 0,84            | 8,232    |
| Generador        | 1        | 15        | 15              | 147      |
| Brida            | 1        | 5         | 5               | 49       |
| Total            |          |           | 45,22           | 443,156  |

En el análisis anterior se definieron las cargas presentes en el rotor. Ahora, para definir las cargas ejercidas en la torre primeramente se comienza con la fuerza ejercida por el viento sobre la torre con la **Ecuación 23** (Nuñez, 2015).

$$Ft = \frac{1}{2} * \rho * D * vc^2 * CD \quad \text{Ec. 23}$$

Donde:

Ft: fuerza ejercida sobre la torre (N)

D: diámetro del cilindro (m)

CD: coeficiente aerodinámico de resistencia al avance, depende de la sección a la que se enfrenta el viento, se puede obtener de la Figura 27 (CD= 1.17, para una sección circular).



**Figura 27:** Coeficientes de forma para algunas geometrías.

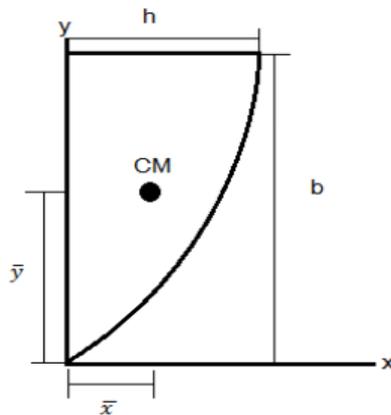
**Fuente:** (Wikipedia, 2023)

La torre será circular de cédula 40, con un diámetro nominal interior de 6 pulgadas y un espesor de 7,11 mm.

$$Ft = \frac{1}{2} * 0,9 \text{ kg/m}^3 * 0,168\text{m} * (20\text{m/s})^2 * 1,17 = 35,38 \text{ N}$$

Una vez obtenida la magnitud de la carga en la torre se debe obtener la ubicación de la misma, la función para determinar la fuerza que ejerce el viento sobre la estructura es parabólica, por tal motivo se debe hallar el centro de masa de una función parabólica, con el fin de obtener su respectiva ubicación. (Almanza y Rodriguez, 2020)

En la Figura 28 se puede observar donde se ubica el centro de masa de una función parabólica.



**Figura 28:** Centro de masa de una parábola.

**Fuente:** (Luna y Ramos, 2017)

En este caso se necesita determinar la altura a la que debe ir la fuerza ejercida sobre la torre con la **Ecuación 24**.

$$\bar{y} = \frac{3H}{8} \tag{Ec. 24}$$

Donde:

$\bar{y}$ = distancia del suelo al rotor (m)

b: altura de la torre (m)

$$\bar{y} = \frac{3 * 2,68 \text{ m}}{8} = 1,005 \text{ m}$$

Con la fuerza ejercida sobre la torre y la altura a la que actúa dicha fuerza se puede determinar el momento que se efectúa en la torre con la **Ecuación 25** (Luna y Ramos, 2017).

$$Mt = Ft * \bar{y} \tag{Ec. 25}$$

Donde:

Mt: momento en la torre (Nm)

$$Mt = 35,38 \text{ N} * 1,005 \text{ m} = 35,56 \text{ Nm}$$

### 5.2.6.2 Tensión máxima

Analizando la estructura se puede apreciar que existe una fuerza de compresión que genera un esfuerzo normal en la torre. Este esfuerzo normal es el cociente entre la fuerza de

compresión que está compuesta por el peso del rotor y el área transversal de la torre y se determina con la **Ecuación 26** (Luna y Ramos, 2017).

$$\sigma_n = \frac{N}{Ac} \quad \text{Ec. 26}$$

Donde:

$\sigma_n$ : esfuerzo normal ( $N/m^2$ )

N: carga normal debida al peso de los componentes (N)

Ac: área transversal de la torre ( $m^2$ )

La carga normal ejercida por el peso se obtiene de la tabla 2 y el área transversal con la **Ecuación 27**.

$$Ac = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{int}^2) \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

$D_{ext}$ : diámetro exterior de la torre(m)

$D_{int}$ : diámetro interior de la torre (m)

$$Ac = \frac{\pi}{4} ((0,168m)^2 - (0,154m)^2) = 0,00354 m^2$$

Remplazando los datos en la **Ecuación 26** se obtiene el valor de esfuerzo normal en la torre.

$$\sigma_n = \frac{443,156 N}{0,00354 m^2} = 125185,31 N/m^2$$

Las cargas radiales debidas al viento generan un esfuerzo en el empotramiento de la torre y se determina mediante la **Ecuación 28** (Luna y Ramos, 2017).

$$\sigma_e = \frac{Mmáx * Rt}{I} \quad \text{Ec. 28}$$

Donde:

$\sigma_e$ : esfuerzo en el empotramiento ( $N/m^2$ )

Mmáx: momento flector máximo (Nm)

Rt: radio de la torre (m)

I: momento de inercia ( $m^4$ )

Para determinar el esfuerzo máximo total se debe sumar las acciones del esfuerzo normal y el momento flector. Al combinar los esfuerzos de las ecuaciones **Ec. 26** y **Ec.28** se obtiene la **Ecuación 29** con la cual se puede determinar el esfuerzo máximo de la estructura (Luna y Ramos, 2017).

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Rt}{I} + \frac{N}{Ac} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde:

$\sigma_{m\acute{a}x}$ : esfuerzo máximo (Pa)

El momento flector máximo  $M_{m\acute{a}x}$  es la suma del momento en la torre  $M_t$  y el momento en el rotor  $M_r$  como lo expresa la **Ecuación 30** (Almanza y Rodriguez, 2020).

$$M_{m\acute{a}x} = M_{rotor} + M_{torre} \quad \text{Ec. 30}$$

$$M_{m\acute{a}x} = 135,97 Nm + 35,56 Nm = 171,53 Nm$$

El momento de inercia para la geometría de la torre cilíndrica se expresa mediante la **Ecuación 31** (Almanza y Rodriguez, 2020).

$$I = \frac{\pi}{64} * (D_{ext}^4 - D_{int}^4) \quad \text{Ec. 31}$$

$$I = \frac{\pi}{64} * ((0,168m)^4 - (0,154m)^4) = 1,149x10^{-5}m^4$$

Remplazando en la **Ecuación 29** se obtiene el esfuerzo máximo.

$$\sigma_{max} = \frac{171,53 Nm * 0,084m}{1,149x10^{-5}m^4} + 125185,31 \frac{N}{m^2} = 1379190,532 Pa$$

Finalmente, se debe comprobar si la estructura fallará por tensión aplicando la **Ecuación 32** (Luna y Ramos, 2017).

$$\sigma_{max} \leq \frac{\sigma_y}{F_s} \quad \text{Ec. 32}$$

Donde:

$\sigma_y$ : Límite elástico del material

$F_s$ : factor de seguridad (1,5 recomendado)

$$1,379 MPa \leq \frac{205 MPa}{1,5}$$

$$1,379 \text{ MP} < 136,66 \text{ MPa}$$

Al verificar la condición de la **Ecuación 32** se puede asegurar que la torre no fallará por tensión.

### 5.2.6.3 Desplazamiento horizontal

Los desplazamientos horizontales son debidos a las fuerzas horizontales en la torre y el rotor, el desplazamiento del rotor por la acción del viento se determina con la **Ecuación 3** (Beer et al., s/f.).

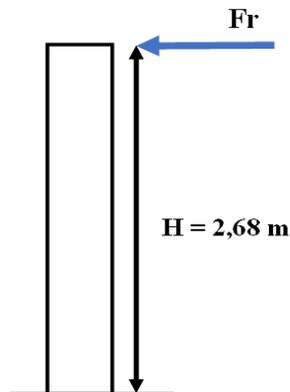
$$\delta r = \frac{Fr * H^3}{3 * E * I} \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

$\delta r$ : desplazamiento en el rotor (m)

H: altura de la torre (m)

E: módulo de elasticidad del material de la torre (Pa)



**Figura 29:** Desplazamiento horizontal por la fuerza en el rotor.

$$\delta r = \frac{144,65 \text{ N} * (2,68\text{m})^3}{3 * 193 * 10^9 \text{ Pa} * 1,149 * 10^{-5} \text{ m}^4} = 4,185 * 10^{-4} \text{ m}$$

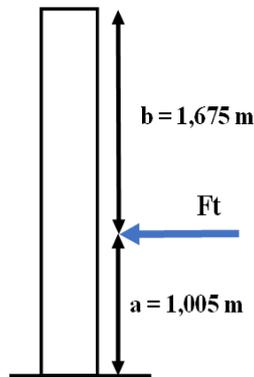
Ahora, se determinará el desplazamiento horizontal sobre la torre mediante la **Ecuación 34** (Beer et al., s/f.).

$$\delta t = \frac{Ft * a}{6 * E * I} * (3 * (H - a)) \quad \text{Ec. 34}$$

Donde:

$\delta t$ : desplazamiento en la torre (m)

a: distancia de la base de la torre hasta la carga puntual del viento sobre la torre (m)



**Figura 30:** Desplazamiento horizontal por la fuerza en la torre.

$$\delta t = \frac{35,38 \text{ N} * 1,005 \text{ m}}{6 * 193 \times 10^9 \text{ Pa} * 1,149 \times 10^{-5} \text{ m}^4} * (3 * (2,68 \text{ m} - 1,005 \text{ m}))$$

$$\delta t = 1,343 \times 10^{-5} \text{ m}$$

Por último, se determina el desplazamiento total mediante la **Ecuación 35**.

$$\delta_{total} = \delta r + \delta t \quad \text{Ec. 35}$$

Donde:

$\delta_{total}$ : desplazamiento total (m)

$$\delta_{total} = 4,185 \times 10^{-4} \text{ m} + 1,343 \times 10^{-5} \text{ m} = 4,3193 \times 10^{-4} \text{ m}$$

La torre del aerogenerador debe ser una estructura rígida y el desplazamiento total debe cumplir con la siguiente condición de la **Ecuación 36** para tener un mayor grado de confiabilidad respecto a una posible falla en la estructura por el desplazamiento total (Luna y Ramos, 2017).

$$\frac{H}{500 * \delta_{total}} > 1 \quad \text{Ec. 36}$$

$$\frac{2,68 \text{ m}}{500 * 4,3193 \times 10^{-4} \text{ m}} > 1$$

$$12,41 \text{ m} > 1$$

Como se puede apreciar, la condición de la Ecuación 36 se cumple, por lo que se puede asegurar que la torre no fallará debido al desplazamiento horizontal.

#### 5.2.6.4 Pandeo

El pandeo suele producirse normalmente sobre miembros estructurales esbeltos y largos, por tal motivo la torre será analizada como una columna. Según Mott (2004) para

analizar una columna por pandeo primero se debe iniciar con la determinación del radio de giro de la torre con la **Ecuación 37**.

El radio de giro describe la forma en la cual el área transversal o una distribución de masa se distribuye alrededor de su eje centroidal. Una columna tiende a pandearse respecto a su eje para el cual el radio de giro y el momento de inercia son mínimos (Mott, 2004).

$$r = \sqrt{\frac{I}{Ac}} \quad \text{Ec. 37}$$

Donde:

r: radio de giro (m)

$$r = \sqrt{\frac{1,149 \times 10^{-5} m^4}{0,00354 m^2}} = 0,0569 m$$

La relación de esbeltez es el cociente de la longitud efectiva de la columna entre su radio de giro mínimo y se empleará para ayudar a elegir el método de análisis para la columna. La relación de esbeltez se determina con la **Ecuación 38** (Mott, 2004).

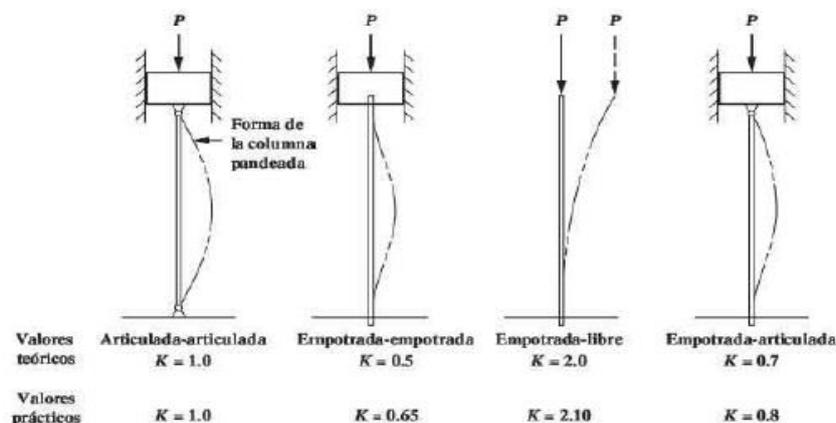
$$re = \frac{KH}{r} \quad \text{Ec. 38}$$

Donde:

K: constante que depende del extremo fijo

re: relación de esbeltez (adimensional)

La constante K depende del extremo fijo de la columna y se la puede determinar con la ayuda de la Figura 31.



**Figura 31:** Valores de K para distintas conexiones en los extremos.

**Fuente:** (Mott, 2004).

De la Figura 30 se obtiene un valor de K=2, ya que se toma a la torre como una columna empotrada y libre en su extremo.

$$re = \frac{2 * 2,68m}{0,0569 m} = 94,2$$

Siguiendo con la metodología de la esbeltez de una columna, se debe calcular el coeficiente de la columna mediante la **Ecuación 39** (Mott, 2004), si la relación de esbeltez es mayor al coeficiente de la columna se debe usar la fórmula de Euler para análisis de columnas largas, y si llega a ocurrir lo contrario, se debe utilizar la fórmula de J.B. Johnson para análisis de columnas cortas.

$$Ce = \sqrt{\frac{2 * \pi^2 * E}{Sy}} \quad \text{Ec. 39}$$

Donde:

Ce: coeficiente de la columna (adimensional)

E: módulo de elasticidad del material (Pa)

Sy: límite de elasticidad del material (Pa)

$$Ce = \sqrt{\frac{2 * \pi^2 * 193x10^9Pa}{205x10^6Pa}} = 136,32$$

Ya que el coeficiente de la columna es mayor al coeficiente de esbeltez se usa el análisis para columnas cortas con la **Ecuación 40** (Mott, 2004).

$$Pcr = Ac * Sy * \left[ 1 - \frac{Sy(KL/r)^2}{4\pi^2 E} \right] \quad \text{Ec. 40}$$

Donde:

Pcr: carga crítica por pandeo (N)

$$Pcr = 0,00354 m^2 * 205x10^6 Pa * \left[ 1 - \frac{205x10^6 Pa(94,2)^2}{4\pi^2 * 193x10^9 Pa} \right]$$

$$Pcr = 552,441 kN$$

El objetivo del diseño de la torre es garantizar que la carga aplicada N sea menor que la carga admisible Pa, por tal motivo se debe cumplir la siguiente condición aplicando un factor de diseño de 3 para aplicaciones típicas en el diseño de columnas (Mott, 2004).

$$N < Pa$$

$$Pa = \frac{Pcr}{fd}$$

Donde:

Pa: carga admisible (N)

fd: factor de diseño

$$Pa = \frac{552,442 \text{ kN}}{3} = 184,147 \text{ kN}$$

$$443,56 \text{ N} < 184,147 \text{ kN}$$

Ya que la carga aplicada a la torre es mucho menor que la carga admisible, se puede asegurar que la torre no fallará por pandeo.

### 5.2.6.5 Sujeción y anclaje de la estructura

La metodología usada para este diseño se tomó de la guía de diseño de acero de la AISC, en donde se detallan las normas y recomendaciones para el diseño de placas base y pernos de anclaje para columnas metálicas.

#### 5.2.6.5.1 *Diseño de la placa base y los pernos de anclaje*

Para el diseño de la placa base se debe definir primeramente algunas características de la torre, el concreto y las cargas a las que se encuentra sometida la estructura. En la Tabla 10 se encuentran los valores de las características de la torre para el diseño de la placa base y los pernos de anclaje.

**Tabla 10:** Características para el diseño de la placa base y los pernos de anclaje

|     |                       |   |
|-----|-----------------------|---|
| Pu  | 1185,376 N            | Carga axial                                 |
| Mu  | 171530 Nmm            | Momento máximo                              |
| D   | 168,3 mm              | Diámetro de la columna                      |
| Fyc | 235 N/mm <sup>2</sup> | Esfuerzo de fluencia de la columna AISI 304 |
| Fyp | 250 N/mm <sup>2</sup> | Esfuerzo de fluencia de la placa base A36   |
| E   | 200000 MPa            | Módulo de elasticidad del acero             |
| F'c | 21 N/mm <sup>2</sup>  | Capacidad a compresión del concreto         |
| tf  | 7,11 mm               | Espesor de la torre                         |

La carga axial Pu es la suma del peso de todos los componentes del rotor incluyendo el peso de la torre. En la tabla 8 se mostró que el peso de la tubería cédula 40 es de 28,26 kg por cada metro, y ya que la torre tiene 2,68 m, el peso total de la torre será de 75,7368 kg, y sumando el peso del rotor 45,22 kg (ver Tabla 9) se tiene una carga Pu = 1185,376 N.

El momento Mu, es el momento máximo debido a las fuerzas del viento en el rotor y en la torre el cual fue determinado anteriormente con la Ecuación 30.

Para empezar a determinar las dimensiones de la placa base se debe encontrar el área requerida para soportar la carga axial ejercida, esta área se calcula mediante la **Ecuación 41** (Fisher & Kloiber, 2006).

$$A1(req) = \frac{Pu}{fp(máx)} \quad \text{Ec. 41}$$

Donde:

A1(req): área requerida para soportar la carga axial ejercida ( $mm^2$ )

Pu: carga axial (N)

fp(máx): tensión máxima de apoyo del hormigón ( $N/mm^2$ )

La tensión máxima de apoyo del hormigón es la fuerza sobre unidad de área que puede soportar el concreto cuando está sometido a una fuerza de compresión. Esta tensión puede ser calculada por la **Ecuación 32** (Fisher & Kloiber, 2006).

$$fp(máx) = \phi(0,85 * f'c) * \sqrt{\frac{A2}{A1}} \quad \text{Ec. 42}$$

Donde:

$\phi$ : factor de reducción de resistencia para el apoyo (0,6 para el hormigón)

f'c: resistencia a la compresión especificada del concreto ( $N/mm^2$ )

A1: área de la placa base ( $mm^2$ )

A2: área máxima de la porción de la superficie de apoyo que es geoméricamente similar y concéntrica con el área cargada ( $mm^2$ )

Según Fisher & Kloiber (2006) en el caso 1 de la guía de diseño de la placa de acero se puede asumir que el área de la placa base y el área de la base de hormigón son iguales  $A1=A2$ . Entonces, se remplaza la **Ecuación 42** en la **Ecuación 41** para determinar el área requerida para soportar la carga axial.

$$A1(req) = \frac{Pu}{\phi(0,85 * f'c) * \sqrt{\frac{A2}{A1}}}$$

$$A1(req) = \frac{1185,376 \text{ N}}{0,6 * 0,85 * 21N/mm^2 * \sqrt{1}} = 110,679mm^2$$

Con el área definida se procede a dimensionar la placa base con la **Ecuación 43** y 44 (Fisher & Kloiber, 2006).

$$N = \sqrt{A1(req)} \quad \text{Ec. 43}$$

$$B = \frac{A1(req)}{N}$$

**Ec. 44**

Donde:

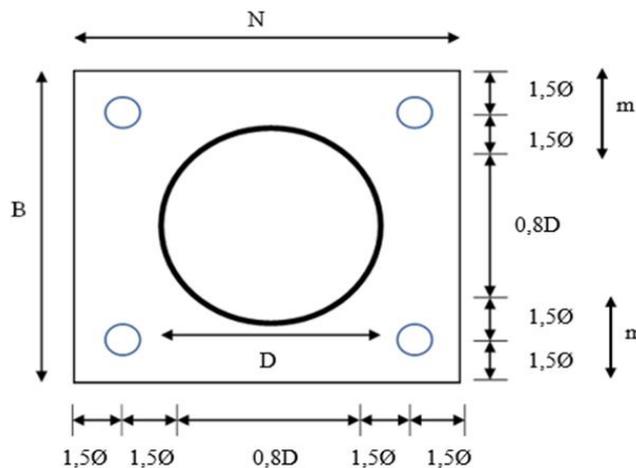
N: ancho de la placa (mm)

B: largo de la placa base (mm)

$$N = \sqrt{110,679mm^2} = 10,52mm$$

$$B = \frac{110,679mm^2}{10,23mm} = 10,52mm$$

Las dimensiones de N y B calculadas con las Ecuaciones 43 y 44 son solamente medidas de referencia. Como se puede ver en la Figura 29, las dimensiones de la placa base no pueden ser menor que el diámetro de la torre  $D=168,3mm$ , entonces, para corregir esto se debe tener en cuenta las medidas recomendadas de los espacios que se debe mantener entre los agujeros de los pernos de anclaje, el diámetro de la torre y el canto de la placa base. Como se ve en la Figura 32 el valor mínimo recomendado es de  $1,5\emptyset$  (diámetro del agujero de los pernos de anclaje), que en este caso se eligió un diámetro de pernos de  $3/4$  in.



**Figura 32:** Dimensiones de la placa base

**Fuente:** (Fisher & Kloiber, 2006)

Entonces, las medidas de la placa base se redefinen tomando en cuenta la recomendación mencionada.

$$N = D + 4(1,5\emptyset)$$

$$N = 168,3mm + \left( 4 * 1,5 * \left( \frac{3}{4} in * 25,4mm \right) \right) = 282,6mm = 300 mm$$

$$B = 300 mm$$

Luego, se determina la excentricidad y la excentricidad crítica con el propósito de compararlas y saber a qué tipo de momento está sometido la estructura, si la excentricidad es menor a la excentricidad crítica quiere decir que el momento es pequeño y si ocurre lo contrario el momento es grande y se deben usar distintas ecuaciones.

Con las **Ecuaciones** 45 y 46 se determina la excentricidad y la excentricidad crítica respectivamente (Fisher & Kloiber, 2006).

$$e = \frac{Mu}{Pu} \quad \text{Ec. 45}$$

$$\varepsilon = \frac{N}{2} - \frac{Pu}{2qm_{\text{máx}}} \quad \text{Ec. 46}$$

Donde:

$qm_{\text{máx}}$ : fuerza de apoyo máxima (N/mm)

$e$ : excentricidad (mm)

$\varepsilon$ : excentricidad crítica (mm)

$$e = \frac{171530 \text{ Nmm}}{1185,376 \text{ N}} = 144,705 \text{ mm}$$

La fuerza de apoyo máxima aparece debido al efecto del momento  $Mu$  que se presenta en el empotramiento de la torre, esta fuerza máxima de apoyo se calcula con la **Ecuación** 47.

$$qm_{\text{máx}} = fpm_{\text{máx}} * B \quad \text{Ec. 47}$$

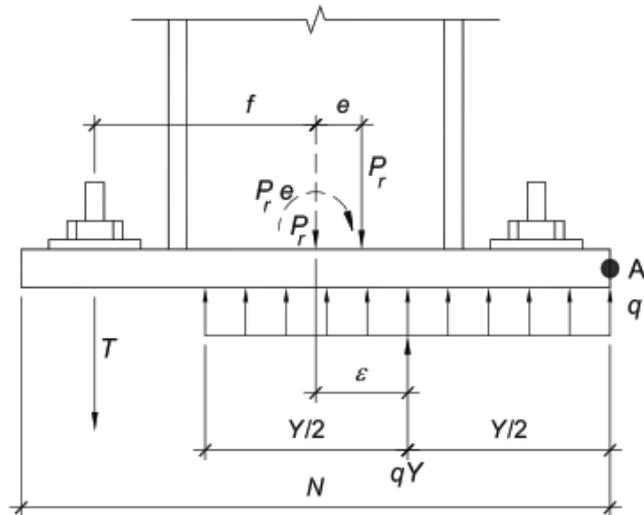
$$qm_{\text{máx}} = 0,6 * 0,85 * 21 \text{ N/mm}^2 * \sqrt{1} * 300\text{mm} = 3213 \text{ N/mm}$$

Con la fuerza de apoyo máxima y el largo de la placa base se puede determinar la excentricidad crítica con la Ecuación 46.

$$\varepsilon = \frac{300\text{mm}}{2} - \frac{1185,376 \text{ N}}{2 * 3213 \text{ N/mm}} = 149,83\text{mm}$$

Como se puede ver, la excentricidad crítica es mayor que la excentricidad por lo que se debe usar el procedimiento de momento pequeño. Entonces, siguiendo la metodología del momento pequeño se debe calcular la longitud de soporte con la **Ecuación** 48 (Fisher & Kloiber, 2006).

La Figura 33 muestra las condiciones necesarias que tiene una placa base con un momento pequeño en donde se ve que la excentricidad crítica es mayor que la excentricidad.



**Figura 33:** Placa base con momento pequeño.

**Fuente:** (Fisher & Kloiber, 2006)

$$Y = N - 2e \quad \text{Ec. 48}$$

$$Y = 300\text{mm} - 2 * (144,705 \text{ mm}) = 10,59 \text{ mm}$$

Luego se debe verificar que la fuerza de apoyo  $q$  no supere la fuerza de apoyo máxima  $q_{\text{máx}}$  que puede soportar la placa base, la fuerza de apoyo  $q$  se expresa con la **Ecuación 49**.

$$q = \frac{Pu}{Y} \quad \text{Ec. 49}$$

Donde:

$q$ : fuerza de apoyo

$$q = \frac{1185,376 \text{ N}}{10,59\text{mm}} = 111,934 \text{ N/mm}$$

$$q < q_{\text{máx}}$$

$$111,934\text{N/mm} < 3213 \text{ N/mm}$$

Como se puede ver la fuerza de apoyo que se ejerce sobre la placa base es menor que la fuerza de apoyo máxima que puede soportar.

Finalmente, se calcula el espesor requerido de la placa base mediante las **Ecuaciones 50 y 51**.

Si  $Y \geq m$ , se debe usar la **Ecuación 50**.

$$tp(req) = 1,5 * m * \sqrt{\frac{fp}{Fyp}} \quad \text{Ec. 50}$$

Si  $Y < m$ , se debe usar la **Ecuación 51**.

$$tp(req) = 2,11 * \sqrt{\frac{fp(máx) * Y * \left(m - \frac{Y}{2}\right)}{Fyp}} \quad \text{Ec. 51}$$

Donde:

$tp(req)$ : espesor requerido de la placa base (mm)

La distancia  $m$  que se observa en la Figura 31 se determina mediante la **Ecuación 52**. Se debe usar el valor de 0,8 veces el diámetro de la torre en la fórmula para determinar el parámetro  $m$ , debido a que la geometría de la torre es circular, (Fisher & Kloiber, 2006).

$$m = \frac{N - 0,8D}{2} \quad \text{Ec. 52}$$

$$m = \frac{300mm - (0,8 * 168,3mm)}{2} = 82,68mm$$

Ya que  $m > Y$ , se usa la **Ecuación 51**.

$$tp(req) = 2,11 * \sqrt{\frac{10,71N/mm^2 * 10,59 mm * \left(82,68mm - \frac{10,59 mm}{2}\right)}{250x10^6Pa}}$$

$$tp(req) = 2,11 * \sqrt{5,925mm^2} = 5,136mm$$

Al realizar los cálculos se obtuvo un valor de 5,136 mm de espesor de placa base de acero A36, consultando en la empresa DISMETAL la cual también proporcionó el material para la torre, entre sus productos de planchas de acero A36, se eligió una plancha de acero de 1220 mm x 2440 mm con un espesor de 6 mm, la cual servirá para realizar la construcción de la placa base.

Luego, se debe determinar la fuerza de tensión  $T$  en el perno de anclaje mediante la **Ecuación 53** (Fisher & Kloiber, 2006).

$$T = (qmáx * Y) - Pu \quad \text{Ec. 53}$$

Donde:

Y: longitud de apoyo (mm)

T: fuerza de tensión en la barra de anclaje (N)

$$T = \left( 3213 \frac{N}{mm} * 10,59mm \right) - 1185,376 N = 32840,294 N$$

Ahora, se determinan las dimensiones del perno de anclaje tomando en cuenta la tensión T a la que se encuentra sometido, con la Ecuación 53 se logró obtener la tensión en los pernos de anclaje de un lado de la placa base, por lo que, con la **Ecuación 54** se obtendrá el valor de la fuerza a la que estará sometido cada perno (Fisher & Kloiber, 2006).

$$Fp = \frac{T}{n} \quad \text{Ec. 54}$$

Donde:

n: número de pernos en un lado de la placa

Fp: fuerza de tensión ejercida en cada perno

Según (Fisher & Kloiber, 2006) una placa base tendrá como mínimo dos pernos de anclaje por lado, tomando en cuenta esto, se decidió colocar dos pernos por lado, por lo que en total la placa base tendrá cuatro pernos de anclaje.

$$Fp = \frac{32840,294 N}{2} = 16420,147N$$

$$Fp = 16420,147N * \frac{1kips}{4448,22N} = 3,691 kips$$

Ahora, con la fuerza que se ejerce en cada perno de anclaje se consulta en la Tabla 11 de varillas de anclaje para definir sus dimensiones, y se usa la Tabla 12 de arandelas para determinar las dimensiones de la arandela que se va a usar con el perno de anclaje.

Como ya se definió anteriormente, el perno de anclaje tendrá un diámetro de 3/4 in, por lo que de la Tabla 11 se comprueba si el perno de anclaje escogido es capaz de soportar la fuerza de tensión Fp calculada con la Ecuación 54, y en la Tabla 12 se escoge las dimensiones del orificio de la varilla y de la arandela en función del perno de anclaje escogido.

**Tabla 11:** Dimensiones y resistencia disponible de varillas de anclaje

| Diámetro de la varilla de anclaje (in) | Área de la varilla (in <sup>2</sup> ) | Grado 36 (kips) |
|--|---------------------------------------|-----------------|
| 3/4                                    | 0,442                                 | 14,4            |
| 7/8                                    | 0,601                                 | 19,6            |

**Fuente:** (Fisher & Kloiber, 2006)

**Tabla 12:** Tamaños recomendados para orificios de varilla de anclaje en placas base

| Diámetro de la varilla de anclaje (in) | Diámetro del agujero (in) | Diámetro mínimo de la arandela (in) | Espesor mínimo de la arandela (in) |
|--|---------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| 3/4                                    | 1 5/16                    | 2                                   | 1/4                                |
| 7/8                                    | 1 9/16                    | 2 1/2                               | 5/16                               |

**Fuente:** (Fisher & Kloiber, 2006)

Finalmente, en base a la fuerza de tensión de  $F_p=3,691$  kips en los pernos de anclaje, se comprobó que los pernos de anclaje de 3/4 in si permiten soportar dicha tensión, y mediante la Tabla 12 se seleccionó las dimensiones recomendadas para el diámetro del agujero del perno de anclaje, así como el diámetro y espesor mínimo de la arandela.

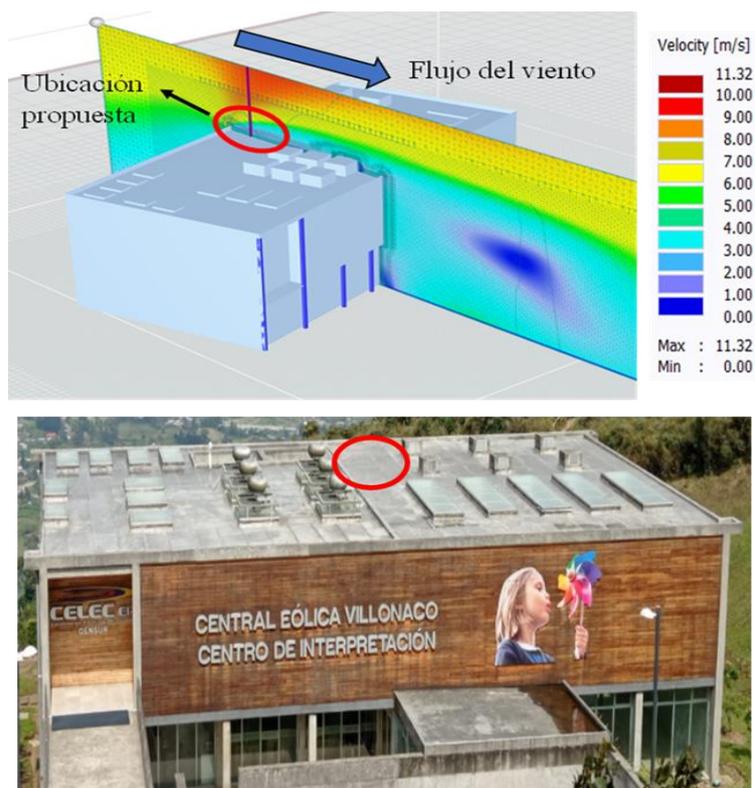
## 6 Resultados

### 6.1 Resultados del objetivo 1

Al llevar un proceso de análisis estadístico a los datos obtenidos de la torre meteorológica 1 del Parque Eólico Villonaco, se determinó una velocidad promedio de referencia de 10,74 m/s, dicha velocidad sirvió para desarrollar la simulación del comportamiento de viento en el edificio del Centro de Interpretación Villonaco.

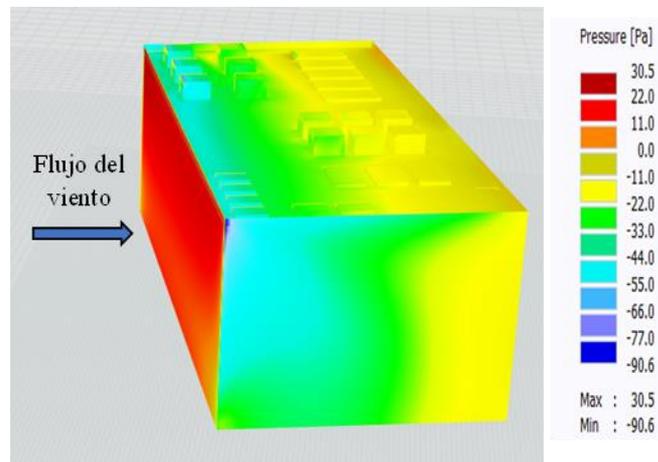
Es evidente que el viento cambia sus características como su dirección, velocidad y presión cuando en su camino se encuentra con obstáculos, debido a eso, se usó la velocidad promedio de 10,74 m/s como una referencia para realizar la simulación del flujo de viento en el edificio del Centro de Interpretación Villonaco.

Una vez desarrollada la simulación en el software RWIND se logró definir la altura exacta donde ubicar el rotor del aerogenerador y la velocidad media de viento con la que se desarrolló el diseño del aerogenerador, en la Figura 34 se muestra la zona donde se ubicará el aerogenerador, la cual fue elegida debido a que el viento tiende a aumentar su velocidad en esa zona por la diferencia de presiones que se producen en la terraza del edificio. Además, se tomó en cuenta que la zona donde se ubicará el aerogenerador no exista obstáculos que interfieran con la estructura.



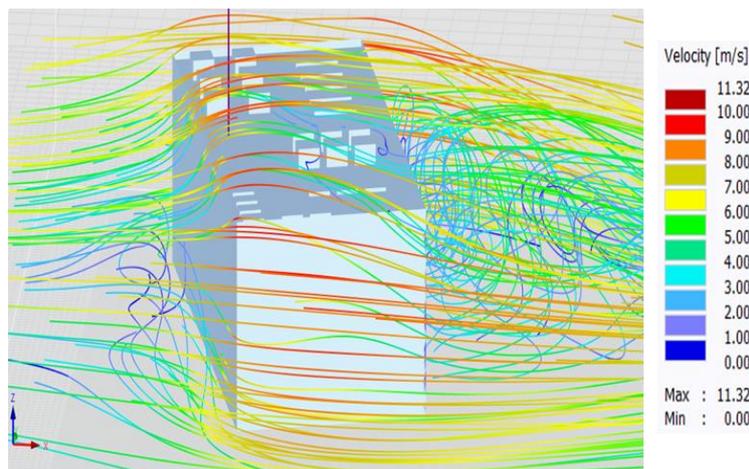
**Figura 34:** Ubicación propuesta para el emplazamiento del aerogenerador.

En la Figura 35 se muestra las zonas de presiones que se obtuvieron en la superficie del edificio del CIV mediante la simulación, se puede observar una gran presión en la parte trasera del edificio debido al impacto del viento con dicha zona, también se observa las zonas de presión con signos negativos llamadas zonas de succión, estas zonas son las que provocan las recirculaciones de viento en la terraza. En las zonas donde existe un cambio abrupto de presión de positivo a negativo es donde se producen las velocidades de viento más altas.



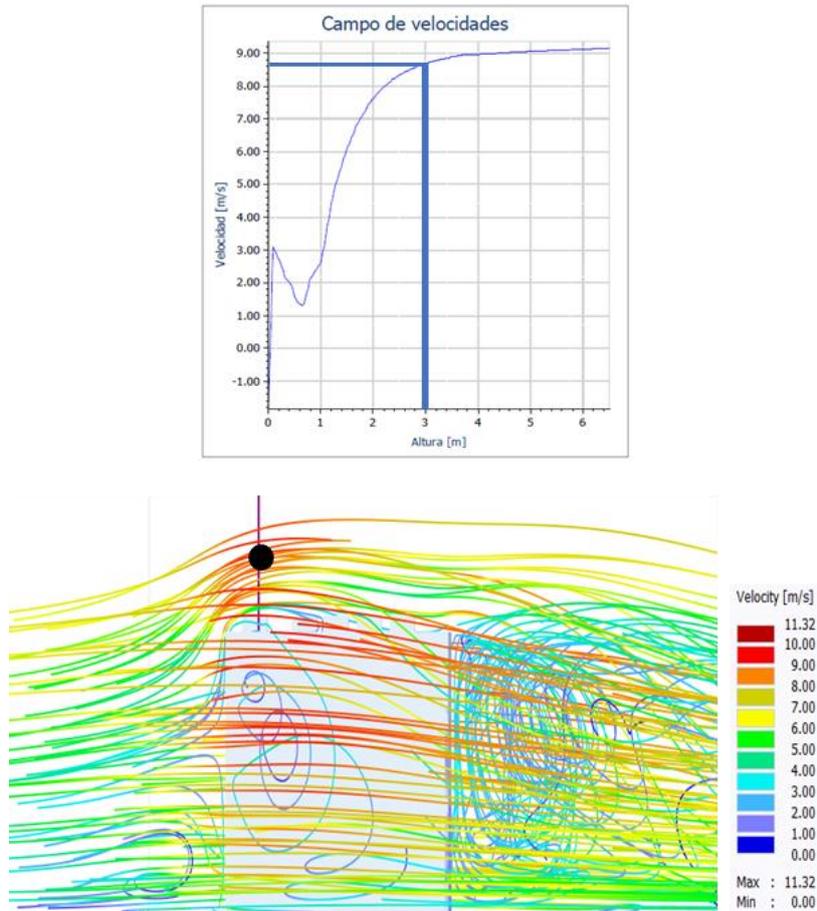
**Figura 35:** Zona de presiones en la superficie del edificio del CIV.

En la Figura 36 se observa el campo de velocidades que se desarrolló alrededor del edificio, se pudo observar que el viento en su recorrido sobre la parte trasera del edificio tiende a aumentar su velocidad mientras más se aleja de la superficie de la terraza, por otro lado, ocurre una disminución de la velocidad del viento a medida que el flujo se acerca a la superficie de la terraza, obteniendo un valor de velocidad de cero justo cuando el viento hace contacto con la superficie. Además, ocurren recirculaciones de viento con muy bajas velocidades, debido a los obstáculos sobre la terraza y a las presiones negativas que se producen.



**Figura 36:** Campo de velocidades sobre el edificio del CIV.

Con la simulación realizada, se eligió una velocidad de 8,64 m/s para realizar el diseño del sistema de minigeración eólica, esta velocidad se obtuvo a una altura de 3 metros sobre la superficie de la terraza, por lo que, el centro geométrico del rotor estará ubicado a esa altura. En la Figura 37 se observa de mejor manera la posible zona en donde se colocará el rotor del aerogenerador.



**Figura 37:** Altura sobre el edificio para la posible ubicación del rotor y en donde se obtuvo la velocidad media de viento de diseño de 8,64 m/s.

## 6.2 Resultados del objetivo 2

Mediante la simulación CFD se estableció la ubicación y la velocidad promedio de diseño, parámetros que permitieron desarrollar el diseño de los componentes del sistema de generación. Además de esos parámetros fue imperativo definir otras variables necesarias para el diseño del rotor y los componentes eléctricos. Los parámetros que se usaron para el diseño del rotor tipo H, es la solidez del rotor, el coeficiente de potencia y la velocidad específica o TSR. Con las fórmulas descritas en la sección de metodología y los parámetros que caracterizan el rotor Darrieus tipo H, se logró dimensionar el diseño del rotor, el álabe y los

componentes eléctricos. En la Tabla 13 se observan los resultados obtenidos del diseño de los componentes del sistema de generación.

**Tabla 13:** Parámetros importantes y resultados obtenidos en el diseño del rotor y los componentes eléctricos.

| <b>Especificaciones</b> |                                      |                      |
|-------------------------|--------------------------------------|----------------------|
| Parámetros del rotor    | Coefficiente de potencia ( $C_p$ )   | 0,35                 |
|                         | Velocidad específica ( $\lambda$ )   | 4                    |
|                         | Solidez ( $\sigma$ )                 | 0,15                 |
| Rotor                   | Diámetro ( $D_r$ )                   | 1,86 m               |
|                         | Área de barrido ( $A_b$ )            | 1,747 m <sup>2</sup> |
|                         | Tipo                                 | Darrieus tipo H      |
| Álabe                   | Cuerda ( $c$ )                       | 0,093 m              |
|                         | Longitud ( $h$ )                     | 0,94 m               |
|                         | Perfil                               | NACA 0025            |
|                         | Ángulo de ataque                     | 15                   |
|                         | Material                             | Fibra de vidrio      |
| Generador               | Potencia nominal ( $P_{ng}$ )        | 500 W                |
|                         | Voltaje ( $V_g$ )                    | 24 V                 |
|                         | Velocidad nominal ( $V_{ng}$ )       | 350 rpm              |
| Inversor                | Potencia ( $P_{inv}$ )               | 1000 W               |
|                         | Voltaje de entrada ( $V_{ent-inv}$ ) | 24 V AC              |
|                         | Voltaje de salida ( $V_{sal-inv}$ )  | 220 V AC             |

### **Simulación del perfil aerodinámico**

El perfil seleccionado fue un NACA 0025, con el cual se realizó una simulación con el propósito de obtener los coeficientes aerodinámicos los cuales fueron usados para determinar la fuerza aerodinámica que ejerce el viento sobre los álabes y la cual se transmite hacia el eje y la estructura.

En la Tabla 14 se muestran las características que se usaron en el mallado del perfil aerodinámico, estas características tienen importancia a la hora de captar el comportamiento del flujo de viento sobre el contorno del perfil.

**Tabla 14:** Características del mallado del perfil NACA y el volumen de control

|                                    |                      |           |  |
|------------------------------------|----------------------|-----------|--|
| Dimensiones del volumen de control | H1<br>12 m           | H2<br>8 m |  |
| Método de mallado                  | Triangular           |           |  |
| Refinamiento de malla              |                      |           |  |
| Volumen de control                 | 2,1x10 <sup>-4</sup> |           |  |
| Cuerpo de influencia               | 1,4x10 <sup>-5</sup> |           |  |
|                                    |                      |           |  |

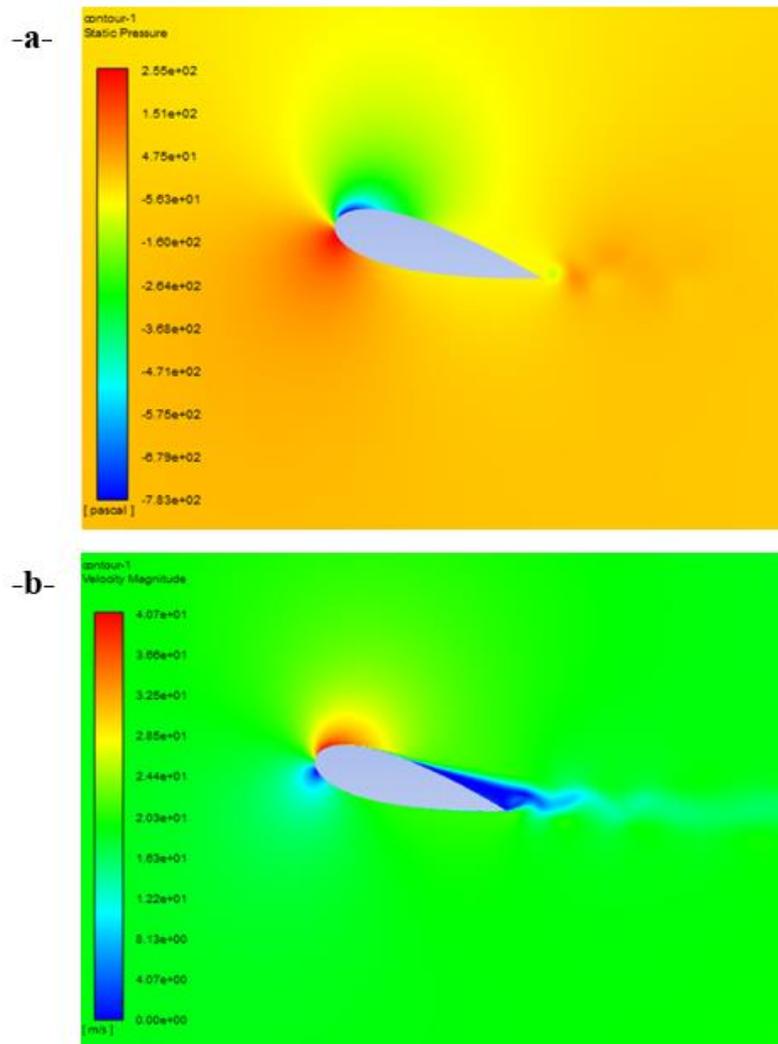
En la Tabla 15 se muestran las condiciones que se tomaron en cuenta para realizar la simulación en el software ANSYS.

**Tabla 15:** Consideraciones para la simulación

|                       |                               |                       |
|-----------------------|-------------------------------|-----------------------|
| Modelo de turbulencia | Viscosidad<br>k-épsilon (SST) |                       |
| Velocidad de entrada  | 20 m/s                        |                       |
| Valores de referencia | Área                          | 0,08742 m             |
|                       | Densidad                      | 0,9 kg/m <sup>3</sup> |
|                       | Espesor                       | 0,94 m                |
|                       | Longitud                      | 0,093 m               |
|                       | Velocidad                     | 20 m/s                |

Con las condiciones ya definidas se logró realizar la simulación del perfil aerodinámico, en la Figura 38-a- se muestra como la velocidad del viento generó una gran presión en la zona de intrados justo en la región del borde de ataque, también, se puede observar que en el lado opuesto de esta zona se generaron bajas presiones, esto es debido a que el perfil tiene un valor de 15° de ángulo de ataque. En la Figura 38-b- se muestra un comportamiento similar, pero con la velocidad; en la zona donde se produjeron altas presiones se generaron bajas velocidades, mientras que en las zonas de bajas presiones hubo un incremento en la velocidad del viento. Debido al aumento de la velocidad del viento en la zona de extrados en la región del borde de ataque se evidencia en la Figura 37-b- el desprendimiento de la capa límite en el borde de fuga del perfil.

Al conceder un ángulo de ataque al perfil aerodinámico se logró generar una mayor fuerza de sustentación, pero en consecuencia se obtuvo un aumento en la fuerza de arrastre debido a que, al aumentar el ángulo de ataque, también, aumenta el área de contacto del perfil con el viento.



**Figura 38:** Simulación del flujo de viento en el contorno del perfil NACA 0025 para  $\alpha = 15^\circ$  mediante el software ANSYS, a) contorno de presiones, b) contorno de velocidades.

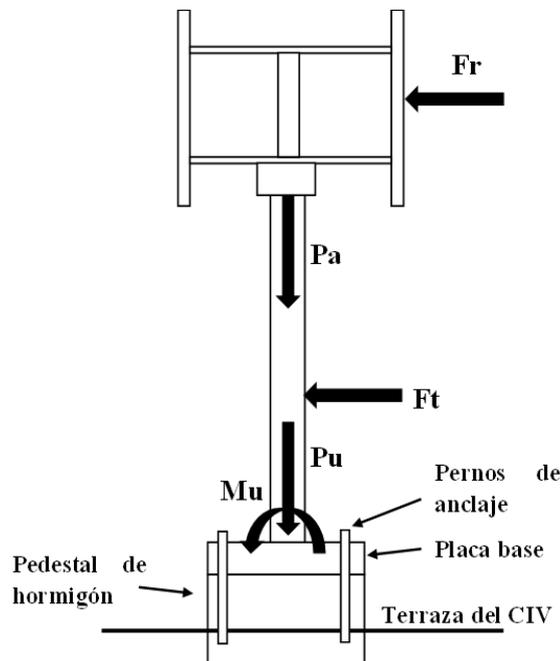
Para el diseño del eje se consideró la carga presente en el álabe, esta carga es producida por el viento y se distribuye sobre la longitud del álabe, la carga sobre el álabe es la fuerza aerodinámica y se descompone en dos componentes, las cuales son la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre. Para la determinación de las componentes de la fuerza aerodinámica se usó los resultados de los coeficientes de sustentación y arrastre, los cuales se obtuvieron mediante la simulación del perfil aerodinámico en el software ANSYS. En la Tabla 16 se observan los coeficientes de sustentación y arrastre obtenidos mediante la simulación al perfil NACA 0025 y la fuerza aerodinámica con sus componentes que fueron calculados tomando en cuenta dichos coeficientes.

**Tabla 16:** Características de la fuerza de sustentación y arrastre presentes en el perfil NACA 0025

|                    | Coeficientes aerodinámicos | Componentes de la fuerza aerodinámica $F_l$ y $F_d$ (N) | Fuerza aerodinámica $F_a$ (N) |
|--------------------|----------------------------|---|-------------------------------|
| Sustentación $C_l$ | 1,025                      | 224,23  |                               |
| Arrastre $C_d$     | 14,25                      | 16,13   | 224,81                        |

### 6.3 Resultados del objetivo 3

Para el diseño de la estructura de soporte fue necesario definir todas las cargas a las que se encuentran sometidos los elementos de sujeción y anclaje (placa base y pernos o varillas de anclaje), como se puede ver en la Figura 39 en un aerogenerador se pueden encontrar cargas axiales ( $P_r$ ,  $P_u$ ), debidas a los pesos de los componentes del sistema, cargas radiales ( $F_v$ ,  $F_t$ ), debidas a la fuerza del viento y un momento máximo ( $M_u$ ) debido a la acción de la fuerza del viento sobre en el rotor y la torre, estas misma cargas se transmiten hacía la placa base y a los pernos de anclaje.



**Figura 39:** Distribución de cargas en el sistema.

En la sección de metodología se detalló el procedimiento para determinar todas las cargas presentes en toda la estructura y analizar su resistencia ante la presencia del viento. En la Tabla 17 se detallan las especificaciones para el diseño del sistema de sujeción y anclaje (torre, pernos de anclaje y placa base) determinadas mediante los cálculos teóricos.

**Tabla 17:** Especificaciones de los elementos estructurales de sujeción y anclaje.

| <b>Elemento</b>                   | <b>Especificaciones</b>                    | <b>Valor</b>                     |          |
|-----------------------------------|--|----------------------------------|----------|
| Torre                             | Momento flector máximo (M <sub>máx</sub> ) | 171,53 Nm                        |          |
|                                   | Carga radial                               | Carga radial sobre el rotor (Fr) | 144,65 N |
|                                   |  | Carga radial sobre la torre (Ft) | 35,38 N  |
|                                   | Altura (H)                                 | 2,68                             |          |
|                                   | Diámetro (D)                               | 168,3 mm                         |          |
|                                   | Tensión máxima ( $\sigma_{máx}$ )          | 1,379 MPa                        |          |
|                                   | Carga axial en la torre (Pa)               | 443,156 N                        |          |
|                                   | Espesor (e)                                | 7,11 mm                          |          |
|                                   | Placa base                                 | Ancho (B)                        | 300 mm   |
|                                   |  | Largo (N)                        | 300 mm   |
| Espesor (tp)                      |  | 6 mm                             |          |
| Carga axial en la placa base (Pu) |  | 1121,679 N                       |          |
| Momento máximo (Mu)               |  | 171,530 Nm                       |          |
| Material                          |  | Acero A36                        |          |
| Pernos de anclaje                 |  | Diámetro                         | 3/4 in   |
|                                   | Largo                                      | 12 in                            |          |
|                                   | Cantidad                                   | 4                                |          |
|                                   | Material                                   | Acero A36                        |          |
|                                   | Fuerza de tensión en el perno (Fp)         | 16,420 kN                        |          |
| Pedestal                          | Largo                                      | 300 mm                           |          |
|                                   | Ancho                                      | 300 mm                           |          |
|                                   | Altura                                     | 30 cm                            |          |

## 7 Discusión

Mediante el análisis de los datos del viento recolectados durante los años 2012 hasta el 2020 en la torre meteorológica 1, se obtuvo la velocidad promedio del viento con la cual se pudo realizar la simulación de flujo del viento en el CIV. La simulación fue realizada mediante el software RWIND Simulation, el cual utiliza métodos CFD para simular los flujos de viento sobre obstáculos, en este caso el viento promedio con el cual se realizó la simulación fue de 10,74 m/s a una altura de 43 m. Al realizar la simulación, se pudo evidenciar ciertas alteraciones en la particularidad del viento, como cambios en la presión cuando el viento impacta contra el edificio, cambios en la dirección del viento y cambios en su velocidad, todas estas alteraciones son debidas a la capa límite que se forma en el CIV y a las características geográficas del lugar. Se determinó que en la terraza del CIV se podían encontrar velocidades de hasta 9 m/s hasta una altura de 4 m, desde esa altura la velocidad no aumenta de manera significativa. Desde aproximadamente los 2,2 m hasta los 3 m la velocidad se mantiene entre 8 y 8,6 m/s, por lo que se determinó mantener el rotor a una

altura de 3 m, en donde se puede obtener una velocidad de 8,6 m/s, tal y como se puede ver en la Figura 11 y 12. Estas alteraciones también fueron observadas en un trabajo realizado por Nofal et al., (2022), en donde se realizó un estudio sobre los efectos del viento sobre la comunidad de México Beach, FL. En dicho trabajo, los resultados del análisis mediante RWIND proporcionaron una simulación interactiva de flujo de viento que muestra la variación espacial del flujo de viento y la variación subsiguiente en la velocidad del viento, demostrando como la velocidad del viento disminuye cuando se acerca a los edificios de la comunidad, debido a que las partículas del viento se detienen al impactarlos. También se presentaron resultados de como la orientación y ubicación de los edificios afectan en la velocidad del viento, además, se muestra el cambio de la presión (con signo positivo) a succión (con signo negativo). Contrastando los resultados de este trabajo con los resultados obtenidos por Nofal et al., (2022) , dado que se utilizó el mismo software para el análisis del flujo de viento y su comportamiento, se puede asegurar que los cambios en las velocidades y presiones en el edificio del CIV tienen veracidad, como resultado, la velocidad obtenida por RWIND en la terraza del CIV se puede utilizar para realizar el diseño del sistema de minigeneración eólica.

En el Centro de Interpretación Villonaco se determinó una velocidad promedio de 8,6 m/s para el diseño del sistema de minigeneración, debido a esto, se consideró seleccionar un rotor que permita captar el viento en cualquier dirección con altas velocidades y que su funcionamiento no se vea afectado debido a las condiciones de turbulencia del lugar. Para esto se tomó en cuenta los rotores de eje vertical ya que se adaptan a las exigencias de la zona de análisis, se decidió realizar el diseño de un rotor de eje vertical tipo H o también llamado Giromill, ya que, este tipo de rotor trabaja muy bien en condiciones con turbulencia y con altas velocidades de viento, además, su coeficiente de potencia es mayor comparado con el rotor tipo Savonius.

Tomando en cuenta los trabajos desarrollados por varios autores como Decoste et al. (2004), Kirke (1998), (Orduz y Suárez, 2011) y Aleiwi et al. (2016), en donde, se realizaron diseños de rotores tipo H mediante el uso de tablas, con las cuales se pueden definir las características para el diseño como la velocidad específica, el coeficiente de potencia, la solides y el aspecto de álabe; en el presente trabajo de titulación, igualmente se utilizaron las mismas tablas para definir estas características con la finalidad de realizar el dimensionamiento de los componentes del rotor mediante las ecuaciones detalladas en la sección de metodología.

Como ya se mencionó, el rotor tipo H basa su funcionamiento en la fuerza de sustentación para producir el giro del rotor, por esta razón, la selección del perfil aerodinámico fue esencial para tener una buena eficiencia del aerogenerador. Por medio de la simulación que se realizó en ANSYS al perfil NACA 0025 con un ángulo de ataque de  $15^\circ$ , se pudo evidenciar una pérdida de presión y un aumento de velocidad en la zona de extrados cerca de la región del borde de ataque, estas condiciones permiten alcanzar la suficiente fuerza de sustentación para producir la elevación del perfil alar y en consecuencia el giro del rotor.

En los resultados obtenidos por González et al., (2018) a varios perfiles aerodinámicos simétricos, se determinó que el perfil NACA 0025 con un ángulo de ataque de  $15^\circ$  mantiene una variación estable en el coeficiente de sustentación en función del ángulo de ataque, y se evidenció una diferencia de presiones entre las zonas de intrados y extrados al igual que la simulación realizada en este trabajo. Con los resultados que se obtuvieron mediante la simulación en ANSYS se logró obtener un buen valor de coeficiente de sustentación en relación con el coeficiente de arrastre, en consecuencia, se obtiene una mayor fuerza de sustentación que de arrastre para producir el giro del rotor.

En el objetivo 2 se detallaron las cargas presentes en el rotor y en la torre, estas mismas cargas incluyendo el peso del rotor y la torre son las que van a soportar la placa base y los pernos de anclaje. El diseño de la torre se limitó a verificar mediante ecuaciones la resistencia de la torre ante las cargas presente, la longitud de la torre se definió en la simulación del flujo de viento en el túnel virtual de viento del software RWIND, la torre tuvo la suficiente altura para que el rotor trabaje con altas velocidades para la generación y evitar que el mismo trabaje con vientos en régimen de turbulencia, es decir, con recirculaciones de viento, y estas recirculaciones se encuentran cerca de la superficie de la terraza del edificio. Los resultados obtenidos en el diseño de la torre en este trabajo de titulación, fueron similares a los obtenidos por Luna y Ramos (2017) y Nuñez (2015) ya que, el diseño se apoyó siguiendo la misma metodología realizada por los autores ya mencionados, a su vez, estos trabajos basaron su metodología en las ecuaciones del libro de Diseño en Ingeniería Mecánica de Shigley de los autores Budynas y Nisbett (s/f.) para comprobar la resistencia que ofrece la torre ante las cargas ejercidas sobre ella.

Las magnitudes de las características de todo el sistema de sujeción y anclaje (torre, placa base y pernos de anclaje) fueron obtenidas asegurándose que las estructuras puedan soportar las cargas ejercidas sobre las mismas y que son consecuencia de la interacción con el viento. Aunque las dimensiones del espesor de la placa base y los pernos de anclaje y sus

características mecánicas puedan soportar en demasía las cargas transmitidas por la torre, fue importante basar su dimensionamiento en normas que permitan justificar su diseño con el propósito de asegurarse que dichas cargas puedan ser soportadas por el sistema de sujeción y anclajes. Según la metodología de Fisher & Kloiber (2006), en donde se detalla cómo realizar el diseño de placas base y pernos de anclaje para columnas de acero según las normas de la AISC, se logró determinar las dimensiones de la placa base y los pernos de anclaje necesarios para soportar las cargas presentes en todo el sistema de sujeción y anclaje.

## **8 Conclusiones**

Con ayuda del software RWIND se modeló el recurso eólico en el CIV para conocer el comportamiento del viento en la capa límite y evidenciar los cambios en la presión, la dirección y velocidad. Mediante la simulación se obtuvo una velocidad de viento promedio de 8.64 m/s a 3 metros de altura de la superficie del emplazamiento, que corresponde a la región con mayor recurso eólico para su explotación con fines de generación; además, se obtuvo un valor de presión de -24,6 Pa y en cuanto a la turbulencia, se obtuvo un valor de energía cinética turbulenta de  $k = 8,4$  y una tasa de disipación de energía de 4.

Se realizó el diseño de los componentes del sistema de minigeneración eólica, tomando en cuenta las condiciones eolográficas del emplazamiento y de algunos parámetros que caracterizan la geometría de rotor seleccionado, obteniendo así un rotor Darrieus tipo H de 1,86 m de diámetro y 0,94 m de altura.

Se diseñó el sistema de sujeción y anclaje para el aerogenerador mediante un análisis estático, en el cual se consideraron las cargas debidas a la velocidad crítica del viento. En la Tabla 17 se muestran las especificaciones técnicas de los elementos de sujeción y anclaje los cuales permiten tener la certeza de que no se presentarán fallas estructurales que afecten el buen funcionamiento del aerogenerador.

## **9 Recomendaciones**

Es importante definir correctamente los valores de entrada en el software RWIND, para que los resultados proporcionados mediante la simulación se aproximen lo más posible a la realidad, permitiendo realizar un correcto diseño del sistema de minigeneración.

Es verdad que a más altura sobre el edificio del CIV hay más velocidad de viento, pero, no es conveniente aumentar demasiado la altura de la torre para obtener más velocidad, ya que pasada cierta altura la velocidad del viento no aumenta de manera significativa como para justificar el precio de aumentar el material usado para la construcción de la torre.

En el diseño de los componentes del sistema de generación, cada uno debe ajustarse a las medidas que el mercado proporciona, pero, tomando en cuenta los valores mínimos calculados para asegurar su funcionamiento.

El perfil aerodinámico es un componente muy importante para tener una buena eficiencia en el sistema, por lo que se recomienda tener en cuenta cómo se desarrollan sus coeficientes de sustentación y arrastre en función del viento.

Para economizar los costos en la construcción se puede reducir el diámetro de la torre, el espesor de la placa base y el diámetro de los pernos de anclaje, pero asegurándose de cumplir con las condiciones propuestas en la metodología.

## 10 Bibliografía

- Acciona. (2020). *Energía Eólica*. [https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/?\\_adin=02021864894](https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/?_adin=02021864894)
- Aleiwi, S., Yahia, A., & Alabd, Y. (2016). *Design and fabrication of a Giromill vertical axis wind turbine*. [https://me.emu.edu.tr/Documents/MENG411\\_Spring2016\\_Design%20and%20Fabrication%20of%20a%20Giromill%20VAWT.pdf](https://me.emu.edu.tr/Documents/MENG411_Spring2016_Design%20and%20Fabrication%20of%20a%20Giromill%20VAWT.pdf)
- Almanza y Rodriguez. (2020). *Diseño de un aerogenerador de eje vertical con guía paso a paso*. <https://repository.uamerica.edu.co/>
- Antezana, J. (2004). *Universidad de Chile facultad de ciencias físicas y matemáticas, departamento de ingeniería eléctrica*. [https://www.bibliotecadigital.uchile.cl/discovery/fulldisplay?context=L&vid=56UDC\\_INST:56UDC\\_INST&search\\_scope=MyInst\\_and\\_CI&tab=Everything&docid=alma991004043769703936](https://www.bibliotecadigital.uchile.cl/discovery/fulldisplay?context=L&vid=56UDC_INST:56UDC_INST&search_scope=MyInst_and_CI&tab=Everything&docid=alma991004043769703936)
- Beer, F., Johnston, R., DeWolf, J., & Mazurek, D. (n.d.). *Mecánica de materiales*.
- Budynas y Nisbett. (n.d.). *Diseño en ingeniería mecánica de Shigley*.
- Bueno López, M., & Garzon, S. (2015). *Sistema de Control para Aerogeneradores Empleando Lógica Difusa Escuelas de Pensamiento View project Instantaneous Frequency in Electric Power Systems View project*. [https://www.researchgate.net/publication/321807468\\_Sistema\\_de\\_Control\\_para\\_Aerogeneradores\\_Empleando\\_Logica\\_Difusa](https://www.researchgate.net/publication/321807468_Sistema_de_Control_para_Aerogeneradores_Empleando_Logica_Difusa)
- Bustamante, Carlos, Jans, Margarita, Higuera, & Ester. (2014). *El comportamiento del viento en la morfología urbana y su incidencia en el uso estancial del espacio público, Punta Arenas, Chile*. [https://oa.upm.es/35871/7/INVE\\_MEM\\_2014\\_209302.pdf](https://oa.upm.es/35871/7/INVE_MEM_2014_209302.pdf)
- Calle, R. (2018). *Estudio aerodinámico de un aerogenerador vertical mediante técnicas de cálculo CFD*. <https://oa.upm.es/53294/>
- Carrera, E., & Collaguazo, P. (2013). *Diseño y construcción de un dispositivo aerogenerador de eje vertical con capacidad mínima de 500 vatios de energía eléctrica*. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/6009>
- Carrión, E. (2019). *Eólica en Ecuador: Loja, gran potencial en recurso eólico y en radiación solar*. <https://www.evwind.com/2019/08/07/eolica-en-ecuador-loja-gran-potencial-en-recurso-eolico-y-en-radiacion->



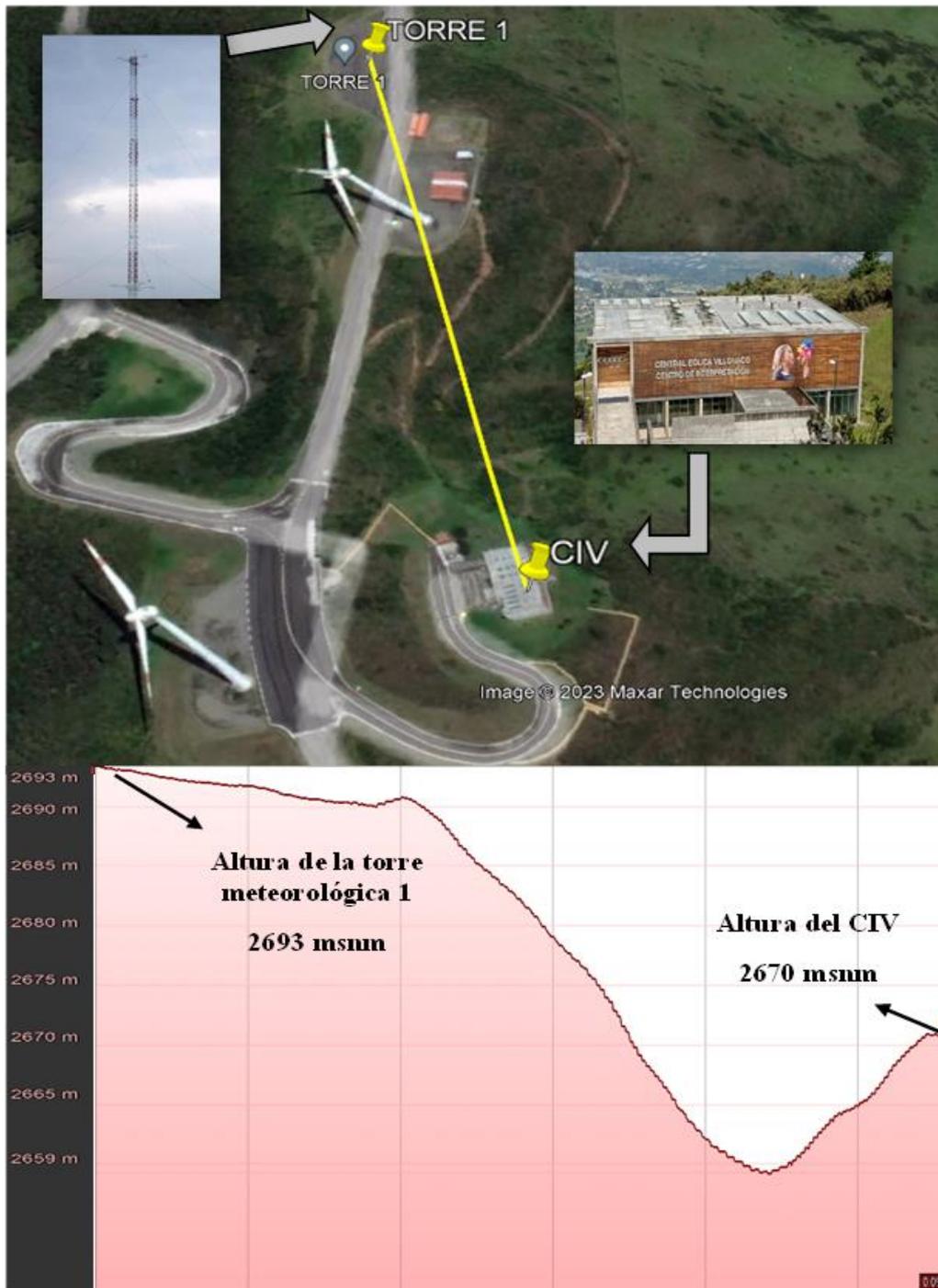
- Guerron, G. (2014). *Análisis del comportamiento de un parque eólico en condiciones extremas*.
- Hernández, A. (2021). "Diseño y fabricación de un prototipo de micro aerogenerador de baja potencia." [https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/342051/REPORT\\_HERNANDEZ\\_ANDRES.pdf?sequence=2](https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/342051/REPORT_HERNANDEZ_ANDRES.pdf?sequence=2)
- Herrando, G. (2012). *Optimización del diseño de la cimentación para un aerogenerador*. <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/17202>
- IEA. (2010). *Energy technology perspectives 2010 : escenarios and strategies to 2050*. IEA.
- Ingecon. (n.d.). *Inversor para pequeñas instalaciones eólicas*. Retrieved November 24, 2022, from [https://www.ingeteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/fotovoltaico/tablas/13\\_Wind\\_contrans.pdf](https://www.ingeteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/fotovoltaico/tablas/13_Wind_contrans.pdf)
- Jijón, D., Constante, J., Moya, M., & Guerrón, G. (2015). Métodos para homogenizar y rellenar datos de viento de la torre meteorológica del Parque Eólico Villonaco en Loja-Ecuador. *ACI Avances En Ciencias e Ingenierías*, 7(2). <https://doi.org/10.18272/aci.v7i2.265>
- Kirke, B. (1998). *Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications*.
- Luna y Ramos. (2017). *Diseño de un aerogenerador para suministro de energía eléctrica para el alumbrado nocturno-externo de la planta Vidrio Andino S.A.* <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6497>
- Malagón, E. (2021). *Sistemas de almacenamiento de energía*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-descarbonizacion/>
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*.
- Mártil, I. (2021). *Historia de la energía eólica: del origen a la II Guerra Mundial*. <https://www.bbvaopenmind.com/tecnologia/innovacion/historia-energia-eolica-origen-ii-guerra-mundial/>
- Material Mundial. (n.d.). *Acero inoxidable AISI 304 ficha técnica, propiedades, densidad, dureza*. Retrieved February 19, 2023, from <https://www.materialmundial.com/acero-inoxidable-ss-astm-sae-aisi-304-ficha-tecnica/>
- Mott, R. L. (2004). *Diseño de elementos de máquinas*. Pearson/Prentice Hall.

- Mott, R. L., Untener, J. A., Murrieta Murrieta, J. E., & Hernández Cárdenas, R. (2015). *Mecánica de fluidos*. Pearson.
- Nofal, O. M., van de Lind, J. W., & Zakzouk, A. (2022). BIM-GIS integration approach for high-fidelity wind hazard modeling at the community-level. *Frontiers in Built Environment*, 8. <https://doi.org/10.3389/fbuil.2022.915209>
- Nuñez, I. (2015). *Diseño y cálculo de la torre y cimentación de un aerogenerador*. <https://addi.ehu.es/handle/10810/14945>
- Oliveros, P. (n.d.). *DESARROLLO ELÉCTRICO DE UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN EÓLICA*. Retrieved November 16, 2022, from [https://oa.upm.es/43922/1/TFG\\_PABLO\\_OLIVEROS\\_RUBIO.pdf](https://oa.upm.es/43922/1/TFG_PABLO_OLIVEROS_RUBIO.pdf)
- OpenFOAM. (2023). *Acerca de OpenFOAM*. <https://www.openfoam.com/>
- Orduz y Suárez. (2011). *Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia*.
- Pathak, A. (2022). *Los 10 mejores software de análisis de CFD para el desarrollo avanzado de productos* By Amrita Pathak in *Desarrollo de octubre 19, 2022*. <https://geekflare.com/es/best-cfd-analysis-software/>
- Promacero. (n.d.). *Barra solida*. Retrieved January 23, 2023, from [http://www.promacero.mx/barra\\_solida\\_1045](http://www.promacero.mx/barra_solida_1045)
- Ramírez, C., Carrión, G., Carrión, M., Díaz Patricia, Jiménez, F., Medina, S., Ruilova, M. del C., Rodríguez, L., Valdiviezo, M., & Vega, A. (2020, March 18). *Parque Eólico Villonaco y su acción ante el cambio climático*. [https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-parque-eolico-villonaco-accion-cambio-climatico#:~:text=El%20parque%20e%C3%B3lico%20Villonaco%20es,\(0.89kg%2Fm3\)](https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-parque-eolico-villonaco-accion-cambio-climatico#:~:text=El%20parque%20e%C3%B3lico%20Villonaco%20es,(0.89kg%2Fm3))).
- Risueño, S. (2017). *“Estudio estructural del soporte de un aerogenerador.”* [https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/27287/TFG\\_Sergio\\_Risueno\\_Gomez.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/27287/TFG_Sergio_Risueno_Gomez.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Ropero, S. (2021). *Agotamiento de los recursos naturales: causas y consecuencias*. <https://www.ecologiaverde.com/agotamiento-de-los-recursos-naturales-causas-y-consecuencias-3396.html>
- Scyoc, M. (2022). *Tutorial de ANSYS Fluent*. <https://sunglass.io/tutorial-de-ansys-fluent-todo-lo-que-necesitas-saber/>

- SkiyCiv. (n.d.). *Cálculo de esfuerzo en bigas*. Retrieved February 17, 2023, from <https://platform.skyciv.com/dashboard>
- Solener. (2013). *Regulador de aerogenerador*. <https://www.solener.com/regaaero.pdf>
- Structuralia. (2018). *Aerogeneradores de eje vertical y horizontal*. <https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-de-eje-vertical-y-horizontal-tipos-ventajas-e-inconvenientes>
- Swissinfo. (2022). *Ecuador recibe 14 aerogeneradores para su mayor parque eólico en los Andes*. [https://www.swissinfo.ch/spa/ecuador-electricidad\\_ecuador-recibe-14-aerogeneradores-para-su-mayor-parque-e%C3%B3lico-en-los-andes/47289448#:~:text=Al%20momento%2C%20Ecuador%20dispone%20de,16%2C5%20megavatios%20de%20potencia](https://www.swissinfo.ch/spa/ecuador-electricidad_ecuador-recibe-14-aerogeneradores-para-su-mayor-parque-e%C3%B3lico-en-los-andes/47289448#:~:text=Al%20momento%2C%20Ecuador%20dispone%20de,16%2C5%20megavatios%20de%20potencia).
- Terán, F. (n.d.). *s.f. La ciudad y el viento. Fernando Troyano*. Retrieved November 22, 2022, from <https://oa.upm.es/10955/1/laciudadyelviento48.pdf>
- Universidad Veracruzana. (2022). *¿Que es la Energía Eólica?* Centro de Investigacion En Recursos Energéticos y Sustentables. <https://www.uv.mx/coatza/cires/main/keeseolica/>
- Villarrubia, M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*.
- Weather Spark. (2023). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en Loja*. <https://es.weatherspark.com/y/19339/Clima-promedio-en-Loja-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o#:~:text=En%20Loja%2C%20la%20temporada%20de,m%C3%A1s%20de%202023%20C2%B0C>.
- Wikipedia. (2022a). *Rotor Savonius*. [https://es.wikipedia.org/wiki/Rotor\\_Savonius](https://es.wikipedia.org/wiki/Rotor_Savonius)
- Wikipedia. (2022b, August 27). *Tabla dinámica*. [https://es.wikipedia.org/wiki/Tabla\\_din%C3%A1mica](https://es.wikipedia.org/wiki/Tabla_din%C3%A1mica)
- Wikipedia. (2023). *Coeficiente de resistencia*. [https://es.wikipedia.org/wiki/Coeficiente\\_de\\_resistencia](https://es.wikipedia.org/wiki/Coeficiente_de_resistencia)

## 11 Anexos

Anexo 1: Perfil de elevación de la ruta entre la torre 1 y el edificio del CIV.



**Anexo 2: Tabla de propiedades del aire contra la temperatura en unidades SI a la presión atmosférica estándar.**

| Temperatura<br>$T$<br>(°C) | Densidad<br>$\rho$<br>(kg/m <sup>3</sup> ) | Peso<br>específico<br>$\gamma$<br>(N/m <sup>3</sup> ) | Viscosidad<br>dinámica<br>$\eta$<br>(Pa·s) | Viscosidad<br>cinemática<br>$\nu$<br>(m <sup>2</sup> /s) |
|----------------------------|--|---|--|--|
| -40                        | 1.514                                      | 14.85   | $1.51 \times 10^{-5}$                      | $9.98 \times 10^{-6}$                                    |
| -30                        | 1.452                                      | 14.24   | $1.56 \times 10^{-5}$                      | $1.08 \times 10^{-5}$                                    |
| -20                        | 1.394                                      | 13.67   | $1.62 \times 10^{-5}$                      | $1.16 \times 10^{-5}$                                    |
| -10                        | 1.341                                      | 13.15   | $1.67 \times 10^{-5}$                      | $1.24 \times 10^{-5}$                                    |
| 0                          | 1.292                                      | 12.67   | $1.72 \times 10^{-5}$                      | $1.33 \times 10^{-5}$                                    |
| 10                         | 1.247                                      | 12.23   | $1.77 \times 10^{-5}$                      | $1.42 \times 10^{-5}$                                    |
| 20                         | 1.204                                      | 11.81   | $1.81 \times 10^{-5}$                      | $1.51 \times 10^{-5}$                                    |
| 30                         | 1.164                                      | 11.42   | $1.86 \times 10^{-5}$                      | $1.60 \times 10^{-5}$                                    |
| 40                         | 1.127                                      | 11.05   | $1.91 \times 10^{-5}$                      | $1.69 \times 10^{-5}$                                    |
| 50                         | 1.092                                      | 10.71   | $1.95 \times 10^{-5}$                      | $1.79 \times 10^{-5}$                                    |
| 60                         | 1.060                                      | 10.39   | $1.99 \times 10^{-5}$                      | $1.89 \times 10^{-5}$                                    |
| 70                         | 1.029                                      | 10.09   | $2.04 \times 10^{-5}$                      | $1.99 \times 10^{-5}$                                    |
| 80                         | 0.9995                                     | 9.802   | $2.09 \times 10^{-5}$                      | $2.09 \times 10^{-5}$                                    |
| 90                         | 0.9720                                     | 9.532   | $2.13 \times 10^{-5}$                      | $2.19 \times 10^{-5}$                                    |
| 100                        | 0.9459                                     | 9.277   | $2.17 \times 10^{-5}$                      | $2.30 \times 10^{-5}$                                    |
| 110                        | 0.9213                                     | 9.034   | $2.22 \times 10^{-5}$                      | $2.40 \times 10^{-5}$                                    |
| 120                        | 0.8978                                     | 8.805   | $2.26 \times 10^{-5}$                      | $2.51 \times 10^{-5}$                                    |

*Nota:* Las propiedades del aire para condiciones estándar a nivel del mar son las siguientes:  
 Temperatura 15 °C  
 Presión 101.325 kPa  
 Densidad 1.225 kg/m<sup>3</sup>  
 Peso específico 12.01 N/m<sup>3</sup>  
 Viscosidad dinámica  $1.789 \times 10^{-5}$  Pa·s  
 Viscosidad cinemática  $1.46 \times 10^{-5}$  m<sup>2</sup>/s

**Fuente:** (Mott et al., 2015)

### Anexo 3: Especificaciones del generador eléctrico de flujo axial ENGELEC.



| Specification sheet        |  |
|----------------------------|--|
| Generator Type             | ENM-0.5K-350R                          |
| Structure                  | Outer roter                            |
| Rated Power(KW)            | 0.5KW                                  |
| Rated Speed(RPM)           | 350RPM                                 |
| Rectified Rated Voltage(V) | 14V/28V/ 56V as customize              |
| Generator diameter(MM)     | 265MM                                  |
| Weight(kg)                 | 15kg                                   |
| Start torque(Nm)           | <0.1 Nm                                |
| Rated torque(Nm)           | 13.64 Nm                               |
| Efficiency                 | >90%                                   |
| Winding Type               | Y                                      |
| Insulation Resistance      | 500Mohm Min(500V DC)                   |
| Leakage Current(mA)        | <1 mA                                  |
| Insulation                 | F class                                |
| Working Temperature Rise   | ≤70°C                                  |
| Working Temperature        | -40°C — 120°C                          |
| Generator                  | AC 3 phase rare earth maglev generator |
| Stator type                | coreless                               |
| Housing material           | Aluminum Alloy                         |
| Shaft material             | Carbon Steel/Stainless Steel           |
| Bearing                    | NSK or SKF                             |
| Design lifetime            | >20                                    |

**Fuente:** (Engelec, s/f.)

**Anexo 4: Parámetros técnicos del inversor de la marca ENGELEC.**



| <b>Technical Parameters</b>       |                        |           |
|-----------------------------------|------------------------|-----------|
| Model                             | EEWI05-24              | EEWI05-48 |
| <b>DC Input Parameters</b>        |                        |           |
| Rated battery voltage             | 24Vdc                  | 48Vdc     |
| Input overvoltage point           | 34Vdc                  | 68Vdc     |
| Input overvoltage recovery point  | 33Vdc                  | 66Vdc     |
| Input undervoltage point          | 21.6Vdc                | 43.2Vdc   |
| Input undervoltage recovery point | 24Vdc                  | 48Vdc     |
| <b>AC Output Parameters</b>       |                        |           |
| Output phase number               | Single phase           |           |
| Rated output power                | 500VA                  |           |
| Rated output voltage              | 110/120/220/230/240Vac |           |
| Rated output frequency            | 50/60±0.5HZ            |           |
| THDi                              | <3%                    |           |
| <b>Efficiency</b>                 |                        |           |
| Max. conversion efficiency        | ≥90%                   |           |
| Cooling mode                      | Natural cooling        |           |
| Cover protection class            | IP20                   |           |
| Product dimension(W*H*D)          | 160×200×400mm          |           |
| Product net weight                | 12kg                   |           |

**Fuente: (Engelec, s/f.)**

**Anexo 5: Parámetros técnicos del controlador de carga de la marca ENGELEC.**



**Technical Parameters**

|                                   |  |
|-----------------------------------|--|
| Model                             | EESWM05-24-24  |
| <b>Wind Turbine Input</b>         |  |
| Rated input power                 | 300W(12V Battery)  |
|                                   | 600W(24V Battery)  |
| Input voltage range               | 0~16Vdc(12V Battery)   |
|                                   | 0~32Vdc(24V Battery)   |
| Start charge voltage              | 2Vdc(factory default,2Vdc~15Vdc settable)  |
|                                   | 4Vdc(factory default,4Vdc~30Vdc settable)  |
| Rated input current               | 22A dc   |
| Manual Brake                      | Keep press the button for 5s to unload completely, and then recover by hand.                               |
| Brake by over current             | 26A (factory default,0~26A settable) unload completely   |
|                                   | when reached the set current, and recover automatically  |
|                                   | after working 10mins.  |
| Brake by overvoltage              | Refer to “output overvoltage” control  |
| Brake by over wind                | 18m/s (0-30m/s settable), unload completely  |
| speed (optional)                  | when reached the set wind speed, and recover automatically after working 10mins.                           |
| Brake by over rotational          | 500r/min (factory default,0~1500r/min settable), unload completely   |
| Speed (optional)                  | when reached the set rotational speed, and recover automatically after working 10mins.                     |
| <b>Output Parameters</b>          |  |
| Rated output voltage              | 24V/12V *recognize automatically   |
| Output overvoltage point          | 28V (factory default,22Vdc~32Vdc settable)   |
|                                   | 14V (factory default,11Vdc~16Vdc settable)   |
| Output overvoltage recovery point | 25.4V (factory default, reduce 2.6V from the output overvoltage point)                                     |
|                                   | 12.7V (factory default, reduce 1.3V from the output overvoltage point)                                     |
| Max. Output current               | 25A  |
| <b>DC Load Output</b>             |  |
| Output loops                      | 2 loops  |
| Output control mode               | Both 2 loops could be set in 7 modes, such as light control on&off, light control on and time control off. |
| Output voltage range              | 21.6V~32V (24V battery); 10.8V~16V (12V battery)   |

**Fuente: (Engelec, s/f.)**

**Anexo 6: Conjunto del sistema de minigeneración.**

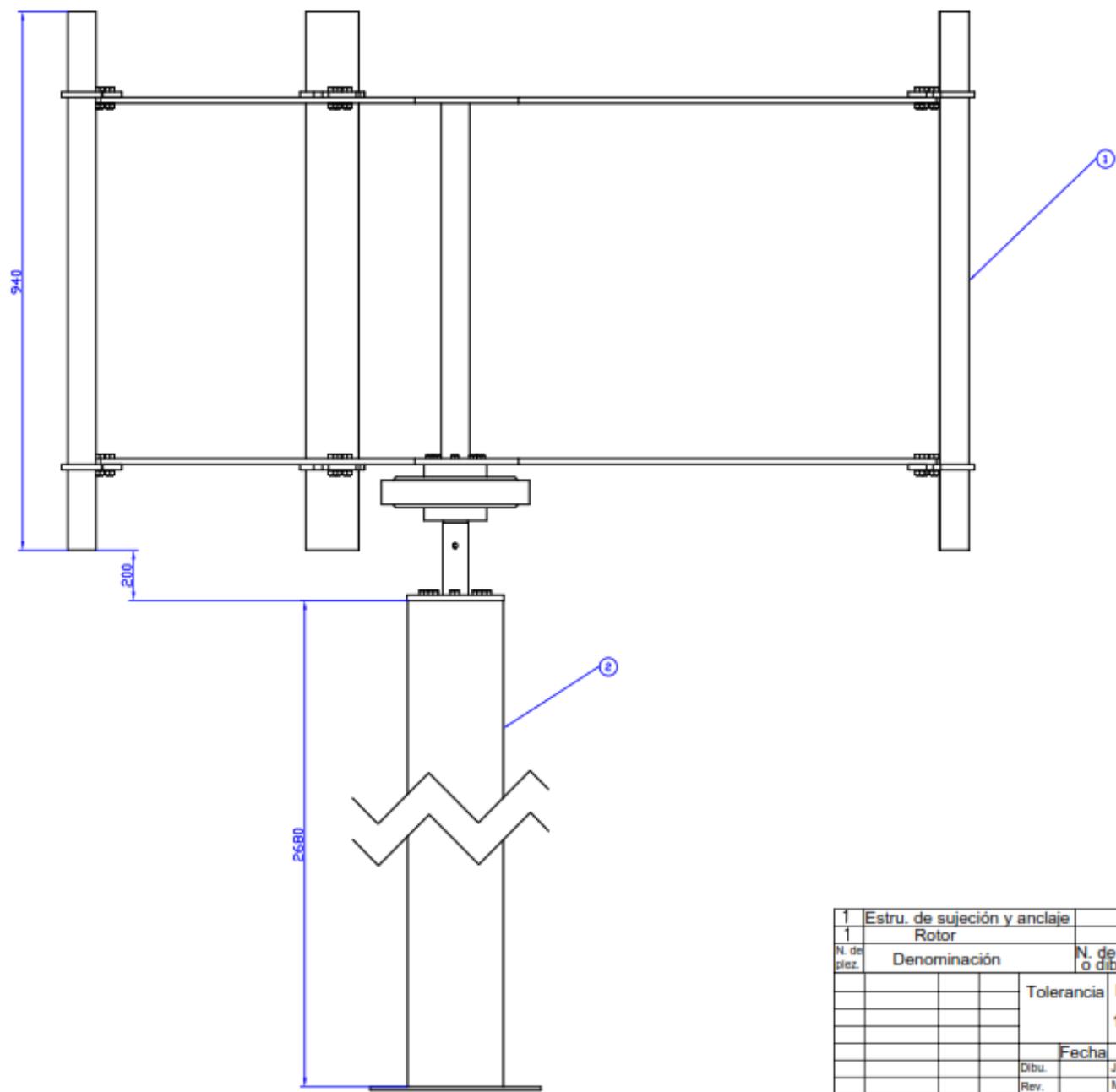
**Anexo 7: Subconjunto del rotor.**

**Anexo 8: Álabe.**

**Anexo 9: Generador.**

**Anexo 10: Soporte de los álabes.**

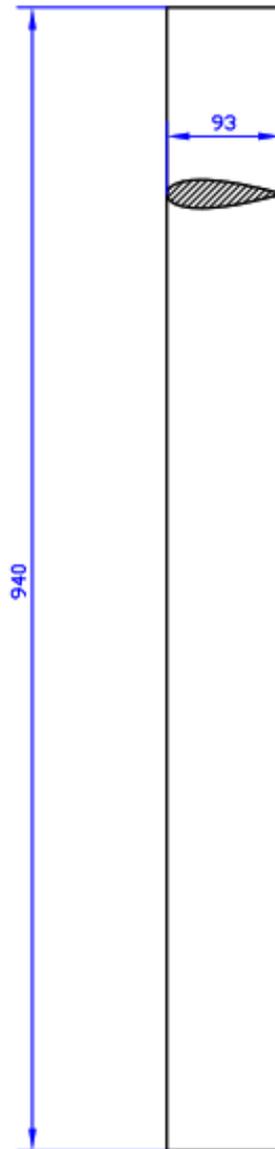
**Anexo 11: Sujeción del álabe.**

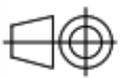


|             |                              |                      |                 |                                  |                   |        |               |
|-------------|------------------------------|----------------------|-----------------|----------------------------------|-------------------|--------|---------------|
| 1           | Estru. de sujeción y anclaje |                      |                 | 2                                | 01.02.00          | 80,7kg |               |
| 1           | Rotor                        |                      |                 | 1                                | 01.01.00          | 40,2kg |               |
| N. de pieza | Denominación                 | N. de norma o dibujo | Material        | No. de orden                     | Numero del modelo | Peso   | Observaciones |
|             |                              | Tolerancia           | Peso            | Materiales                       |                   |        |               |
|             |                              |                      | 120,96 kg       |                                  |                   |        |               |
|             |                              | Fecha                | Nombre          | Denominación                     |                   |        | Escala        |
|             |                              | Dibu.                | Juan Amaya      | Sistema de minigeneración eólica |                   |        | 1:50          |
|             |                              | Rev.                 | Marco Rojas     |                                  |                   |        |               |
|             |                              | Aprob.               | Jorge Maldonado |                                  |                   |        |               |
|             |                              |                      |                 | Numero de dibujo                 |                   |        |               |
|             |                              |                      |                 | 01.00.00                         |                   |        |               |
| Edición     | Modificación                 | Fecha                | Nombre          |                                  |                   |        |               |

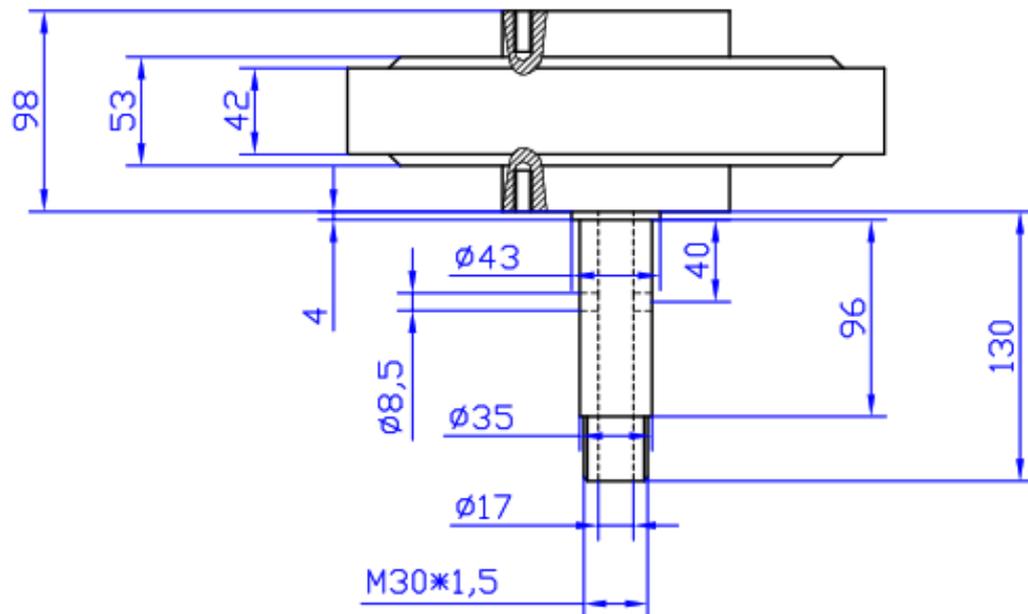
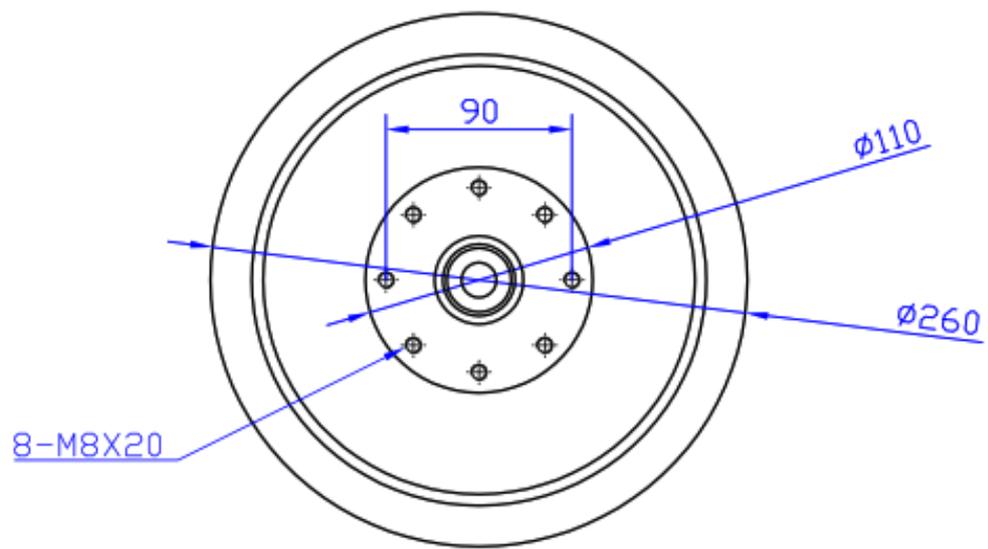


Como proviene de fabrica  
Todas las superficies

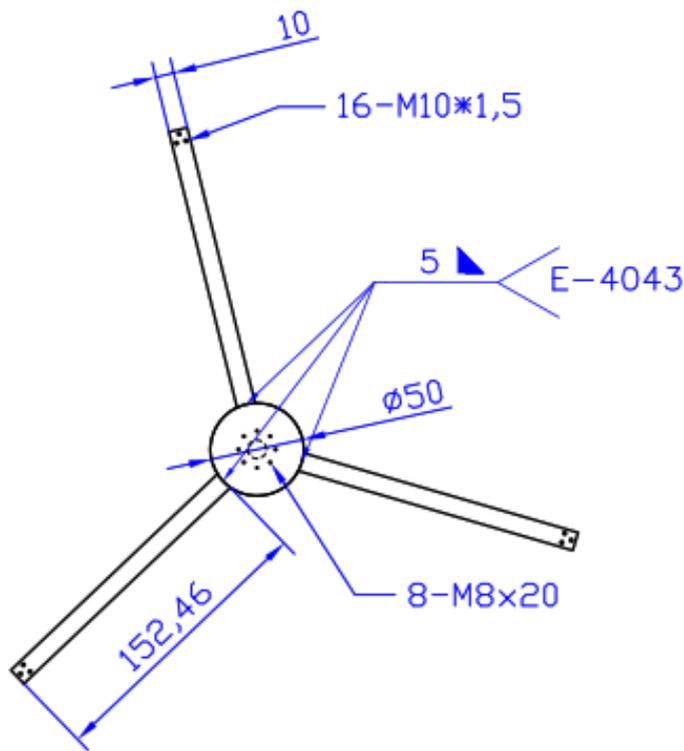



|         |              |       |        |            |                 |                  |   |
|---------|--------------|-------|--------|------------|-----------------|------------------|---|
|         |              |       |        | Tolerancia | Peso            | Materiales       |   |
|         |              |       |        |            | 3,4 kg          | Fibra de vidrio  |   |
|         |              |       |        |            |                 |                  |   |
|         |              |       |        |            |                 |                  |   |
|         |              |       |        | Fecha      | Nombre          | Denominación     | Escala  |
|         |              |       |        | Dib.       | Juan Amaya      |                  |   |
|         |              |       |        | Rev.       | Marco Rojas     |                  |   |
|         |              |       |        | Aprob.     | Jorge Maldonado | Álabe            | 1:5   |
|         |              |       |        |            |                 | Número de dibujo |  |
|         |              |       |        |            |                 | 01.01.01         |   |
| Edición | Modificación | Fecha | Nombre |            |                 |                  |   |

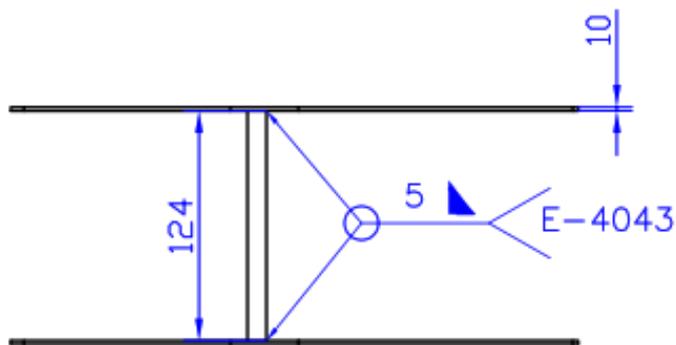
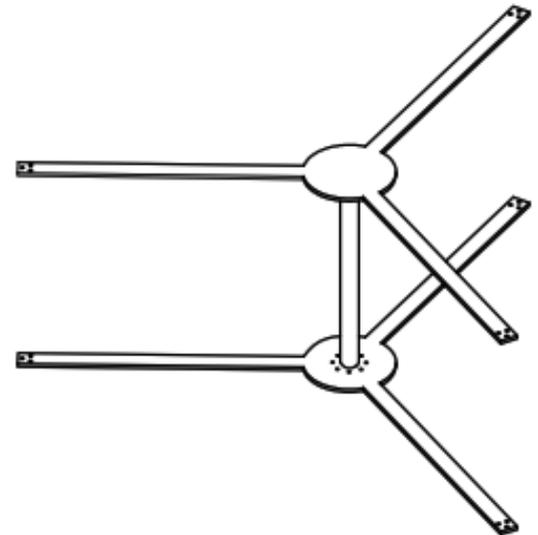
Como proviene de fabrica  
Todas las superficies



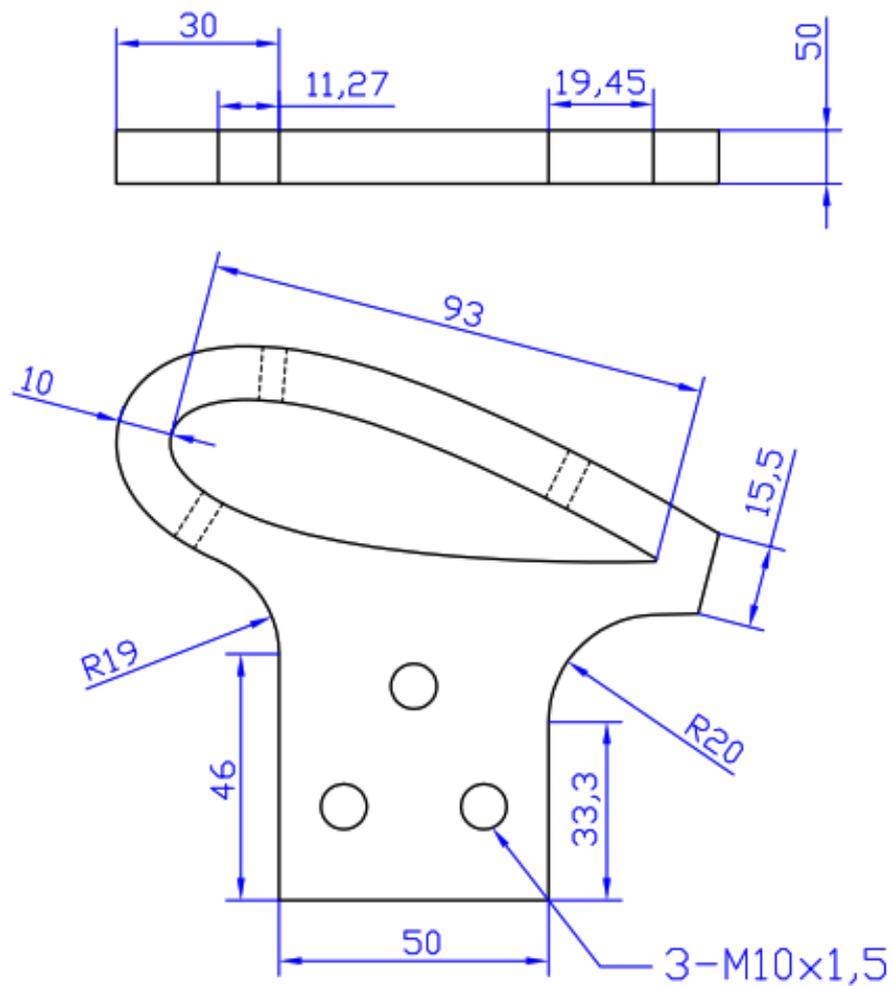
|         |              |       |        |            |                 |  |               |
|---------|--------------|-------|--------|------------|-----------------|--|---------------|
|         |              |       |        | Tolerancia | Peso<br>15 kg   | Material de la carcasa<br>Aleación de aluminio |               |
|         |              |       |        |            |                 | Denominación<br>Generador                      | Escala<br>1:5 |
|         |              |       |        | Fecha      | Nombre          |  |               |
|         |              |       |        | Dib.       | Juan Amaya      |  |               |
|         |              |       |        | Rev.       | Marco Rojas     |  |               |
|         |              |       |        | Aprob.     | Jorge Maldonado |  |               |
|         |              |       |        |            |                 | Número de dibujo<br>01.01.02                   |               |
| Edición | Modificación | Fecha | Nombre |            |                 |  |               |



Como proviene de fabrica  
Todas las superficies



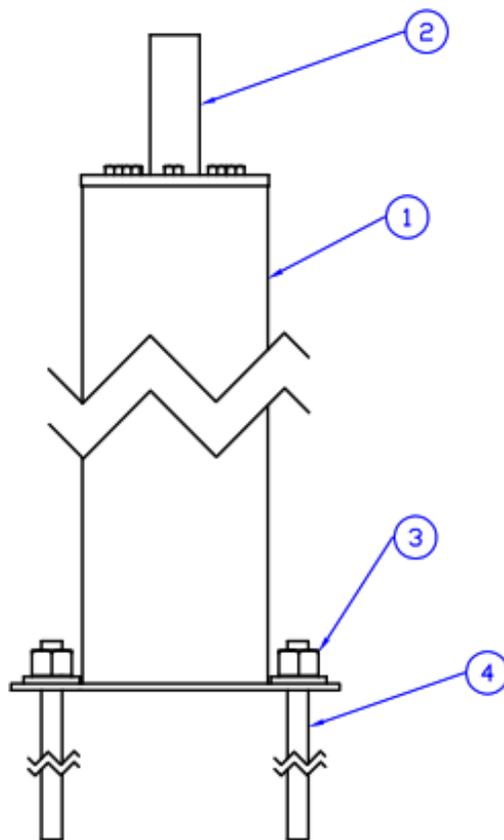
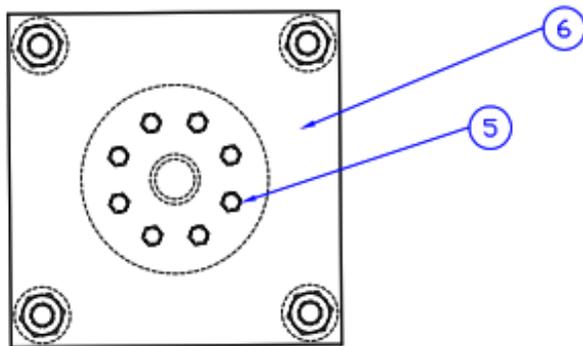
|         |              |       |        |                 |                       |                  |        |     |
|---------|--------------|-------|--------|-----------------|-----------------------|------------------|--------|-----|
|         |              |       |        | Tolerancia      | Peso                  | Materiales       |        |     |
|         |              |       |        |                 | 14,18 kg              | Aluminio 6061-T6 |        |     |
|         |              |       |        | Fecha           | Nombre                | Denominación     | Escala |     |
|         |              |       | Dib.   | Juan Amaya      | Soporte de los álabes |                  |        | 1:5 |
|         |              |       | Rev.   | Marco Rojas     |                       |                  |        |     |
|         |              |       | Aprob. | Jorge Maldonado |                       | Número de dibujo |        |     |
| Edición | Modificación | Fecha | Nombre |                 |                       | 01.01.03         |        |     |



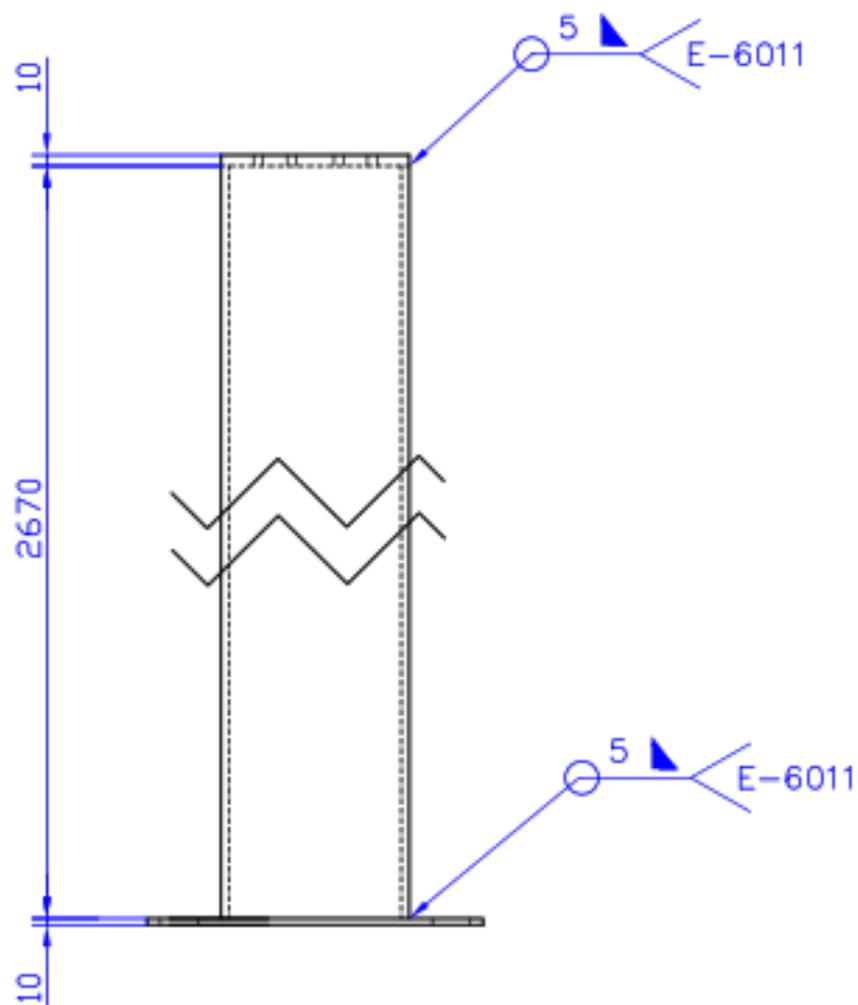
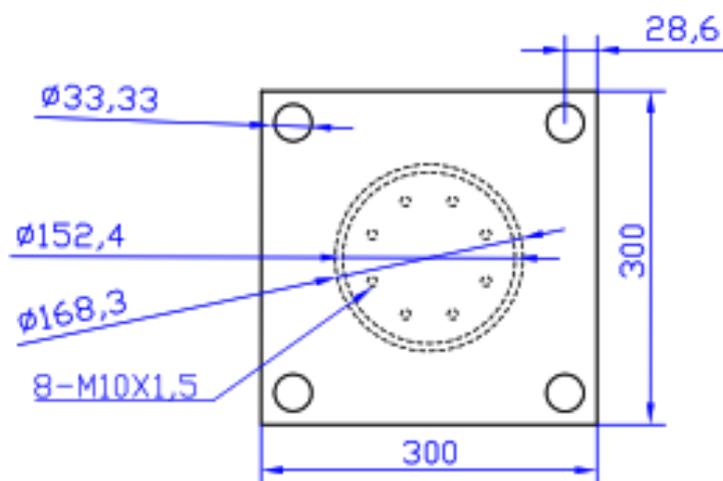
Nota: Para la construcción del sujetador se debe realizar un desfase de 1cm a las cotas de las coordenadas utilizadas para la construcción del álabe.

|         |              |       |        |                 |                 |                    |        |
|---------|--------------|-------|--------|-----------------|-----------------|--------------------|--------|
|         |              |       |        | Tolerancia      | Peso            | Materiales         |        |
|         |              |       |        |                 | 0,14 kg         | Aluminio 6061-T6   |        |
|         |              |       |        | Fecha           | Nombre          | Denominación       | Escala |
|         |              |       |        | Dib.            | Juan Amaya      |                    |        |
|         |              |       |        | Rev.            | Marco Rojas     |                    |        |
|         |              |       |        | Aprob.          | Jorge Maldonado | Sujeción de álabes | 5:1    |
|         |              |       |        | Electromecánica |                 | Número de dibujo   |        |
| Edición | Modificación | Fecha | Nombre |                 |                 | 01.01.04           |        |

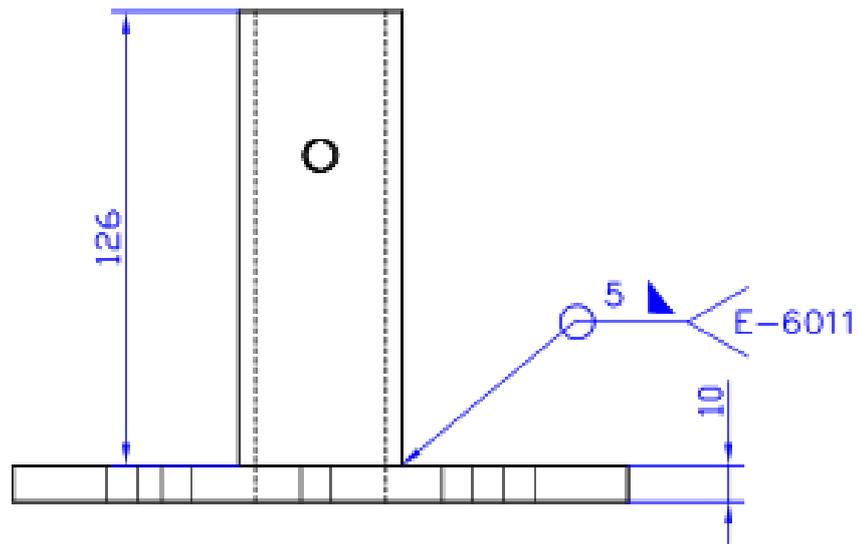
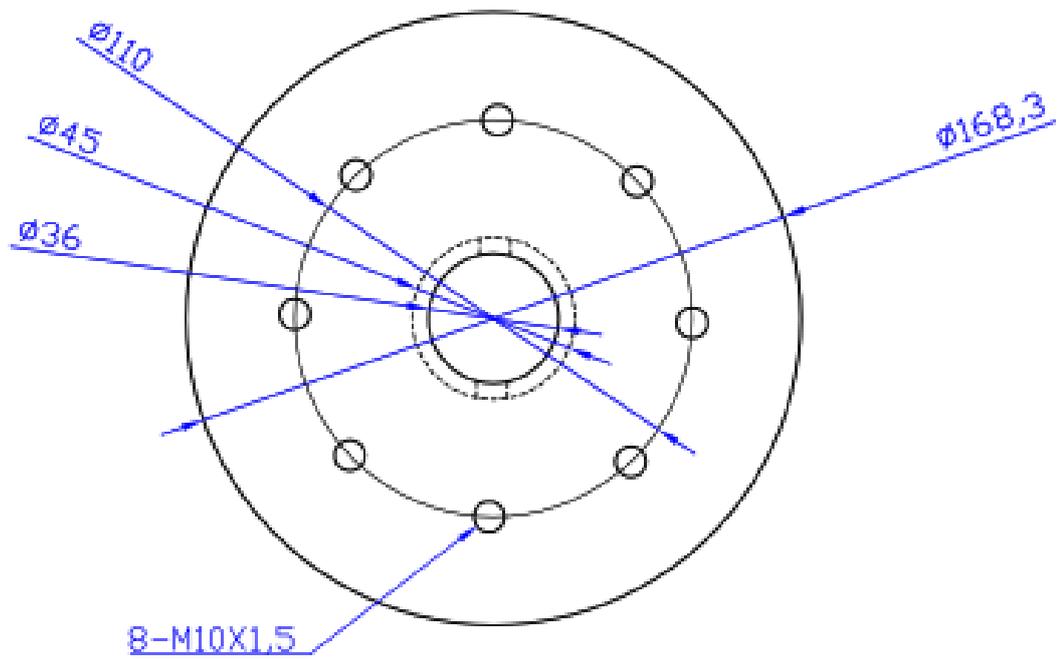




|         |                  |                      |             |                 |                                  |        |               |
|---------|------------------|----------------------|-------------|-----------------|----------------------------------|--------|---------------|
| 1       | Placa base       | AISC                 | Acero A36   | 6               |                                  | 4 kg   |               |
| 8       | Perno de brida   | ANSI B18.6.7M        |             | 5               |                                  |        | 8-M10x1,5     |
| 4       | Perno de anclaje | AISC                 | Acero A36   | 4               |                                  |        | 4-M22x2,5     |
| 4       | Tuerca-arandela  | AISI                 | Aluminio    | 3               |                                  |        | 4-M22x2,5     |
| 1       | Brida            | AISI                 | Acero Carb. | 2               | 01.02.02                         | 2,24kg |               |
| 1       | Torre            | AISI                 | Acero 304   | 1               | 01.02.01                         | 75,6kg |               |
|         | Denominación     | N. de norma o dibujo | Material    | No. de orden    | Numero del modelo                | Peso   | Observaciones |
|         |                  |                      | Tolerancia  | Peso            | Materiales                       |        |               |
|         |                  |                      |             | 11,95 kg        |                                  |        |               |
|         |                  |                      | Fecha       | Nombre          | Denominación                     |        | Escala        |
|         |                  |                      | Dib.        | Juan Amaya      | Estructura de sujeción y anclaje |        | 1:20          |
|         |                  |                      | Rev.        | Marco Rojas     |                                  |        |               |
|         |                  |                      | Aprob.      | Jorge Maldonado |                                  |        |               |
|         |                  |                      |             |                 | Numero de dibujo                 |        |               |
|         |                  |                      |             |                 | 01.02.00                         |        |               |
| Edición | Modificación     | Fecha                | Nombre      |                 |                                  |        |               |



|         |              |       |        |            |                 |                  |   |
|---------|--------------|-------|--------|------------|-----------------|------------------|---|
|         |              |       |        | Tolerancia | Peso            | Materiales       |   |
|         |              |       |        |            | 75,6 kg         | Acero            |   |
|         |              |       |        | Fecha      | Nombre          | Denominación     | Escala  |
|         |              |       | Dib.   |            | Juan Amaya      |                  |   |
|         |              |       | Rev.   |            | Marco Rojas     |                  |   |
|         |              |       | Aprob. |            | Jorge Maldonado |                  |   |
|         |              |       |        |            |                 | Número de dibujo |  |
| Edición | Modificación | Fecha | Nombre |            |                 | 01.02.01         |   |



|         |              |       |        |            |                 |                  |        |
|---------|--------------|-------|--------|------------|-----------------|------------------|--------|
|         |              |       |        | Tolerancia | Peso            | Materiales       |        |
|         |              |       |        |            | 2,24 kg         | Acero            |        |
|         |              |       |        | Fecha      | Nombre          | Denominación     | Escala |
|         |              |       |        | Dib.       | Juan Amaya      |                  |        |
|         |              |       |        | Rev.       | Marco Rojas     |                  |        |
|         |              |       |        | Aprob.     | Jorge Maldonado | Número de dibujo |        |
| Edición | Modificación | Fecha | Nombre |            |                 |                  |        |

## Anexo 12: Certificado de traducción del resumen de trabajo de titulación.



Mg. Yanina Quizhpe Espinoza  
Licenciada en Ciencias de Educación mención Inglés  
Magister en Traducción y mediación cultural

Celular: 0989805087  
Email: [yaniques@icloud.com](mailto:yaniques@icloud.com)  
Loja, Ecuador 110104

Loja, 11 de junio 2023

Yo, Lic. Yanina Quizhpe Espinoza, con cédula de identidad 1104337553, docente del Instituto de Idiomas de la Universidad Nacional de Loja, y certificada como traductora e interprete en la Senescyt y en el Ministerio de trabajo del Ecuador con registro **MDT-3104-CCL-252640**, certifico:

Que tengo el conocimiento y dominio de los idiomas español e inglés y que la traducción del resumen del Trabajo de Integración Curricular **Diseño de un sistema de minigeneración eólica para el Centro de Interpretación del Parque Eólico Villonaco**, cuya autoría del estudiante Juan Carlos Amaya Morocho, con cédula 1105873531, es verdadero y correcto a mi mejor saber y entender.

Atentamente

YANINA  
BELEN  
QUIZHPE  
ESPINOZA  
A

Firmado digitalmente por YANINA BELEN QUIZHPE ESPINOZA  
Fecha: 2023.06.11 21:31:55 -05'00'

Yanina Quizhpe Espinoza.

**Traductora freelance**