



Análisis de potencial eólico y selección de aerogenerador. Caso de estudio

Universidad Antonio Nariño sede Buganviles-Neiva

Víctor Manuel Vargas Cabanzo

20451714755

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Mecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Neiva, Colombia

2023

Análisis de potencial eólico y selección de aerogenerador. Caso de estudio

Universidad Antonio Nariño sede Buganviles-Neiva

Víctor Manuel Vargas Cabanzo

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Ingeniero Mecánico

Director (a):

Ingeniero *Karel Joel Arencibia Ávila*

Línea de Investigación:

Research in Energy and Materials REM.

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Mecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Neiva, Colombia

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

El trabajo de grado titulado **Análisis de potencial eólico y selección de aerogenerador. Caso de estudio Universidad Antonio Nariño sede Buganviles-Neiva**

, Cumple con los requisitos para optar

Al título de Ingeniero Mecánico.

Firma del Tutor

Firma Jurado

Firma Jurado

Neiva, mayo de 2023.

Contenido

Pág.

Resumen.....	13
Abstract.....	14
Introducción	15
1. Capítulo 1: Marco referencial	20
1.1. Estado del arte	20
1.2. Marco teórico.....	23
<i>1.2.1. Viento</i>	<i>23</i>
<i>1.2.2. Clasificación y características</i>	<i>23</i>
<i>1.2.3. Energía eólica</i>	<i>25</i>
<i>1.2.4. Principio teórico de la distribución de Weibull</i>	<i>27</i>
<i>1.2.5. Propiedades de la función de Weibull.....</i>	<i>27</i>
<i>1.2.6. Parámetros estadísticos de la distribución de Weibull</i>	<i>28</i>
<i>1.2.7. Parámetros para los cálculos energéticos.....</i>	<i>29</i>
<i>1.2.8. Cálculo de los parámetros de Weibull.....</i>	<i>29</i>
<i>1.2.9. Generadores eólicos</i>	<i>31</i>
<i>1.2.10. Software MINTAB19</i>	<i>33</i>
2. Capítulo 2: Diagnóstico y estimación de potencial	34
2.1. Localización del estudio	34
2.2. Análisis del viento.....	36
<i>2.2.1. Proceso de análisis de datos</i>	<i>36</i>
<i>2.2.2. Análisis viento 2015</i>	<i>41</i>
<i>2.2.3. Análisis de viento 2016</i>	<i>44</i>
2.3. Rosa del viento	49
2.4. Análisis de distribución por Weibull	50
2.5. Potencial eólico disponible.....	54
2.6. Potencia máxima del lugar de estudio.....	57
2.7. Demanda energética de la Universidad Antonio Nariño	58
2.8. Análisis energético.....	59
2.9. Estimación del suministro de energía.....	61
2.10. Selección de generador	62
2.11. Comparativa de costos	67

Conclusiones	70
Recomendaciones	72
Referencias Bibliográficas.....	77
Anexo.....	80

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1-1. Dirección vientos alisios.	24
Figura 1-2. Dirección vientos polares.	24
Figura 1-3. Dirección vientos polares.	25
Figura 1-4. Aerogenerador vertical de 3 aspas	25
Figura 1-5. Recta por mínimo cuadrado	30
Figura 1-6. Ejemplo de análisis de rosa del viento	31
Figura 1-7. Componentes de un generador eólico	32
Figura 2-1. Mapeo sobre ubicación del proyecto.	35
Figura 2-2. Ubicación Universidad Antonio Nariño (UAN)	35
Figura 2-3. Registros en archivos planos por mes	37
Figura 2-4. Registro de conversión de formato a Excel	38
Figura 2-5. Almacenamiento de archivos	38
Figura 2-6. Consolidación trimestral de datos	39
Figura 2-7. Procesamiento de datos y visualización de medias periodo de recolección de datos.	39
Figura 2-8. Proceso cargue de datos en MINTAB19.....	40
Figura 2-9. Determinación distribución de Weibull	40
Figura 2-10. Comportamiento promedio de velocidades T3	41
Figura 2-11. Distribución de variación de velocidad promedio T3	42
Figura 2-12. Comportamiento promedio de velocidades T4	43

Figura 2-13. Distribución de variación de velocidad promedio T4.....	44
Figura 2-14. Comportamiento promedio de velocidades T1	44
Figura 2-15. Distribución de variación de velocidad promedio T1	45
Figura 2-16. Comportamiento promedio de velocidades T2	46
Figura 2-17. Distribución de variación de velocidad promedio T2.....	46
Figura 2-18. Comportamiento promedio de velocidades T3	47
Figura 2-19. Distribución de variación de velocidad promedio T3.....	48
Figura 2-20. Promedio de velocidades julio 2015 a septiembre 2016.....	48
Figura 2-21. Rosa del viento del area de estudio.....	49
Figura 2-22. Cargue de registros y cálculo de distribución Weibull	50
Figura 2-23. Comportamiento de distribución Weibull modelo grafico 2015	51
Figura 2-24. Comportamiento de distribución Weibull modelo grafico 2016	51
Figura 2-25 . Aerogenerador tipo Enair - 70 Pro.....	63
Figura 2-26. Curvas de potencia y producción anual de energía (Wh)	64
Figura 2-27. Aerogenerador ATLASX7	64
Figura 2-28. Curva de rendimiento.....	65

Lista de tablas

	Pág.
Tabla1-1. Beneficios y pro de la energía eólica.....	26
Tabla1-2. Valores de función Gamma	28
Tabla 1-3. Clasificación de aerogeneradores	32
Tabla 2-1. Detalle de registro tomados de velocidad del viento	36
Tabla 2-2. Tabla de frecuencias en función de velocidad del viento	52
Tabla 2-3. Densidad de Weibull	53
Tabla 2-4 . Seleccin de valor gamma	56
Tabla 2-5. Relación de consumo 2022.....	58
Tabla 2-6. Estimación producción energía	61
Tabla 2-7. Proyección de generación eléctrica (kW)/mes.	66
Tabla 2-8. Proyección de generación anual del 70PRO.....	66
Tabla 2-9. Cobertura 70PRO de demanda anual UAN	67
Tabla 2-10. análisis de cobertura y costo de implementación de aerogenerador.....	67

Lista de Símbolos y Abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
d	Densidad	Kg/m ³	
P(v)	Probabilidad del viento	m	
V	Velocidad del viento	m/s	

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
C	Factor de escala	1	
K	Factor de forma		

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
α	Constante variación	NA	
β	Constante mínimos cuadrados	NA	
Γ	Distribución gamma	1	
\dot{m}	Caudal másico	Kg/s	
Δx	Potencial máximo	W	

Subíndices

Subíndice	Término
P_{max}	Potencia máxima
F_e	Factor de energía
v_m	Velocidad media

Superíndices

Superíndice	Término
n	Factor exponencial

Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>m</i>	Metro
<i>Seg</i>	Segundo

(Dedicatoria)

Como primero a Dios por darme y guiarme durante todo este tiempo; a mis padres Juan Manuel Vargas y Sandra Miled Cabanzo por su apoyo incondicional, consejos y amor.

Víctor Manuel Vargas Cabanzo

Agradecimientos

Al Dr. Ingeniero Karel Joel Arencibia Ávila por su apoyo técnico sobre las recomendaciones dadas al proyecto y participación en la arquitectura de este.

La ingeniera Martha Lucia Solano por participar con su experiencia y consejos en el diseño del proyecto de investigación; por proporcionarme información clave para terminación.

A la UAN y su equipo de colaboradores que nos guiaron y entregaron su experiencia y conocimiento durante toda la carrera, muchas gracias.

Resumen

Colombia se encuentra comprometida con la transición energética y la sostenibilidad ambiental. Las universidades son fuente importante de elevados consumos energéticos, sobre todo en la ciudad de Neiva, donde las temperaturas ambientales superan los valores promedios de otras ciudades del país. La UAN sede Buganviles, presenta un consumo de energía promedio anual de 2429 kW, debido a la necesidad de disponer constantemente de los aparatos de refrigeración e iluminación en las diferentes áreas, para desarrollar las actividades académicas y administrativa.

Actualmente los estudios referidos a la velocidad del viento en Neiva son limitados, y se desconoce la velocidad del viento y el potencial eólico para suplir estas demandas de energía. La investigación realizada busca analizar el potencial eólico para una posible selección de un aerogenerador eólico para la Universidad Antonio Nariño sede Buganviles-Neiva. La metodología empleada comprende 3 fases: análisis de rosa del viento, estimación y análisis del potencial eólico utilizando la distribución de Weibull. Los resultados indicaron que un generador 70PRO cubre el 5% de la demanda de consumo de la UAN, lo que representa un ahorro de \$ 8.056.881 millones COP/año; se concluye que con 10 aerogeneradores 70PRO se puede cubrir el 50% de la demanda del 2022 de la Universidad Antonio Nariño; el periodo de retorno de la inversión en caso de implementarse todo el proyecto es de 6 años.

Palabras Clave: generación eléctrica, energía eólica, distribución de Weibull.

Abstract

Colombia is committed to energy transition and environmental sustainability. Universities are an important source of high energy consumption, especially in the city of Neiva, where ambient temperatures exceed the average values of other cities in the country. The UAN Buganviles campus has an average annual energy consumption of 2429 kW, due to the need to constantly use refrigeration and lighting equipment in the different areas to carry out academic and administrative activities.

Currently, studies on wind speed in Neiva are limited, and the wind speed and wind potential to supply these energy demands are unknown. The research carried out seeks to analyze the wind potential for a possible selection of a wind turbine for the Antonio Nariño University, Buganviles-Neiva campus. The methodology employed comprises 3 phases: wind potential estimation, wind rose analysis and wind potential analysis, using the Weibull distribution. The results indicated that a 70PRO generator covers 5% of the consumption demand of the UAN, which represents a saving of \$8,056,881 million COP/year; it is concluded that with 10 70PRO wind turbines it is possible to cover 50% of the demand of the Antonio Nariño University in 2022; The payback period for the investment if the entire project is implemented is 6 years.

Key Words: electric generation, wind energy, Weibull distribution.

Introducción

A nivel nacional existe una gran preocupación por los efectos ambientales que se desprenden de la explotación de los recursos naturales; según lo anterior múltiples sectores económicos, políticos, sociales, académicos y científicos vienen fijando mediante la construcción de nuevas políticas mecanismos para la prevención de dichos recursos; factores como la protección, la preservación y recuperación a nivel ambiental son claves para garantizar la vida humana y de todos los ecosistemas que dependen de ello. Uno de los impactos se desprende del uso de energías no renovables las cuales afectan seriamente el ambiente, dado que su consecución demanda un consumo no controlado, por ende, tanto a nivel mundial, nacional y regional existe un consenso en la búsqueda de energías alternativas, en esto mismo orden la Universidad Antonio Nariño (UAN) sede Neiva, como parte de sus políticas viene enfocándose en fuentes alternas como es el recurso eólico, que permitan un desarrollo sostenible futuro (Minenergía, 2022).

El aumento en el consumo de energía eléctrica lo cual a su vez implica desde el punto de vista técnico y operacional una mayor demanda de recursos para dar cumplimiento al abastecimiento nacional, lo anterior conlleva a altos costos de producción hidráulica hacen necesario la exploración de recursos disponibles de tipo renovable como el caso de la producción eólica, la cual se convierte en una alternativa atractiva dado su carácter de mínimo impacto al medio ambiente, su bajo valor de generación, el sinnúmero paquete de beneficios como la reducción en la emisión de carbono e impacto del efecto invernadero entre otros (La republica, 2022).

Por ende, es necesario que se avance en estudios que permitan caracterizar dicho potencial a nivel nacional, dado que uno de ellos mayores vacíos actuales se asocia al proceso de investigación y de caracterización de las condiciones necesarias para su desarrollo (Rodríguez J. , 2020).

Los departamentos con mayor potencial eólica según estudios de la Universidad Nacional permitieron desarrollar una hoja de ruta a la cual las demás regiones tendrán que apostar para los próximos 50 años.

Los impactos ambientales como daño a ecosistemas, calentamiento global, mitigación de recursos naturales, afectaciones a la salud, así como la necesidad de una mayor generación de energía, conlleva a que aumente la capacidad operativa de las hidroeléctricas; según lo anterior, se hace necesario la implementación de energías alternativas que conduzcan a minimizar este impacto desde todos los organismos públicos y privados.

Es así entonces como en la UAN, como parte de solución de esta problemática, cuenta con una línea de investigación enfocada en la búsqueda de energías alternativas, sin embargo, se desconoce la velocidad del viento la UAN y, por ende, el potencial eólico que tiene la UAN para la generación de energía eléctrica.

A partir de la descripción presentada, surge el siguiente interrogante de estudio ¿Cuál es el potencial eólico existente en la zona geográfica donde se encuentra ubicada la seccional Neiva de la UAN, qué aerogenerador y que porcentaje de la demanda actual del consumo de energía se satisface?

Según lo anterior el proyecto plantea como objetivo general:

Seleccionar el aerogenerador que permita el aprovechamiento del potencial eólico existente en la sede Buganviles, sede Neiva.

Los objetivos específicos trazados comprenden:

- 1- Determinar el potencial eólico en la zona de estudio.
- 2- Estimar el potencial de generación.
- 3- Seleccionar aerogenerador, para el aprovechamiento del potencial eólico.

Colombia de acuerdo con sus nuevas políticas, busca entrar en una transición para la producción de energía basado en el uso de energías alternativas, razón por la cual se hace necesarios procesos de investigación, para determinar el potencial de generación eólica o solar en las regiones, sin embargo, la ausencia de datos podría retrasar el desarrollo de proyectos de inversión o de viabilidad técnica y económica de los mismos.

La identificación del potencial generador permite, no solo dimensionar su potencial técnico si no que contribuye al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) dados por ONU.

El uso de energías renovables no es solo una política, sino que constituye un eje estratégico misional formacional e investigativo de la UAN, razón por la cual esta propuesta hace parte de dicho proceso.

Reducir los impactos generados en la producción de energía eléctrica, se mejoran los ecosistemas y por ende el medio ambiente usado por los habitantes de la zona de influencia.

Las energías alternativas son más limpias, no contaminantes, no afectan el medio ambiente y promueven la sustentabilidad; además de indicar que su generación largo plazo puede ser más económica.

Otra de las razones radica en que este proyecto permite conocer el verdadero potencial de generación y aprovechamiento de la energía renovable en la zona; ya que no existen estudios actuales sobre el potencial generador en la Universidad UAN sede Neiva.

El estudio se convierte en una fuente de consulta inicial, para desarrollar proyectos de inversión que contemplen la producción de energía eólica.

La metodología empleada parte corresponde a un estudio de tipo, analítico de tipo cuantitativo, observacional e inductivo, el cual se desarrollará según los objetivos establecidos (Hernández, 2018), como se indica a continuación:

Fase 1. Estimación del Potencial eólico

Para su realización se proponen las siguientes actividades.

- Delimitación de zona de estudio mediante mapeo y georreferenciación.
- Definición de variables de estudio (velocidad del viento, densidad y frecuencia).
- Análisis de rosa del viento: Mapeo de zona de generación de potencial y dirección de los vientos.

Fase 2: Potencial de generación eólico.

- Análisis de datos: Para ello se utilizó la función de continuidad de Weibull, que conlleva al cálculo del potencial de generación (Pérez J. , 2022). Las variables empleadas por esta función corresponden al parámetro de escala “c” para hallar la velocidad

media de viento y la constante “K” para dispersión numérica. El programa para análisis de Weibull es MINTAB versión 19, el cual toma los datos y realiza los análisis de distribución a partir de un rango de datos definidos por el usuario; a partir de ello se analizan los datos para determinar la velocidad promedio y poder establecer la capacidad de generación y la dirección de este mediante análisis de rosa del viento.

Fase 3: Selección del aerogenerador

Análisis de aerogeneradores existentes y selección para generación en función de los datos analizados. El método empleado para la selección del aerogenerador parte del comparativo de la capacidad de generación eléctrica de los equipos propuestos a partir de las velocidades de la zona de estudio; estos equipos se seleccionaron por su facilidad de adquisición en el comercio y por operar a velocidades menores a 2,5 m/s, criterio clave para su consideración.

Este proyecto se ubica dentro del grupo de investigación “Grupo Fourier” de la Universidad Antonio Nariño, en la línea de investigación energías alternativas, como objetivo para incentivar investigaciones que permitan aportar a las soluciones de problemáticas industriales.

Los resultados esperados comprenden la caracterización y análisis de velocidad del viento y capacidad de generación eólica, así como la viabilidad basada en los valores resultantes para la utilización de energía eólica UAN para suplir sus demandas energéticas.

1. Capítulo 1: Marco referencial

En esta sección se describen elementos característicos relacionados a estudios de potencial eólico en un contexto internacional y nacional, los cuales parten de los antecedentes y una descripción teórica del viento y sus componentes, así como de los modelos empleados para su medición y determinación del potencial eólico, los cuales conciernen al presente estudio.

1.1. Estado del arte

En la ciudad de Guangdong (China), 2023, se realizó un estudio para establecer la capacidad de generación eólica, utilizando el enfoque de Kalman, la técnica de Hansen y el análisis de sensibilidad en la cual se describen curvas de características del viento en condiciones mínimas y de continuidad. Los hallazgos revelaron que la capacidad de producción de energía eólica terrestre podría potencializarse en un 7%, a partir del diseño de unidades de generación compuestas por turbinas verticales (Sun & Yin, 2023).

En Bandjoun (Camerún), 2023; se realizó un estudio que examina el potencial de la energía eólica para las ciudades de Kousseri, Kaele, Maroua, Mokolo, Mora y Yagoua en la Región del Extremo Norte de Camerún, utilizando datos de velocidad del viento registrados a 10 m, 40 m. y alturas de 70 m para los años 2011–2021. Varios indicadores de rendimiento que incluyen la densidad de energía eólica, la potencia de salida de las turbinas eólicas, el factor de capacidad de las turbinas eólicas, la producción de hidrógeno, el costo de la electricidad, el hidrógeno producido y el período de recuperación se utilizan para evaluar la viabilidad técnico-económica del sistema. La turbina Enercon E-48/800 registra el factor

de capacidad más alto en todas las ubicaciones elegidas con el costo de energía más bajo que varía de 0,0578 \$/kWh en Kousseri a 0,0838 \$/kWh en Mora. Se encontró que el costo más bajo del hidrógeno fue de 4,3865 \$/kg (Kousseri), 5,5284 \$/kg (Kaele), 5,7160 \$/kg para Maroua, 5,9439 \$/kg para Mokolo, 6,5065 \$/kg para Mora y 6,3354 \$/kg para Yagoua. empleando turbina GE 1.5SL (Koholé & Tchuen, 2023).

En Sotaquirá (Boyacá), se realizó un mismo estudio a partir de una unidad meteorológica en campo (3534 msnm) en la cual se registraron datos entre junio, julio y agosto de 2021; los resultados indicaron que la media de velocidad fue de 4,57 m/s coincidiendo con registros previos del IDEAM los cuales fueron de 3 a 5 m/s para esos mismos periodos; mediante la función de Weibull se estimó que la potencia de generación es de 410 Watts/m², lo cual según el autor establece una alta probabilidad para la implementación de un proyecto de generación, dado que para dichos periodos las medias superan ampliamente esta valor de potencial estimado (Cusarúa, 2022).

Un estudio realizado en Santiago de Cali (Valle del Cauca), tuvo como objetivo determinar el potencial de generación en la vía al mar Cali-Buenaventura; la metodología empleada toma la distribución de Weibull y Rayleigh, para el análisis de datos, los cuales mostraron que la velocidad promedio del viento es de 3 km/s, lo que significa un gran potencial de generación para los meses de abril a septiembre (Luna, 2019).

El estudio sobre factibilidad en la generación en la granja El Puente - Alpujarra (Tolima), empleó la metodología de recolección de datos mediante distribución de Weibull resultantes de las mediciones del anemómetro marca Lutron AM4206M; las variables registradas por este equipo comprenden velocidad y temperatura; los resultados indicaron

que la velocidad media calculada (4,25) permite el uso de aerogeneradores cuyos rangos de velocidad de arranque son superiores a 2 m/s, lo que le permite al proyecto disponer de una generación alterna para suplir ciertas demanda en la granja (Caviedes, 2019).

Otra investigación realizada en Puerto Colombia para evaluar el potencial de generación estableció que existe el potencial de generar 2,3 y 6,8 MWh /año, la metodología empleada incluye la escala de Beaufort para su medición y la ley exponencial de Hellman para la medición del viento a diferentes alturas, lo resultados indicaron que más del 80% de los vientos tienen velocidades promedias de 3 m/s con puntos máximos 10 m/s (Ramírez, 2016).

Un estudio realizado en el municipio de Hobo (Huila), tuvo como objetivo realizar un análisis de viabilidad y económica para la generación de energías eólicas y fotovoltaicas; la metodología empleada incluye el uso de una unidad climática MA 3081. La unidad recolectaba datos con una frecuencia de 15 min, estos se transmitían en forma inalámbrica a un computador; aquí se procesaban aplicando la función de Weibull; el estudio concluyó que el mes de mayor generación corresponde a julio (Perdomo, 2015).

Desde el punto de vista conceptual, los estudios o caracterizaciones de este tipo de variables a nivel experimental, emplea un equipo que incluye anemómetros y densímetros, para evaluar el viento y dar registro mediante GPS, a ello se suma un aerogenerador para establecer de forma simultánea el potencial generador en Watt.

1.2. Marco teórico

El diseño del marco teórico comprende las bases fundamentales para el desarrollo del estudio, en este apartado se presentan los principios, métodos de cálculo y análisis mediante método de distribución de Weibull y viento de rosas, así como una breve explicación de los recursos de software empleados para el análisis de datos.

1.2.1. Viento

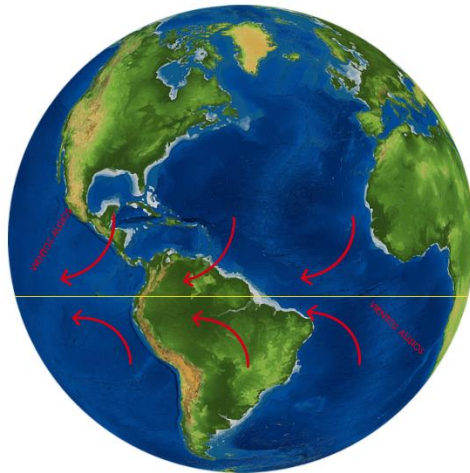
Se produce debido a la variación de presiones en función de la altitud, siendo un factor predeterminante el calentamiento de las superficies en la estratosfera; a mayor temperatura mayor generación eólica (GEOGRAPHIC, NATIONAL GEOGRAPHIC, 2022).

1.2.2. Clasificación y características

De acuerdo con el nivel de presión y el tiempo se puede clasificar el viento; según lo anterior estos pueden ser:

Alisios: Originarios de Ecuador, son descendentes con alto grado de variación de humedades según la zona de incidencia ya sea de tipo selvática o de bosques tropicales, presentan el siguiente sentido de flujo.

Figura 1-1. Dirección vientos alisios.



Nota. La figura 1-1 muestra la dirección de los vientos alisios; (Atlas de viento,2023).

Polares: Corresponden a vientos de latitud alta, producto de colisión cruzada polar y tropical; generan altas precipitaciones en bosques de conífera hacia la zona norte.

Figura 1-2. Dirección vientos polares.



Nota. La figura 1-2 muestra la dirección de los vientos polares; (Atlas de viento,2023)

Periódicos: Conocidos como monzónicos, originarios en países asiáticos, con variaciones en los sentidos de flujo, las presiones y temperaturas oceánicas.

Figura 1-3. Dirección vientos polares



Nota. La figura 1-3 muestra la dirección de los vientos monzones de invierno; (Atlas de viento,2023

1.2.3. Energía eólica

Considerada como una de las fuentes de energías mas limpia, la cual se obtiene a partir de movimiento cinético y mecánico mediante aerogenerador, cuyo objetivo es transformar este en electricidad (López, 2004).

Figura 1-4. Aerogenerador vertical de 3 aspas



Nota, la figura -4 corresponde a un aerogenerador vertical diseñado por el grupo ACCIONA de Estados Unidos. (Totalenergy, 2023).

El aumento en el uso de energías renovables en la última década y en especial de la eólica la convierte en una fuente de energía limpia y sostenible a nivel mundial. Dentro de los factores predeterminantes para el aumento en la demanda de esta energía se tienen:

- Los vientos son focos de generación continuos existentes en la tierra.
- Alta demanda de uso y agotamiento de recursos no renovables.
- Desarrollo de nuevas tecnologías.
- Proyectos de generación tienen una aceptabilidad a nivel gubernamental.

La generación de este tipo de energías posee grandes beneficios como por ejemplo su producción limpia, no requiere de afectación de ecosistemas naturales, no se agota y es auto generacional, lo que la convierte en una opción muy asertiva en la búsqueda global sobre producción alternativa, otros beneficios son:

Tabla1-1. Beneficios y pro de la energía eólica

Ventajas	Desventajas
Viento es gratuito y evolutivo.	Depende de la oferta de viento
No contamina el medio ambiente en su generación.	Requiere de apoyo gubernamental
Flexible para construcción de infraestructura eólica (menor a un año).	Desequilibrio de flora y fauna leve
Demanda mayor mano de obra y fortalece el sector ocupacional.	Proyectos macros requieren de obras de infraestructura mayor
Mayor plusvalía.	Altos niveles de ruido
La relación inversión/generación es equilibrada.	En areas de flujo alto de aire pueden generar mortandad de aves, dado que las usan como corredor de migración.
Mitiga el consumo de recursos naturales Desarrollo científico y técnico.	

Nota. En la tabla se presenta la relación de ventajas y desventajas que conlleva el uso de energía eólica.

1.2.4. Principio teórico de la distribución de Weibull

Permite analizar las variaciones del viento en un punto determinado tomando como base el grado de dispersión de los datos (IDEAM - UPME, 2017).

Según lo anterior la tendencia de variación del viento presenta un comportamiento similar a esta función; para su cálculo se utiliza la ecuación de densidad dada por las constantes (\mathbf{k} , \mathbf{c}) de la siguiente manera:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Las variables empleadas comprenden:

- V = Velocidad del viento (m/s).
- $p(v)$ = Función de Densidad Weibull.
- C = Factor de escala (m/s) = A.
- K = Sesgo de $p(v)$.

1.2.5. Propiedades de la función de Weibull

A partir de esta ecuación se determina:

- a) Velocidad (V_m):

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k}\right)^{1/k}$$

Frecuencia acumulada de las velocidades > 0

$$F(v \leq V) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

- b) F' = Frecuencia acumulada de velocidad $\geq V$

$$F'(v \geq V) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

1.2.6. Parámetros estadísticos de la distribución de Weibull

Estos parámetros corresponden a los establecidos en las siguientes ecuaciones:

$$\langle v \rangle = c\Gamma\left(1 - \frac{1}{k}\right)$$

a. **Velocidad media anual (VMA)**

$$\tilde{V} = c(\ln 2)^{1/k}$$

b. **= mediana**

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 - \frac{1}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 - \frac{1}{k}\right)\right]^2$$

c. **= varianza**

$\Gamma(x)$ = Valor Gamma; la tabla 1-2 indica la relación de valor gamma.

Tabla1-2. Valores de función Gamma

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1,00	1,00000	1,25	0,90640	1,50	0,88623	1,75	0,91906
1,01	0,99433	1,26	0,90440	1,51	0,88659	1,76	0,92137
1,02	0,98884	1,27	0,90250	1,52	0,88704	1,77	0,92376
1,03	0,98355	1,28	0,90072	1,53	0,88757	1,78	0,92623
1,04	0,97844	1,29	0,89904	1,54	0,88818	1,79	0,92877
1,05	0,97350			1,55	0,88887		
1,06	0,96874	1,30	0,89747	1,56	0,88964	1,80	0,93138
1,07	0,96415	1,31	0,89600	1,57	0,89049	1,81	0,93408
1,08	0,95973	1,32	0,89464	1,58	0,89142	1,82	0,93685
1,09	0,95546	1,33	0,89338	1,59	0,89243	1,83	0,93969
		1,34	0,89222			1,84	0,94261
1,10	0,95135	1,35	0,89115	1,60	0,89352	1,85	0,94561
1,11	0,94740	1,36	0,89018	1,61	0,89468	1,86	0,94869
1,12	0,94359	1,37	0,88931	1,62	0,89592	1,87	0,95184
1,13	0,93993	1,38	0,88854	1,63	0,89724	1,88	0,95507
1,14	0,93642	1,39	0,88785	1,64	0,89864	1,89	0,95838
1,15	0,93304			1,65	0,90012	1,90	0,96177
1,16	0,92980	1,40	0,88726	1,66	0,90167	1,91	0,96523
1,17	0,92670	1,41	0,88676	1,67	0,90330	1,92	0,96877
1,18	0,92373	1,42	0,88636	1,68	0,90500	1,93	0,97240
1,19	0,92089	1,43	0,88604	1,69	0,90678	1,94	0,97610
		1,44	0,88581			1,95	0,97988
1,20	0,91817	1,45	0,88566	1,70	0,90864	1,96	0,98374
1,21	0,91558	1,46	0,88560	1,71	0,91057	1,97	0,98768
1,22	0,91311	1,47	0,88563	1,72	0,91258	1,98	0,99171
1,23	0,91075	1,48	0,88575	1,73	0,91467	1,99	0,99581
1,24	0,90852	1,49	0,88595	1,74	0,91683	2,00	1,00000

Nota. La tabla 1-2 corresponde al factor de energía en función de la constante Gamma, necesaria para determinar el potencial eólico; al tener el valor de x se asigna el valor $r(x)$ de la distribución Gamma para reemplazar para determinar la potencia; (Energeticafutura, 2022).

1.2.7. *Parámetros para los cálculos energéticos*

Otros parámetros se relacionan a la media del cubo de velocidad del viento como se indica a continuación:

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right)$$

La velocidad eficaz V^*

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{1/3}$$

Al igualar estas ecuaciones se tiene la velocidad media anual/parámetro c .

$$\frac{\langle v \rangle}{c} = \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

Desviación estándar/VMA.

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right]^{1/2}$$

Factor de energía o factor de potencia eólica (F_e).

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right)}{\Gamma^3 \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$$

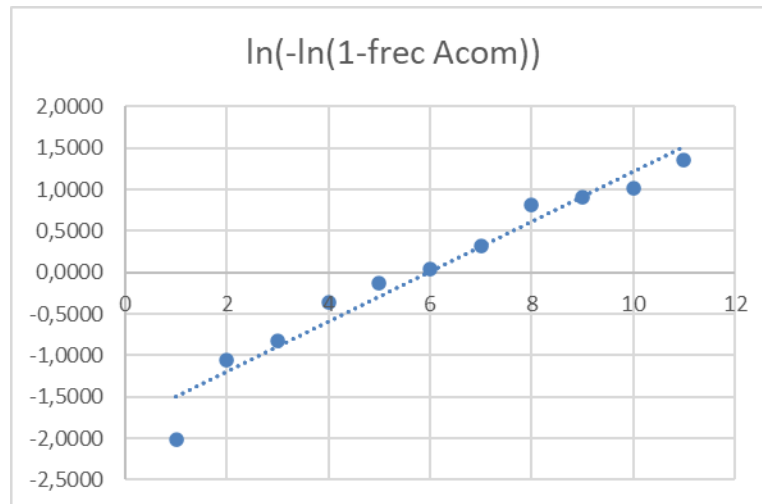
1.2.8. *Cálculo de los parámetros de Weibull*

Para su cálculo se realiza por mínimos cuadrados mediante función acumulada $F(v)$:

$$F(v) = 1 - e^{-(v/c)^k} \quad \text{Ecu. (1.1)}$$

La anterior ecuación permite mediante los parámetros de k y C , según (figura 1-5) tener la siguiente ecuación y comportamiento grafico de la misma:

Figura 1-5. Recta por mínimo cuadrado



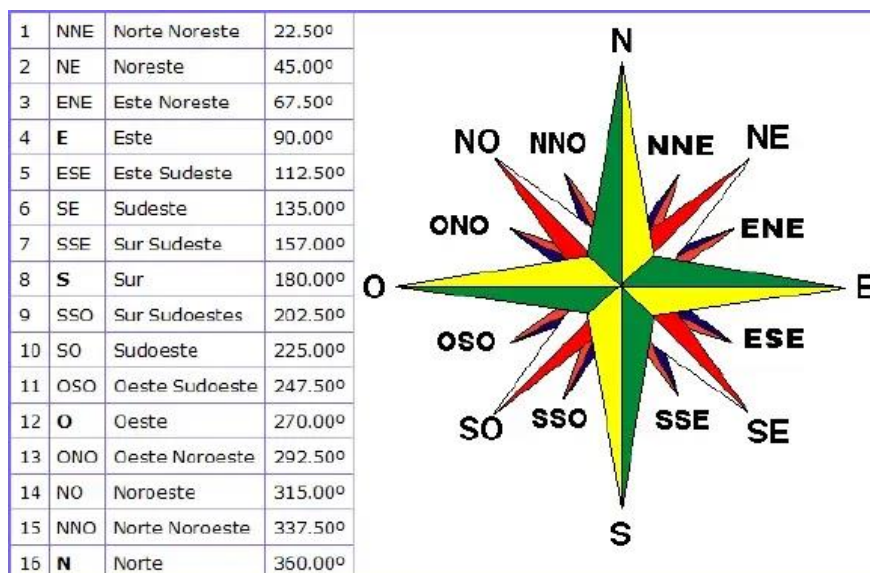
Nota. La figura 1-5 refiere a la Graficacion de los datos de función de Weibull mediante método de mínimos cuadrados. (Pérez D. , 2022).

1.2.8.1. Principio teórico de análisis de viento de rosa

Es un método para representar la dirección del o los vientos de un área determinada en función de las coordenadas bases (norte, sur, este y oeste); su análisis es de tipo anual y permite establecer la frecuencia de flujo direccional para análisis de condiciones aerodinámicas.

Al dividir o emplear un plano dividido en ángulos de 90° se pueden obtener las orientaciones secundarias las cuales resultan de combinar las coordenadas bases como se indica en la figura 1-6.

Figura 1-6. Ejemplo de análisis de rosa del viento



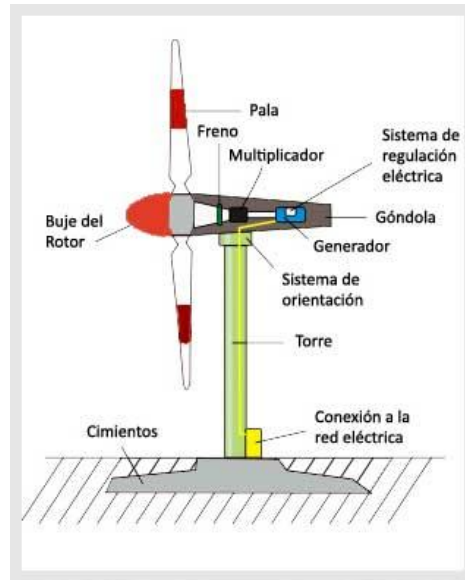
Nota. La figura 1-6 muestra la composición espacial del método de rosa del viento; (Castillo, 2021)

1.2.9. Generadores eólicos

Son equipos destinados a la conversión de energía mecánica en energía eléctrica mediante transformación de energía en movimiento eólica en rotacional, la que a su vez se convierte en energía eléctrica; se compone de una torre la cual sirve como soporte estructural; un rotor de aerogenerador el cual a su vez se acoplan las palas o aspas mediante el buje de este, (Rodríguez R. , 2017).

El sistema de funcionamiento es sencillo y parte del movimiento de las palas mediante la fuerza de empuje que produce el viento; este efecto produce un movimiento rotacional del eje el cual multiplica la potencia dependiendo de la velocidad este y de esta forma la energía generada es almacenada en el alternador gracias a los campos magnéticos generados en dicho rotor. A continuación, se presenta en la figura 1-7 las partes de este.




Figura 1-7. Partes de un generador eólico






Nota. La figura 1-7 presenta las partes que componen un aerogenerador eléctrico. (Energías Renovables, 2023)

En cuanto a los tipos de generadores estos se clasifican en la tabla 1-3.

Tabla 1-3. Clasificación de aerogeneradores

ítem	Aerogenerador	Tipo de eje	Tipo aerogenerador	Potencia nominal	Máxima potencia de salida	Velocidad mínima de viento	ventajas	desventajas
1		Horizontal	Monopala	4 KW	5 KW	2 a 4 m/s	Económico ya que se ahorra el montaje de la segunda y tercera pala	mayor velocidad de giro para generación eléctrica, ruidoso y genera contaminación visual.
2		Horizontal	Bipala	1 KW	3 KW	3 a 4 m/s	económico ya que se ahorra el montaje de la tercera pala	mayor velocidad de giro para generación eléctrica,, ruidoso y genera contaminación visual.
3		Horizontal	Tripala	1,5 w	1,8 KW	2,5 a 4 m/s	Mayor capacidad de generación.	Alto costo a la hora de adquirirlo

4		Vertical	Savonius	3,0 kW a 16 m/s	5,0 kW a m/s	4 m/s	Bajo costo y sencillo a la hora de usar.	Bajo rendimiento frente a demandas de energía en abundancia.
5		Vertical	Girromill	0,6 KW	0,75 KW	3 a 25 m/s	Las aspas lineales facilitan el empuje del viento, útil en espacios reducidos.	Necesita mayor asistencia en mantenimiento por el doble roce del viento y costoso.
6		Vertical	Darrieus	20 KW		2,5 a 9 m/s	Rotal fácilmente según el sentido del viento, no requiere una torre para su función.	Necesita de ayuda para su arranque, como está muy cerca al suelo no es tan eficiente, mantenimiento complicado y costoso.

Nota. La tabla 1-3 muestra los principales tipos de aerogeneradores según el eje ya sea de tipo vertical u horizontal; (Mantenimientodeaerogeneradores, 2022)

Para seleccionar un aerogenerador se debe considera la velocidad del viento con el fin de poder identificar qué tipo aplica y cuál es la velocidad mínima de arranque para la generación (Checa, 2017).

1.2.10. Software MINTAB19

Este software se especializa en cálculos de distribuciones, probabilidades y tendencias para fines de análisis, funciona mediante plantillas tipo Excel, las cuales reciben los registros para ser procesados mediante módulo de operación.

2. Capítulo 2: Diagnóstico y estimación de potencial

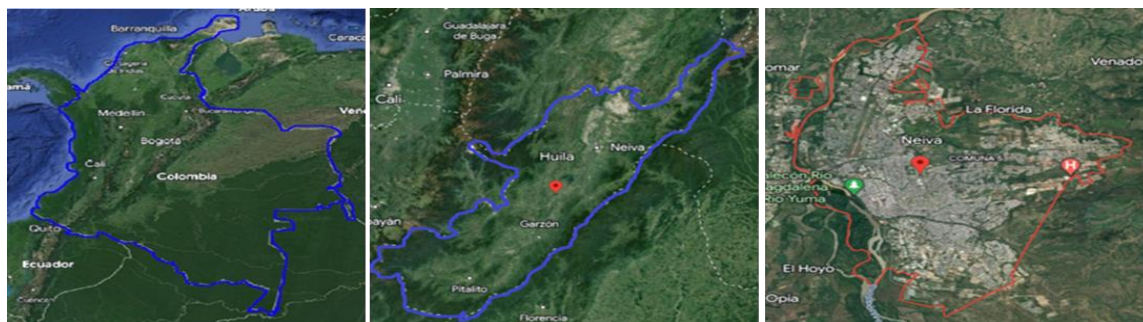
En este capítulo se realizó el diagnóstico sobre estimación de potencial, a partir de parámetros como velocidad viento, tomados a partir de una unidad meteorológica ubicada en la universidad Antonio Nariño sede Buganviles- Neiva; los resultados obtenidos del registro fueron procesadas mediante función Weibull a partir del uso del programa MINTAB19 y Excel 365.

Teniendo claro lo anterior se toman los datos suministrados por la estación meteorológica MA3081, la cual monitorea las variables de viento aeronáutico (frecuencias de registro de datos de 2 minutos) para las variables temperatura, humedad, dirección y velocidad del viento; los registros se descargaron en formato plano .txt para luego realizar su conversión a Excel como se describe en el numeral 2.2.1.

2.1. Localización del estudio

La ubicación de este proyecto se encuentra en la Universidad Antonio Nariño, sede Buganviles, de Neiva (Huila); Colombia, exactamente en las coordenadas $2^{\circ} 56' 23''$ N y $75^{\circ} 15' 24''$ W, las cuales fueron tomadas del mapa interactivo de Google Earth; esta se encuentra en la zona urbana, específicamente al oriente de la ciudad de Neiva Huila a una altitud de 544 msnm, esta se muestra en la figura 2-1.

Figura 2-1. Mapeo sobre ubicación del proyecto.



Nota. La figura 2-1 muestra la georreferenciación del proyecto de investigación en un contexto nacional, departamental y local; (Google Eart, 2023).

De forma específica el estudio se desarrolló en la Universidad Antonio Nariño teniendo en cuenta, que esta busca la transición de energía renovable, a partir de un estudio para la caracterización mediante la toma de datos en un periodo de tiempo de 15 meses durante el 2015.

Figura 2-2. Ubicación Universidad Antonio Nariño (UAN)



Nota. La figura 2-2 muestra la ubicación de la UAN; (Google Eart, 2023).

2.2. Análisis del viento

Para el análisis del viento los registros comprenden un tipo de Viento medio aeronáutico, dado que las mediciones se realizaron en intervalos de 2 minutos; el análisis comprende registros de julio de 2015 a septiembre de 2016; por ende, la información presentada se realizará por trimestre los cuales se denominan para su interpretación en T3, T4 del 2015 y T1 Y T2 y T3 del 2016.

2.2.1. Proceso de análisis de datos

Los datos recolectados se hicieron mediante estación meteorológica Automática Meteogro MA3081 los cuales entregaron 294.084 registros según tabla 2-1.

Tabla 2-1. Detalle de registro tomados de velocidad del viento

Año	Mes	Registros
2015	Julio	17829
	Agosto	27453
	Septiembre	21599
	Octubre	13061
	Noviembre	18154
	Diciembre	21181
2016	Enero	22318
	Febrero	20116
	Marzo	22320
	Abril	21598
	Mayo	21397
	Junio	16251
	Julio	21271
	Agosto	16483
	Septiembre	13053
Total, Registros		294084

Nota. La tabla 2-1 muestra la relación de datos procesados para el análisis de vientos; (Autor,2023)

El procesamiento de datos se realizó con software MINTAB versión 19; la preparación de datos se realizó a partir de plantilla en Excel de Windows 365, los cuales siguieron la siguiente ruta de análisis:

- 1- Conversión de archivos planos a Excel: para tal efecto se creó una carpeta de datos para almacenar los archivos planos para su correspondiente conversión, ver figura 2-3.

Figura 2-3. Registros en archivos planos por mes

datos en excell	4/05/2023 10:32 a. m.	Carpeta de archivos	
04_07_15(10,04) a 07_07_15(09,42).txt	20/05/2019 7:14 p. m.	Documento de tex...	177 KB
04_07_15(10,04) a 31_07_15(23,58) TODO(Varios datos perdidos).txt	4/05/2023 10:19 a. m.	Documento de tex...	1.681 KB
07_07_15 (09,44) a 14_07_15 (15,38).txt	20/05/2019 7:14 p. m.	Documento de tex...	477 KB
14_07_15 (15,40) a 16_07_15 (10,20).txt	20/05/2019 7:14 p. m.	Documento de tex...	117 KB
16_07_15 (10,20) a 27_07_15(18,12).txt	20/05/2019 7:14 p. m.	Documento de tex...	747 KB
27_07_15(18,14) a 31_07_15(23,58).txt	20/05/2019 7:14 p. m.	Documento de tex...	548 KB

Nota. La figura 2-3 muestra la relación de archivos planos que contienen los registros de las tomas para el estudio. (Autor,2023)

- 2- Consolidación de registros por mes de archivos en Excel.

Una vez se tiene la carpeta de archivo los archivos planos se convirtieron a formato. Excel con el fin de poder cargar estos registros en el programa MINTAB19 para cálculo de distribuciones de probabilidad; esta conversión se aprecia según figura 2-4

Figura 2-4. Registro de conversión de formato a Excel

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2	Fecha	Intervalo tiempo	tempertaura de sali	Humedad	presion	direccion del viento	velocidad del viento ra
3	4/07/2015	10:04	29	50	947,9	185	6,7
4	4/07/2015	10:06	29	50	947,9	162	3,5
5	4/07/2015	10:08	29	50	947,9	174	4,1
6	4/07/2015	10:10	29	50	947,9	184	3,9
7	4/07/2015	10:12	29,1	50	947,9	184	3,9
8	4/07/2015	10:14	29,1	50	947,8	177	4,6
9	4/07/2015	10:16	29,1	50	947,9	191	4
10	4/07/2015	10:18	29,1	50	947,9	185	3,6
11	4/07/2015	10:20	29,1	50	947,7	185	3,8
12	4/07/2015	10:22	29,1	50	947,8	186	4,9
13	4/07/2015	10:24	29,1	50	947,8	185	4,4
14	4/07/2015	10:26	29,1	50	947,7	179	4
15	4/07/2015	10:28	29,2	49	947,6	178	5
16	4/07/2015	10:30	29,2	49	947,6	192	4,5
17	4/07/2015	10:32	29,2	49	947,6	200	3,6
18	4/07/2015	10:34	29,2	49	947,7	191	3,6
19	4/07/2015	10:36	29,3	49	947,6	187	3,8
20	4/07/2015	10:38	29,3	49	947,6	179	2,5
21	4/07/2015	10:40	29,4	49	947,5	203	3,1
22	4/07/2015	10:42	29,5	49	947,6	197	2,5
23	4/07/2015	10:44	29,6	49	947,5	177	2,3
24	4/07/2015	10:46	29,6	48	947,5	169	3,3
25	4/07/2015	10:48	29,7	48	947,4	175	3,9
26	4/07/2015	10:50	29,7	48	947,5	167	3,8
27	4/07/2015	10:52	29,7	48	947,4	180	3,1
28	4/07/2015	10:54	29,8	48	947,5	191	3
29	4/07/2015	10:56	29,8	47	947,5	176	3,1
30	4/07/2015	10:58	29,9	47	947,4	196	2,6
31	4/07/2015	11:00	30	47	947,3	173	1,7
32	4/07/2015	11:02	30,1	47	947,3	216	2,9
33	4/07/2015	11:04	30,1	47	947,3	219	3,2
34	4/07/2015	11:06	30,1	47	947,3	209	3,4
35	4/07/2015	11:08	30,2	46	947,4	205	3,8
36	4/07/2015	11:10	30,2	46	947,2	201	2,5

Nota. La figura 2-4 muestra la conversión del archivo plano a Excel. (Autor,2023)

3- Almacenamiento de registros tratados en archivo nuevo.

Se procede a guardar los archivos en una carpeta de procesamiento de datos.

Figura 2-5. Almacenamiento de archivos

Nombre	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
ANALISSI POR TRIMEESTRE	7/05/2023 3:12 p. m.	Carpeta de archivos	
Agosto.xlsx	7/05/2023 3:05 p. m.	Hoja de cálculo d...	2.213 KB
Análisis de generación.xls	8/05/2023 7:55 p. m.	Hoja de cálculo d...	6.490 KB
DICIEMBRE (2015) DATOS LIMPIOS.xlsx	5/05/2023 9:23 a. m.	Hoja de cálculo d...	1.229 KB
estudio trimestre.xlsx	8/05/2023 11:12 a. m.	Hoja de cálculo d...	59 KB
JULIO 2015.xlsx	7/05/2023 3:05 p. m.	Hoja de cálculo d...	1.617 KB
NOVIEMBRE (2015) DATOS LIMPIOS .xlsx	5/05/2023 8:56 a. m.	Hoja de cálculo d...	1.011 KB
octubre.xlsx	5/05/2023 9:45 a. m.	Hoja de cálculo d...	769 KB
SEPTIEMBRE (2015) DATOS LIMPIOS.xlsx	7/05/2023 3:05 p. m.	Hoja de cálculo d...	1.400 KB

Nota. La figura 2-5 presenta el pantallazo de los registros en carpeta de archivo, (Autor,2023).

4- Consolidación trimestral de datos.

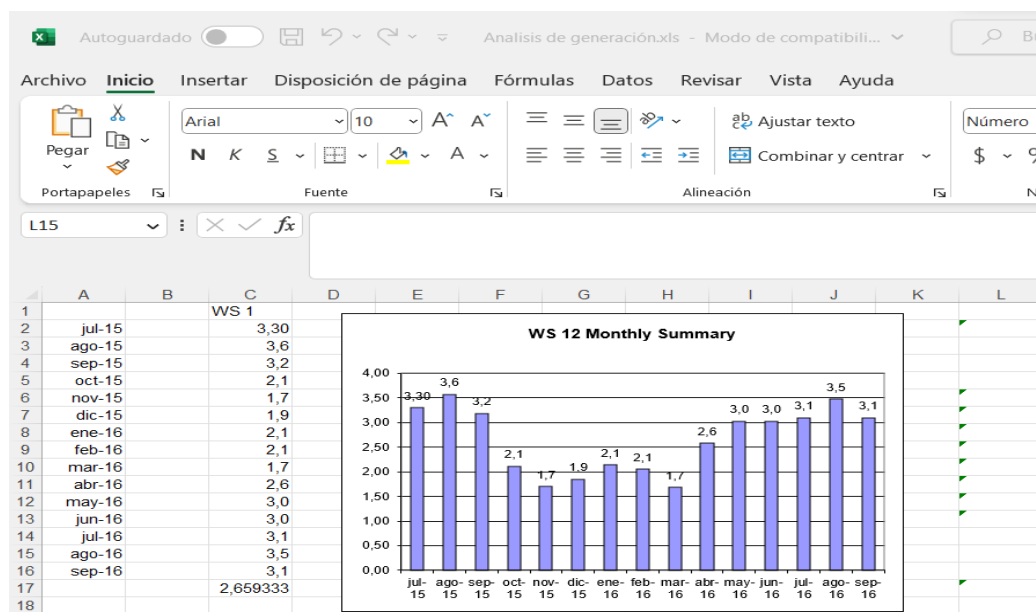
Figura 2-6. Consolidación trimestral de datos

Fecha	Promedio de velocidad del viento	Promedio de temperatura de salida
1/10/2015	1,33	24,09
2/10/2015	1,42	27,82
3/10/2015	1,02	26,49
13/10/2015	2,53	27,43
14/10/2015	1,40	27,73
15/10/2015	1,65	25,46
16/10/2015	2,77	26,68
17/10/2015	2,40	27,65
18/10/2015	2,73	27,96
19/10/2015	3,00	29,93
20/10/2015	3,91	30,17
21/10/2015	3,20	29,04
22/10/2015	1,79	30,53
23/10/2015	1,68	29,63
24/10/2015	1,79	29,26
25/10/2015	2,31	28,47
26/10/2015	2,03	27,89
27/10/2015	1,94	28,57
28/10/2015	2,00	28,90
29/10/2015	2,17	31,09
30/10/2015	1,46	30,39
31/10/2015	1,92	29,32
1/11/2015	1,29	23,88
2/11/2015	1,31	27,23
3/11/2015	1,42	26,77
4/11/2015	1,05	25,14
5/11/2015	1,78	26,66
6/11/2015	2,22	22,32
7/11/2015	2,54	28,17
8/11/2015	2,37	28,00
9/11/2015	2,50	29,63
10/11/2015	2,73	29,81
11/11/2015	2,50	29,19

Nota. La figura 2-6 corresponde al ordenamiento de la tabla para análisis trimestral del viento; (Autor,2023).

5- Análisis de datos

Figura 2-7. Procesamiento de datos y visualización de medias periodo de recolección de datos.

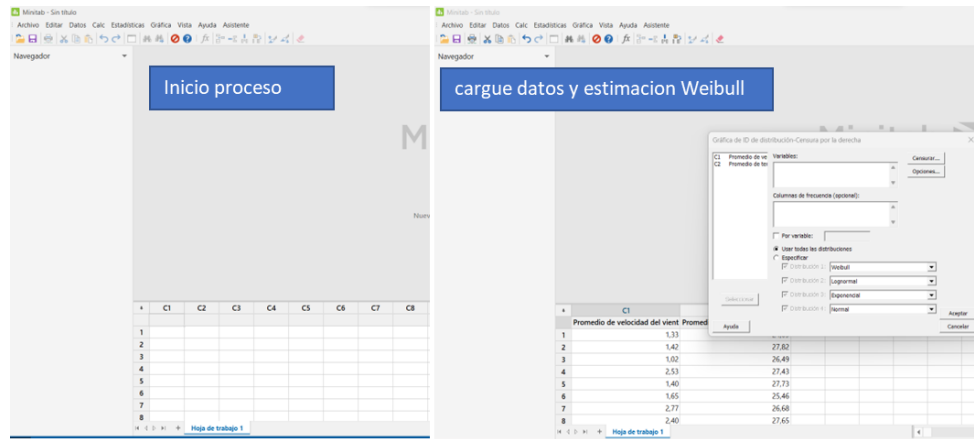


Nota. La figura 2-7 muestra la representación de los promedios de velocidad por mes. (Autor,2023).

Con los datos en Excel se procede a validar operaciones y calcular la distribución de Weibull mediante programa MINTAB19, para lo cual se siguió la siguiente secuencia.

1- Cargue de datos a plantilla base y estimación Weibull

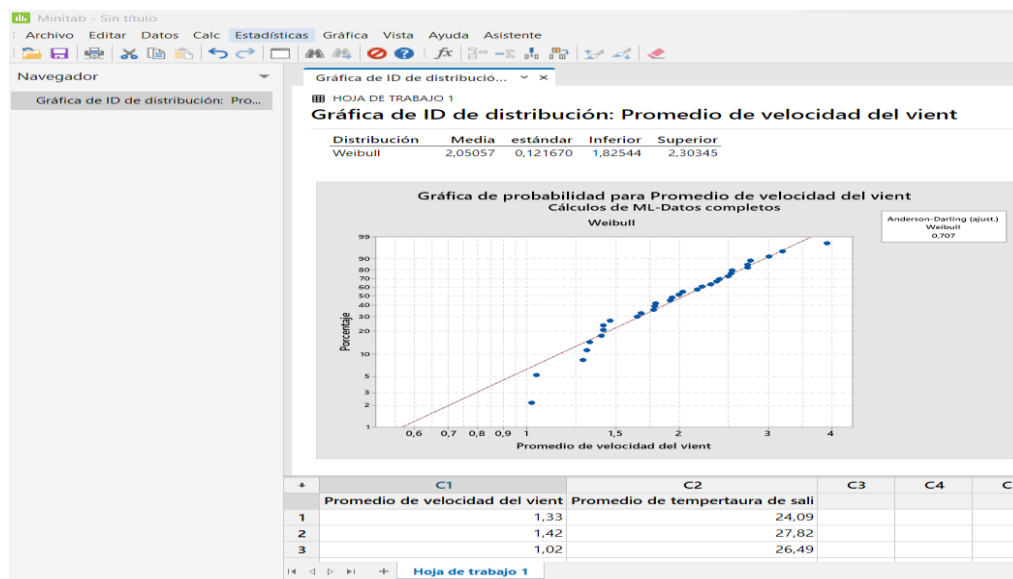
Figura 2-8. Proceso cargue de datos en MINTAB19



Nota. la figura 2-8 ilustra el proceso de estimación de datos mediante distribución de Weibull en el programa MINTAB19; (Autor,2023).

2- Generación de resultados mediante opción “Estadísticos-análisis de distribución”

Figura 2-9. Determinación distribución de Weibull



Nota. La figura 2-9 muestra la representación de la distribución de Weibull; (Autor,2023).

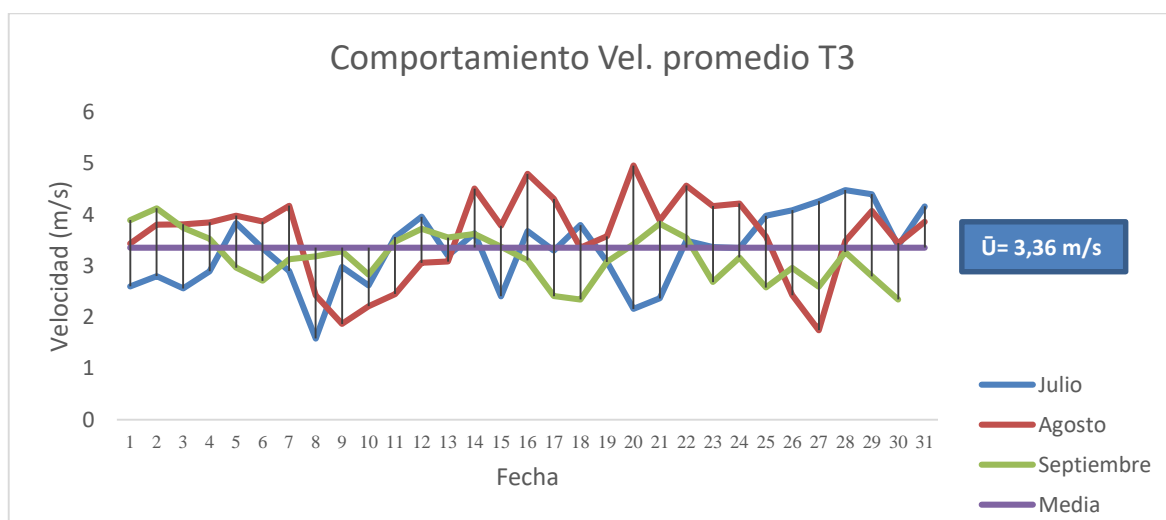
Seguidamente se realiza los análisis correspondientes los cuales se presentan a continuación.

2.2.2. Análisis viento 2015

Según la base de datos el número de registros procesados comprende los indicados en la tabla 2-1, siendo el mes de agosto el de mayor numero de datos, para el segundo semestre los trimestres de análisis son T3 (Julio a Septiembre) y T4 (Octubre a diciembre).

Analizados los datos del viento en 2015 para T3, los resultados muestran la siguiente tendencia:

Figura 2-10. Comportamiento promedio de velocidades T3



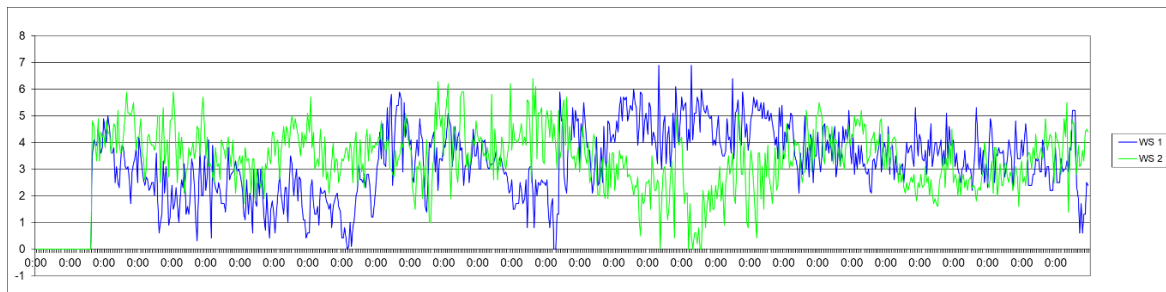
Nota. Se observa en la figura 2-10 una representación gráfica del comportamiento promedio durante 31 días de la velocidad promedio del viento medida en m/s. (Autor,2023).

Los datos presentados indican que el promedio de velocidad del mes de julio fue de 3,30 m/s, para el mes de agosto se reportó una media de 3,57 m/s y en septiembre este valor fue de 3,18 m/s; siendo el mes de agosto el de mayor velocidad promedio de estos; la

mínima velocidad del trimestre fue de 1,58 m/s en el mes de julio y la máxima reportada fue de 4,96 m/s en el mes de agosto, la media total del T3 se ubicó en 3,36 m/s.

El comportamiento del patrón de variación de velocidad del viento para T3 muestra una tendencia regular sin grandes cambios en la lectura de datos lo cual valida el hecho de que como se observa en la gráfica de continuidad es el mes de agosto la mayor frecuencia regular de vientos promedios los cuales se dan durante 15 días promedio del mismo mes según figura 2-11

Figura 2-11. Distribución de variación de velocidad promedio T3

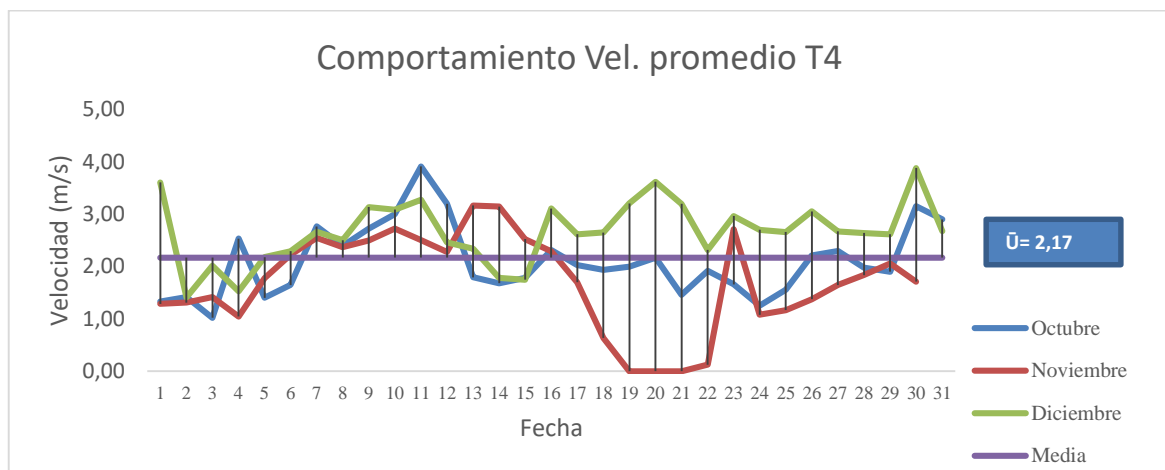


Nota. Se observa en la figura 2-11 una representación de las variaciones de velocidades promedio para los meses julio, agosto y septiembre. (Autor,2023).

Se observa en la figura 2-11 una variación simétrica entre la variación de color verde y azul, indicando como se describió anteriormente un comportamiento regular del viento presentado en el area de estudio.

Con respecto al trimestre T4, los resultados muestran la siguiente tendencia:

Figura 2-12. Comportamiento promedio de velocidades T4

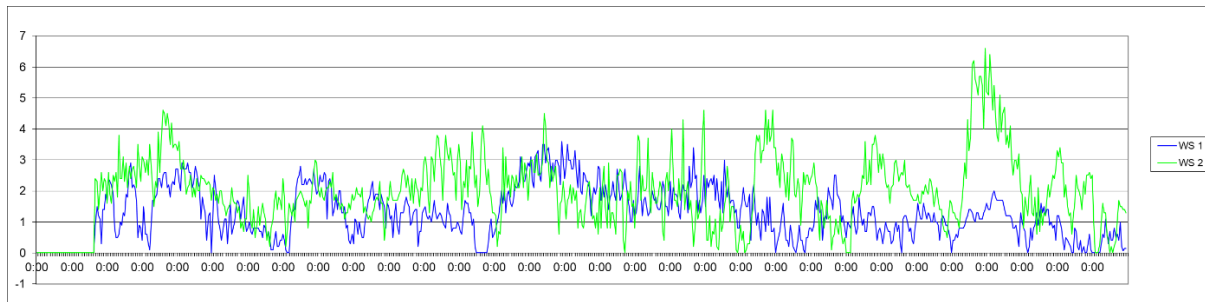


Nota. Se observa en la figura 2-12 una representación gráfica del comportamiento promedio durante 31 días de la velocidad promedio del viento medida en m/s. (Autor,2023).

Los datos presentados indican que el promedio de velocidad del mes de octubre fue de 2,11 m/s, para el mes de Noviembre se reportó una media de 1,71 m/s y en diciembre este valor fue de 2,66 m/s; siendo el mes de diciembre el de mayor velocidad promedio de estos; la mínima velocidad del trimestre fue de 0,64 m/s en el mes de noviembre y la máxima reportada fue de 3,91 m/s en el mes de octubre, la media total del T4 se ubicó en 2,17 m/s.

El comportamiento del patrón de variación de velocidad del viento para T4 muestra una tendencia mucho menor comparado con T3 con una mayor prevalencia de vientos menores para este trimestre según figura 2-13

Figura 2-13. Distribución de variación de velocidad promedio T4



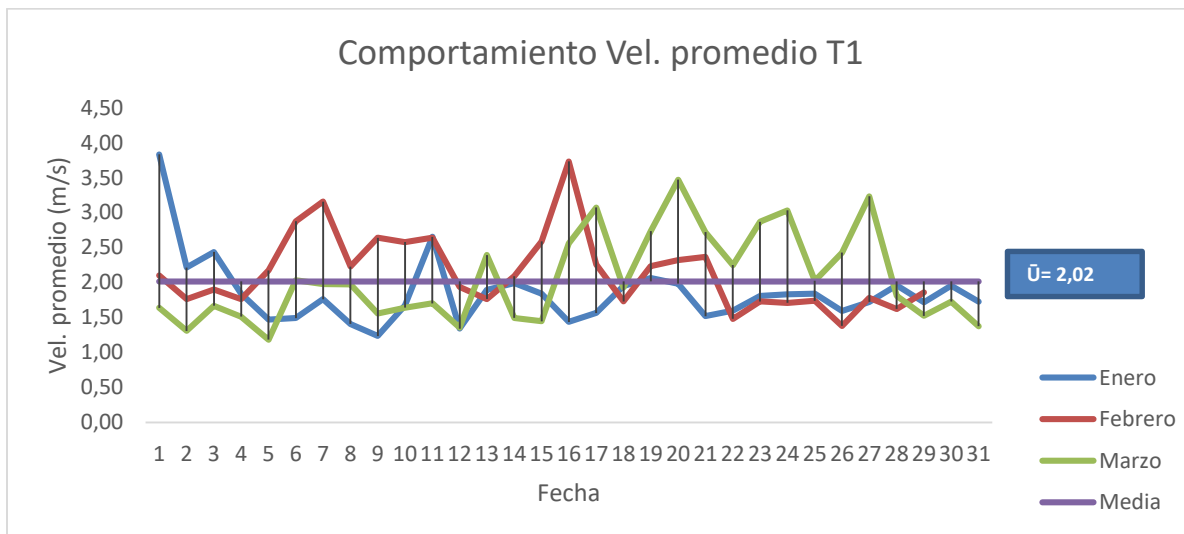
Nota. Se observa en la figura 2-13 una representación de las variaciones de velocidades promedio para los meses de octubre, noviembre y diciembre. (Autor,2023).

De acuerdo con la figura 2-13 se observa una menor velocidad del viento la cual es regular durante todo el trimestre.

2.2.3. Análisis de viento 2016

Con respecto al trimestre T1, los resultados muestran la siguiente tendencia:

Figura 2-14. Comportamiento promedio de velocidades T1

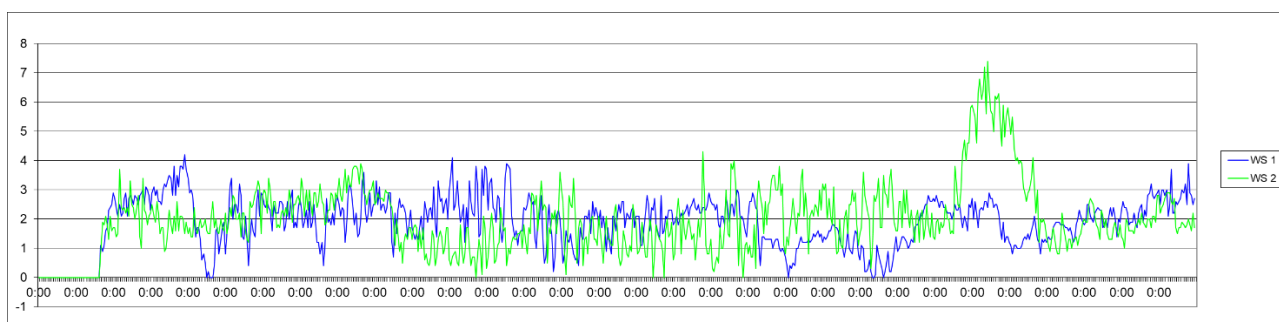


Nota. Se observa en la figura 2-14 una representación gráfica del comportamiento promedio durante 31 días de la velocidad promedio del viento medida en m/s. (Autor,2023).

Los datos presentados indican que el promedio de velocidad del mes de Enero fue de 1,85 m/s, para el mes de Febrero se reportó una media de 2,14 m/s y en Marzo este valor fue de 2,05 m/s; siendo el mes de febrero el de mayor velocidad promedio de estos; la mínima velocidad del trimestre fue de 1,18 m/s en el mes de marzo y la máxima reportada fue de 3,83 m/s en el mes de enero, la media total del T1 se ubicó en 2,02 m/s.

El comportamiento del patrón de variación de velocidad del viento para T1 muestra una tendencia mucho menor comparado con T3 y T4 del periodo 2015 con una mayor prevalencia de vientos menores para este trimestre, figura 2-15.

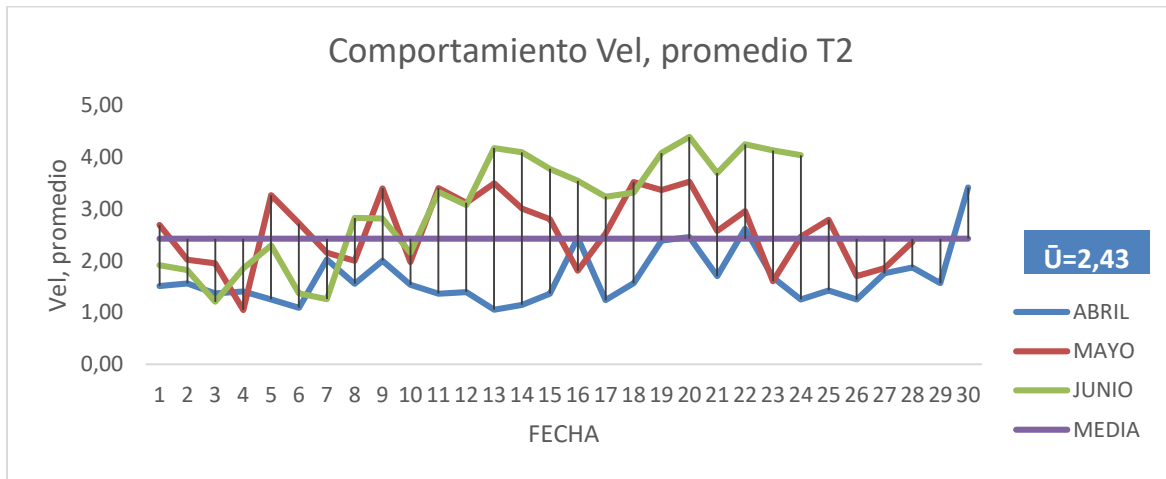
Figura 2-15. Distribución de variación de velocidad promedio T1



Nota. Se observa en la figura 2-15 una representación de las variaciones de velocidades promedio para los meses de Enero, febrero y marzo de 2016. (Autor,2023).

Según la figura 2-15 se observa una menor velocidad del viento, el cual presenta esta tendencia durante más de la mitad de los días del mes.

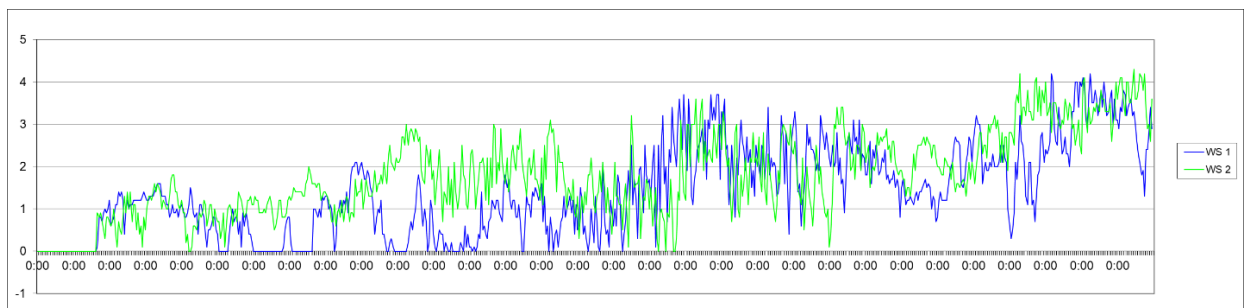
Con respecto al trimestre T2, los resultados muestran la siguiente tendencia:

Figura 2-16. Comportamiento promedio de velocidades T2

Nota. Se observa en la figura 2-15 una representación gráfica del comportamiento promedio durante 31 días de la velocidad promedio del viento medida en m/s. (Autor,2023).

Los datos presentados indican que el promedio de velocidad del mes de abril fue de 1,68 m/s, para el mes de mayo se reportó una media de 2,58 m/s y en junio este valor fue de 3,03 m/s; siendo el mes de junio el de mayor velocidad promedio de estos; la mínima velocidad del trimestre fue de 1,06 m/s en el mes de abril y la máxima reportada fue de 4,39 m/s en el mes de junio, la media total del T2 se ubicó en 2,43 m/s.

El comportamiento del patrón de variación de velocidad del viento para T2 muestra una tendencia mayor comparado con T1 con una mayor prevalencia de vientos con una media de 2 m/s para este trimestre, figura 2-17.

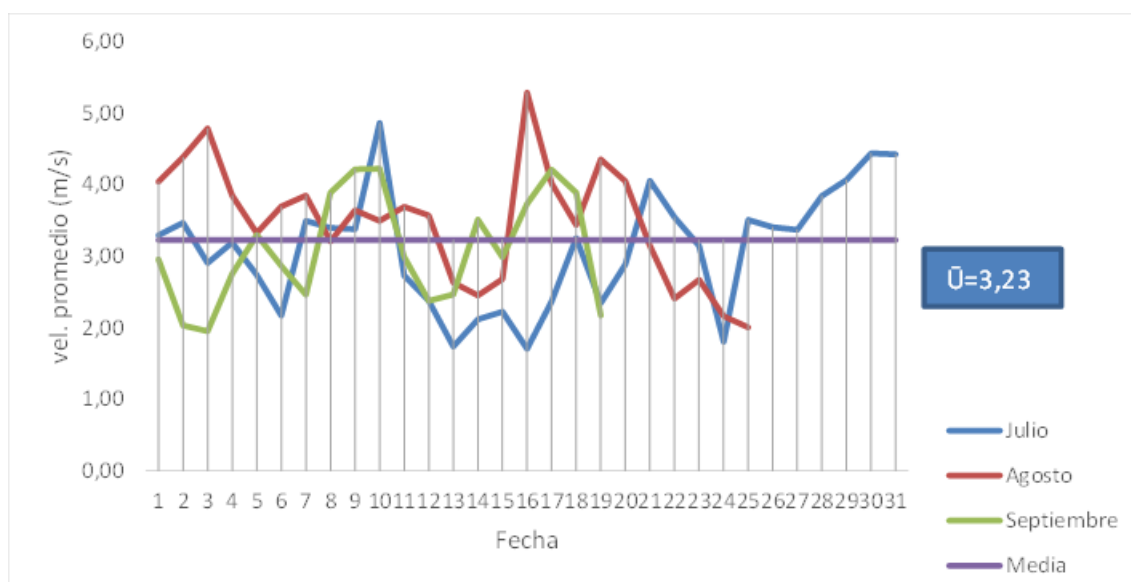
Figura 2-17. Distribución de variación de velocidad promedio T2

Nota. Se observa en la figura 2-17 una representación de las variaciones de velocidades promedio para los meses de octubre, noviembre y diciembre. (Autor,2023).

De acuerdo con la figura 2-17 se observa una velocidad regular del viento la cual se presenta con mayor intensidad después de la segunda semana de los meses de mayo y junio.

Con respecto al trimestre T3, los resultados muestran la siguiente tendencia:

Figura 2-18. Comportamiento promedio de velocidades T3

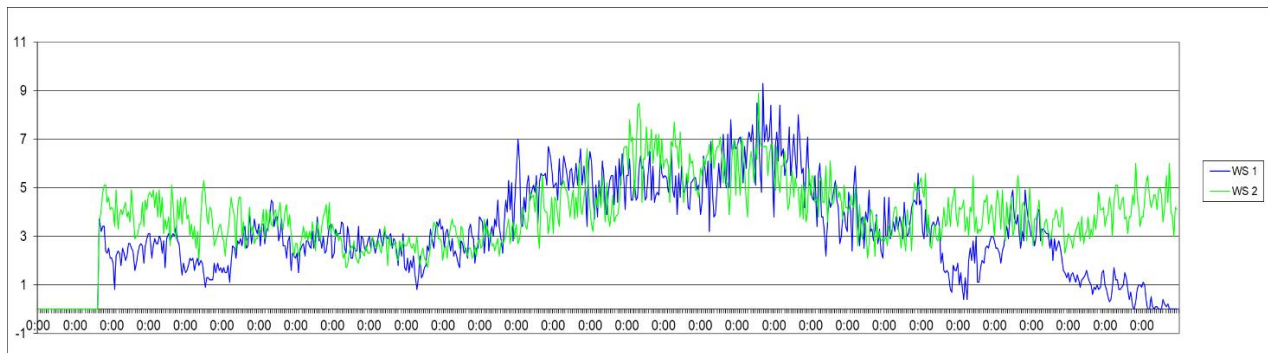


Nota. Se observa en la figura 2-18 una representación gráfica del comportamiento promedio durante 31 días de la velocidad promedio del viento medida en m/s. (Autor,2023).

Los datos presentados indican que el promedio de velocidad del mes de julio fue de 3,11 m/s, para el mes de agosto se reportó una media de 3,48 m/s y en septiembre este valor fue de 3,11 m/s; siendo el mes de agosto el de mayor velocidad promedio de estos; la mínima velocidad del trimestre fue de 1,70 m/s en el mes de julio y la máxima reportada fue de 5,3 m/s en el mes de agosto, la media total del T3 se ubicó en 3,23 m/s.

El comportamiento del patrón de variación de velocidad del viento para T2, muestra una tendencia mayor comparado con T3, con una mayor prevalencia de vientos para este trimestre, figura 2-19.

Figura 2-19. Distribución de variación de velocidad promedio T3

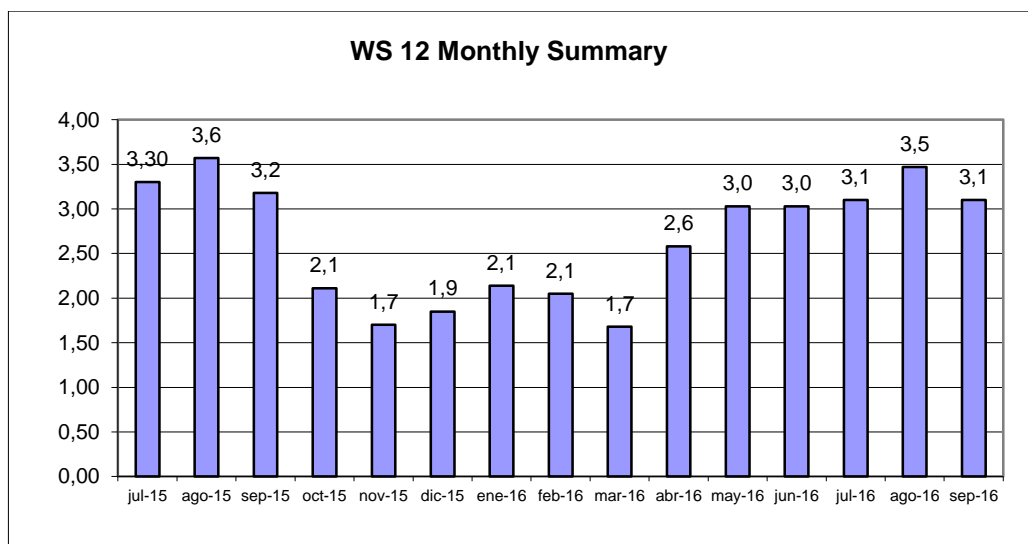


Nota. Se observa en la figura 2-19 una representación de las variaciones de velocidades promedio para los meses de octubre, noviembre y diciembre. (Autor,2023).

De acuerdo con la figura 2-19 se observa un incremento en las velocidades del viento para el mes de agosto y parte de septiembre.

De acuerdo con los análisis realizados del viento se puede concluir lo siguiente:

Figura 2-20. Promedio de velocidades julio 2015 a septiembre 2016.



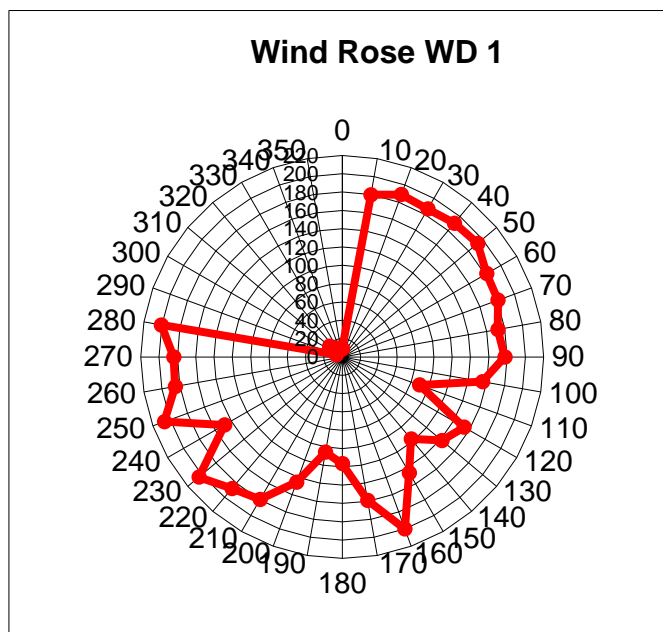
Nota. La figura 2-20 muestra el promedio de velocidades en el rango de estudio mensual. (Autor,2023).

De acuerdo con la figura 2-20 el mes de agosto se caracteriza por una mayor media de velocidad del viento; sin embargo, este mismo comparado con el periodo 2015 disminuyó, los meses siguientes este promedio disminuye entre octubre y abril; sin embargo, los promedios siguen siendo muy bajos.

2.3. Rosa del viento

En cuanto al comportamiento y dirección del viento al graficar los datos por mes se puede indicar que la mayoría de los vientos generados en el area de estudio tienen una dirección muy concentrada en el sentido NE y SO.

Figura 2-21. Rosa del viento del area de estudio

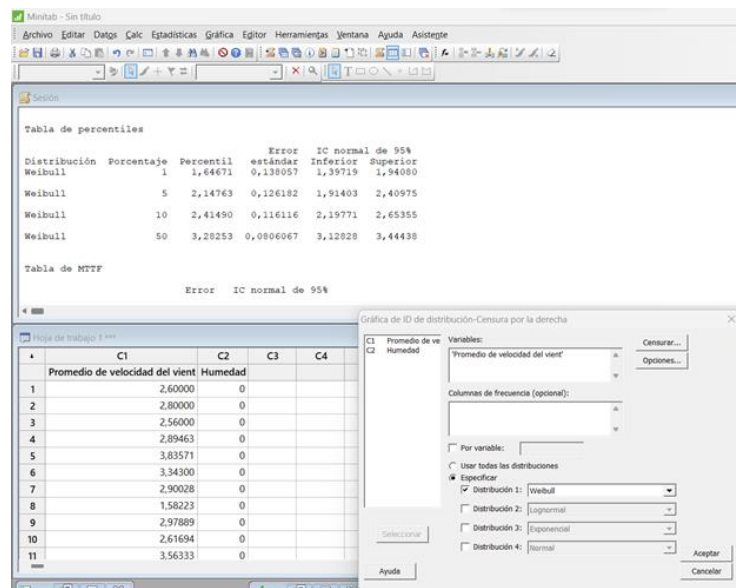


Nota. La figura 2-21 corresponde a la visualización de rosa del viento del area de estudio. (Autor,2023).

2.4. Análisis de distribución por Weibull

Como se definió en el epígrafe 1.2.8. el análisis se realiza a partir del ingreso de los datos correspondientes a los trimestres de 2015 y 2016, al programa MINTAB versión 17 como se mostró según figura 2-22, se tiene el comportamiento de la distribución.

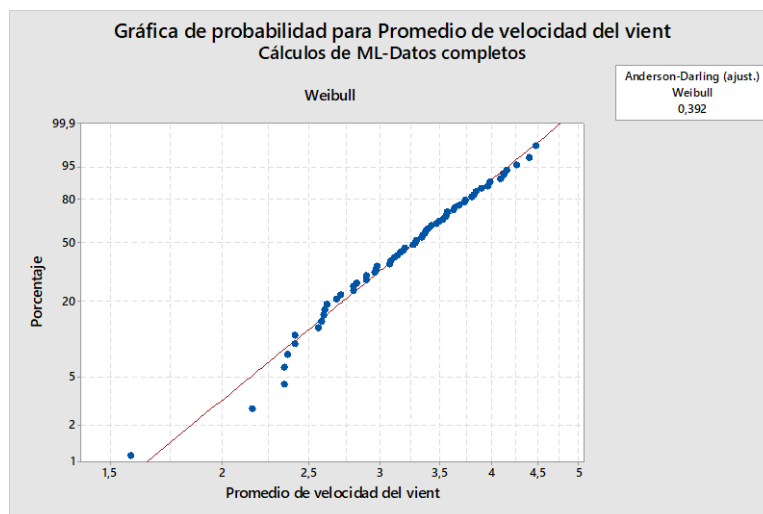
Figura 2-22. Cargue de registros y cálculo de distribución Weibull



Nota. La figura 2 -22 muestra el proceso de estimación de la distribución Weibull el cual parte de la importación, selección modulo estadísticos y análisis de distribución, seleccionando la correspondiente al cálculo. (Autor,2023).

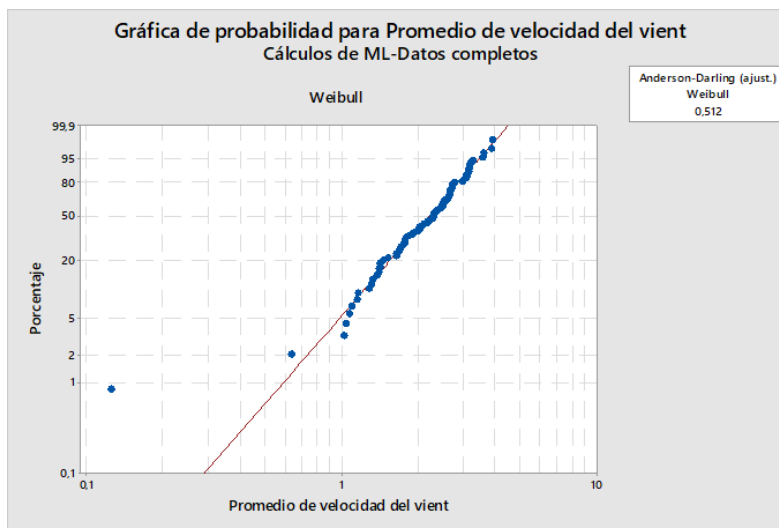
Una vez cargado los datos y seleccionada la opción de análisis de la distribución se procede a ejecutar el comando arrojando la figura 2-23

Figura 2-23. Comportamiento de distribución Weibull modelo grafico 2015



Nota. Se observa en la figura 2-23 un análisis de distribución Weibull con un muy bajo número de datos no alineados es decir velocidades de viento que son mayores o menores a la media de distribución. (Autor,2023).

Figura 2-24. Comportamiento de distribución Weibull modelo grafico 2016



Nota. Se observa en la figura 2-24 un análisis de distribución Weibull datos que presentan una distribución más homogénea de velocidad de viento, (Autor,2023).

A partir de lo anterior se procede a determinar la tasa de densidad y de datos totales con el fin de poder realizar las estimaciones establecidas en el numeral 1.2.8 Cálculo de parámetros de Weibull.

Tabla 2-2. Tabla de frecuencias en función de velocidad del viento

Promedio de velocidad del viento	Frecuencia Absoluta (ni)	Frecuencia relativa = ni/∑ni	Frecuencia Acumulada	y_i ln(-ln(1-frecuencia acumulada))	x_i Ln Vi	f_i*x_i	$f_i*x_i^2$	f_i*y_i	$f_i*x_i*y_i$
1,66	2367	0,04	0,07	-2,61	0,51	0,018	0,009	-0,093	-0,047
1,87	2357	0,04	0,08	-2,44	0,62	0,022	0,014	-0,086	-0,054
2,16	3221	0,05	0,13	-1,96	0,77	0,037	0,029	-0,094	-0,073
2,32	4442	0,07	0,20	-1,51	0,84	0,056	0,047	-0,100	-0,084
2,45	4203	0,06	0,26	-1,19	0,90	0,057	0,051	-0,075	-0,067
2,65	3461	0,05	0,31	-0,98	0,98	0,051	0,049	-0,051	-0,049
2,90	2694	0,04	0,35	-0,83	1,07	0,043	0,046	-0,033	-0,036
3,10	8931	0,13	0,49	-0,40	1,13	0,152	0,172	-0,054	-0,061
3,30	2301	0,03	0,52	-0,30	1,19	0,041	0,049	-0,010	-0,012
3,50	6453	0,10	0,62	-0,04	1,25	0,121	0,152	-0,003	-0,004
3,68	5410	0,08	0,70	0,19	1,30	0,106	0,138	0,015	0,020
3,87	6601	0,10	0,80	0,47	1,35	0,134	0,181	0,047	0,063
4,13	6520	0,10	0,90	0,82	1,42	0,139	0,197	0,080	0,114
4,26	4567	0,07	0,97	1,21	1,45	0,099	0,144	0,083	0,121
4,49	2345	0,04	1,00						
4,88	808	0,01							
Total						1,075	1,277	-0,375	-0,171

Nota. La tabla 2-2 muestra por columna los cálculos correspondientes a distribuciones de frecuencia para T3. (Autor,2023).

A partir de los datos de la tabla 2-2 se estima la densidad poblacional; la cual según Villarrubia (2012)) parte de la ecuación 2.1 presentada a continuación.

$$A = \frac{\sum fixiyi - (\sum fixi)(\sum fiyi)}{\sum fix_i^2 - (\sum fixi)^2} \quad \text{Ecu. (2.1)}$$

$$A = \frac{0,171 - (1,075)(-0,375)}{1,277 - (1,075)^2}$$

$$A = 1,9259$$

$$B = \sum fiyi - A \sum fixi$$

$$B = -0,375 - 1,9259(1,075)$$

$$B = -2,4463$$

Como $k = A = 1.9259$ y $B = -2,4463$, estos valores se reemplazan en la Ecuación

(2.2).

$$c = e^{-\left(\frac{B}{k}\right)} \quad \text{Ecu. (2.2)}$$

$$c = e^{-\left(\frac{-2,4463}{1,9259}\right)}$$

$$C = 3,4528 \frac{m}{seg}$$

A partir de $K = 1,9259$ y $C = 3,4528$ (m/s), se tiene según la ecuación (1.1):

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

$$P(v) = \frac{1,9259}{3,4528} \left(\frac{v}{3,4528}\right)^{1,9259-1} e^{-\left(\frac{v}{3,4528}\right)^{1,9259}} = 0.22078.$$

A partir de lo anterior se construye la función de densidad para cada valor de velocidad media establecido en la tabla 2-1, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 2-3. Densidad de Weibull

Promedio de velocidad del viento (m/s)	Densidad P(v)
1,66	0,22
1,87	0,23
2,16	0,24
2,32	0,24
2,45	0,24
2,65	0,24
2,90	0,23
3,10	0,22
3,30	0,21
3,50	0,20
3,68	0,19
3,87	0,17
4,13	0,16
4,26	0,15

4,49	0,13
4,88	0,10

Nota. La tabla 2-3 muestra los valores de densidad de probabilidad de Weibull; (Autor,2023).

2.5. Potencial eólico disponible

A partir de la ecuación de energía cinética como se indica en la ecuación 2.3 se tiene:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad \text{Ecu. (2.3)}$$

Se tiene la relación de caudal másico de aire \dot{m} y densidad(p), circulando en sentido vertical sobre el área (A) según la ecuación:

$$\dot{m} = pAv$$

A partir de lo anterior se determina potencia disponible (P_d) en función del flujo de aire sobre un tramo dado para lo cual se establece la ecuación:

$$P_d = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 = \frac{1}{2}pAv^3 \quad \text{Ecu. (2.4)}$$

La potencia en función del área es:

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2}pv^3$$

La anterior ecuación parte del hecho de los valores conocidos como densidad del aire ($p= \text{Kg/m}^3$), temperatura ($t= \text{°C}$) de la zona y altura sobre el nivel del mar ($h =\text{m}$), para lo cual se tiene:

$$p = 1,225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)} \quad \text{Ecu. (2.4)}$$

La potencia eólica de una zona de estudio se interpreta como el valor medio sobre un área de terminada partiendo del hecho de que la densidad es un valor fijo; según lo anterior la ecuación (2.5) representa dicho potencial.

$$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} p \langle V^3 \rangle = \frac{1}{2} p F_e \langle V \rangle^3 \quad \text{Ecu. (2.5)}$$

De acuerdo con lo anterior se tiene: Densidad del aire=1,225 kg/m³, promedio de velocidad y el Fe. La universidad Antonio Nariño según datos georreferenciales tiene una altitud de 544 msnm y una temperatura promedio 29°C aproximadamente; de acuerdo con lo anterior al reemplazar estos valores en (2.4) se tiene:

$$p = 1,225 \left(\frac{288}{t + 273} \right) e^{-\left(\frac{h}{8435}\right)}$$

$$p = 1,225 \left(\frac{288}{29 + 273} \right) e^{-\left(\frac{544}{8435}\right)} = 1,0935 \frac{kg}{m^3}$$

$$p = 1,0935 \frac{Kg}{m^3}$$

Para determinar la velocidad media, se parte de los parámetros de $K = 1,9259$ y el factor de escala $C = 3,4528$ (m/s).

$$\langle v \rangle = c \Gamma \left(1 - \frac{1}{k} \right)$$

$$(v) = 3,4528 \Gamma \left(1 - \frac{1}{1,9259} \right)$$

$$(v) = 3,4528 \Gamma(1.48)$$

$$(v) = 3,4528 (0,88575)$$

$$\langle v \rangle = 3,058 \frac{m}{s}$$

Reemplazando dicho valor en F_e , se tiene:

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

$$F_e = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{1,9259}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{1,9259}\right)}$$

$$F_e = \left(\frac{\Gamma(3,44)}{\Gamma^3(1,48)}\right)$$

$$F_e = 2,43 \left(\frac{\Gamma(1,44)}{\Gamma^3(1,48)}\right)$$

$$F_e = 2,43 \left(\frac{\Gamma(1,44)}{\Gamma^3(1,48)}\right)$$

Usando la tabla de valor gamma de la tabla 2-4 se tiene el factor de energía

Tabla 2-4 . Selección de valor gamma

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1,00	1,00000	1,25	0,90640	1,50	0,88623	1,75	0,91906
1,01	0,99433	1,26	0,90440	1,51	0,88659	1,76	0,92137
1,02	0,98884	1,27	0,90250	1,52	0,88704	1,77	0,92376
1,03	0,98355	1,28	0,90072	1,53	0,88757	1,78	0,92623
1,04	0,97844	1,29	0,89904	1,54	0,88818	1,79	0,92877
1,05	0,97350			1,55	0,88887		
1,06	0,96874	1,30	0,89747	1,56	0,88964	1,80	0,93138
1,07	0,96415	1,31	0,89600	1,57	0,89049	1,81	0,93408
1,08	0,95973	1,32	0,89464	1,58	0,89142	1,82	0,93685
1,09	0,95546	1,33	0,89338	1,59	0,89243	1,83	0,93969
		1,34	0,89222			1,84	0,94261
1,10	0,95135	1,35	0,89115	1,60	0,89352	1,85	0,94561
1,11	0,94740	1,36	0,89018	1,61	0,89468	1,86	0,94869
1,12	0,94359	1,37	0,88931	1,62	0,89592	1,87	0,95184
1,13	0,93993	1,38	0,88854	1,63	0,89724	1,88	0,95507
1,14	0,93642	1,39	0,88785	1,64	0,89864	1,89	0,95838
1,15	0,93304			1,65	0,90012	1,90	0,96177
1,16	0,92980	1,40	0,88726	1,66	0,90167	1,91	0,96523
1,17	0,92670	1,41	0,88676	1,67	0,90330	1,92	0,96877
1,18	0,92373	1,42	0,88636	1,68	0,90500	1,93	0,97240
1,19	0,92089	1,43	0,88604	1,69	0,90678	1,94	0,97610
		1,44	0,88581			1,95	0,97988
1,20	0,91817	1,45	0,88560	1,70	0,90864	1,96	0,98374
1,21	0,91558	1,46	0,88560	1,71	0,91057	1,97	0,98768
1,22	0,91311	1,47	0,88563	1,72	0,91258	1,98	0,99171
1,23	0,91075	1,48	0,88575	1,73	0,91467	1,99	0,99581
1,24	0,90852	1,49	0,88595	1,74	0,91683	2,00	1,00000

La tabla 2-4 corresponde al factor de energía en función de la constante Gamma, seleccionada de acuerdo con los valores x, para determinar el potencial eólico; (Energeticafutura, 2022)

$$F_e = \frac{2,43(0,88581)}{(0,88575)^3}$$

$$F_e = 2,43$$

Al reemplazar el valor de $p = 1,0935 \text{ Kg/m}^3$, $(V) = 3,058 \text{ m/s}$ y $F_e = 2,43$ en la ecuación (2.5), se tiene:

$$\frac{(P_d)}{A} = \frac{1}{2} p F_e (v)^3$$

$$\frac{(P_d)}{A} = \frac{1}{2} (1,0935) (2,43)(3,058)^3$$

$$\frac{(P_d)}{A} = 37,99 \frac{W}{m^2}$$

2.6. Potencia máxima del lugar de estudio.

Esta valor se determina a partir de la expresión dada en la ecuación (2.6)

$$P_{max} = C_p * P_d \quad \text{Ecu. (2.6)}$$

De donde:

C_p es el coeficiente de potencia.

La potencia máxima que teóricamente puede ser aprovechada de un flujo de viento es tan solo en la práctica del 40% según la teoría de Betz, para el caso de usar un aerogenerador este puede obtener un aprovechamiento máximo hasta de un 59,26%; de lo anterior se tiene que C_p es igual a 0,593(Energeticafutura, 2022).

La curva de potencia máxima calculada en la universidad Antonio Nariño (potencia-velocidad) en caso de emplearse un aerogenerador cuya velocidad de arranque

debe estar entre 2,1 y 3,6 m/s; por tanto, se emplea la ecuación (2.5) para obtener dicha potencia.

$$\frac{(P_d)}{A} = \frac{1}{2} \rho F_e (v)^3$$

$$\frac{(P_d)}{A} = \frac{1}{2} (1,045) (2,43)(3,058)^3$$

$$\frac{(P_d)}{A} = 37,99 \frac{W}{m^2}$$

Reemplazamos:

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$p_d = 37,99 \left(\frac{\pi (1,9)^2}{4} \right)$$

$$p_d = 107,71 W$$

Remplazando Pd y Cp = 0.4 se tiene:

$$p_{max} = (0,4)(107,11)$$

$$p_{max} = 43,85 W$$

2.7. Demanda energética de la Universidad Antonio Nariño

En relación con el consumo eléctrico de energía para la infraestructura física de la UAN-Sede Baganviles, se determinó mediante la relación de consumo mensual los siguientes datos:

Tabla 2-5. Relación de consumo 2022

	kW/h	\$
Enero	1120	\$ 5.220.820
Febrero	2640	\$ 14.601.070
Marzo	3280	\$ 14.060.020

Abril	2720	\$ 13.098.520
Mayo		Pago mes siguiente
Junio	1120	\$ 25.792.870
Julio	560	\$ 5.692.270
Agosto	3200	\$ 19.516.100
Septiembre	3920	\$ 20.771.330
Octubre	4080	\$ 21.455.610
Noviembre	3520	\$ 21.122.870
Diciembre	560	\$ 5.811.270
Demanda Total	26720	

Nota. La tabla 2-4 muestra la relación de consumo kW/h mensual en la UAN sede Buganviles (Autor,2023).

A partir de datos se estima que el promedio de consumo mes es de 2429 kW/mes.

2.8. Análisis energético

El Modelo energético para este tipo de energías toma como base la expresión 2.6:

$$\Delta X = (U_2 - U_1) + P_0(V_2 - V_1) - T_0(S_2 - S_1) + \dot{m} \left(\frac{V_2^2 - V_1^2}{2} \right) + \dot{m}g(Z_2 - Z_1) \quad \text{Ecu. (2.6)}$$

De donde:

- $(U_2 - U_1)$ variación interna.
- $P_0 (V_2 - V_1)$ Trabajo Pv en función de presión
- $T_0 (S_2 - S_1)$ transferencia de calor.
- $\dot{m} ((V_2^2 - V_1^2) / 2)$ variación cinética de energía.
- $\dot{m} (Z_2 - Z_1)$ cambio energía potencial.

A partir de lo anterior se tiene que la temperatura a estimar es constante lo que infiere que no se presentan variaciones de volúmenes, presiones, por ende se parte de la hipótesis que la velocidad final=0; a partir de lo anterior la ecuación 2.6.

$$\Delta X = \dot{m} \left(\frac{-V_1^2}{2} \right)$$

Como la energía de la energía cinética del sistema es igual a la energía cinética misma, (Michael J Moran, 2004).

$$X_{ec} = ec = \left(\frac{V^2}{2} \right)$$

Se tiene que $V = 4.25 \text{ m/s}$ según la expresión (2-4) es:

$$x_{ec} = ec = \left(\frac{3,058^2}{2} \right) \left(\frac{m^2}{s^2} \right) \left(\frac{1 \frac{Kj}{kg}}{1000 \frac{m^2}{s^2}} \right)$$

$$x_{ec} = ec = 0,00467568 \frac{Kj}{kg}$$

$$\dot{m} = \rho AV = \rho \left(\frac{\pi(D^2)}{4} \right) V$$

Reemplazando los valores obtenidos en $\rho = 1,045 \text{ Kg/m}^3$, $V = 3,058 \text{ m/s}$ y $D = 1,9$

m.

$$\dot{m} = (1,045) \left(\frac{\pi(1,9^2)}{4} \right) (3,058)$$

$$m = 9,06 \frac{Kg}{s}$$

Reemplazando se tiene:

$$\Delta x = 9,06 \frac{Kg}{s} * 0,00467568 \frac{Kj}{Kg}$$

$$\Delta x = 0,0423 \frac{Kj}{s} = 42,36 \text{ W}$$

$$p_{max} = 42,36 \text{ W}$$

2.9. Estimación del suministro de energía

Se procede a establecer a partir de la función de densidad y la curva de potencia un escenario de generación, tabla2-6.

Tabla 2-6. Estimación producción energía

Vi	Frecuencia Absoluta	Pd (W)		Pmax (W)	
	ni	Pd*H	(Pd*H)*ni	Pd*Cp	Pmax V Arraq
1,66	3	245,89	737,67	6,14725	0
1,87	5	1120	5600	28	0
2,16	3	8655	25965	216,375	649,125
2,32	6	14678	88068	366,95	2201,7
2,45	4	1420	5680	35,5	142
2,65	3	1672	5016	41,8	125,4
2,9	4	1700	6800	42,5	170
3,1	3	1843	5529	46,075	138,225
3,3	2	23000	46000	575	1150
3,5	2	17500	35000	437,5	875
3,68	3	34543	103629	863,575	2590,725
3,87	4	28567	114268	714,175	2856,7
4,13	2	45065	90130	1126,625	2253,25
4,26	2	62001	124002	1550,025	3100,05
4,49	1	51001	51001	1275,025	1275,025
4,88	1	76672	76672	1916,8	1916,8
Total, H	48		Total, W		19444

Nota. La tabla 2-5 muestra los resultados de la estimación de energía producida en la UAN. (Autor,2023).

En un escenario de 48 horas, es necesario que el aerogenerador parta de la velocidad mínima calculada por mes, por lo que al sumar estos valores de distribución la energía total es de 19,444 kW/h en una media de 2 días.

Es decir que la capacidad promedio para generación es de 9,72 kWh/ día; a partir de la tabla 2-5 y $P_{\text{máx}}$ se tiene la asociación entre consumo vs producción de potencia del aerogenerador.

$$CEA \text{ vs } PEEA = \frac{ECD * 1,2 * 365d}{PEEA}$$

Fuente: (Energy, 2019)

ECD equivale a la demanda energética/día de la UAN sede Buganviles, 1,2 es el factor de seguridad de carga y PEEA es la generación de energía/anual aerogenerador, (Energy, 2019).

$$CEA \text{ vs } PEEA = \frac{0,53 \frac{kW}{h} * 1,2 * 365}{320 \frac{kW}{h}}$$

$$CEA \text{ vs } PEEA = 0,72$$

como 0,72 es menor a uno (1) lo que indica que el aerogenerador a seleccionar podría cubrir en determinado porcentaje el consumo de la UAN, para ello resulta importante establecer que esta conclusión aplica si se consideran aerogeneradores que tengan velocidades de arranque mayores o iguales a 2 m/s, dado que las velocidades medias mensuales estimadas están por encima de este valor. (Energy, 2019).

2.10. Selección de generador

Teniendo en cuenta los datos recopilados, se analizaron dos tipos de generadores que son comercialmente trabajados en el país, se adaptan a las velocidades medias resultantes del estudio y tienen una gran capacidad de generación, y pueden generar la taza de energía promediada para la iluminación básica de las instalaciones del predio.

Con el primer generador de tipo horizontal se tienen las siguientes características:

Figura 2-25 . Aerogenerador tipo Enair - 70 Pro



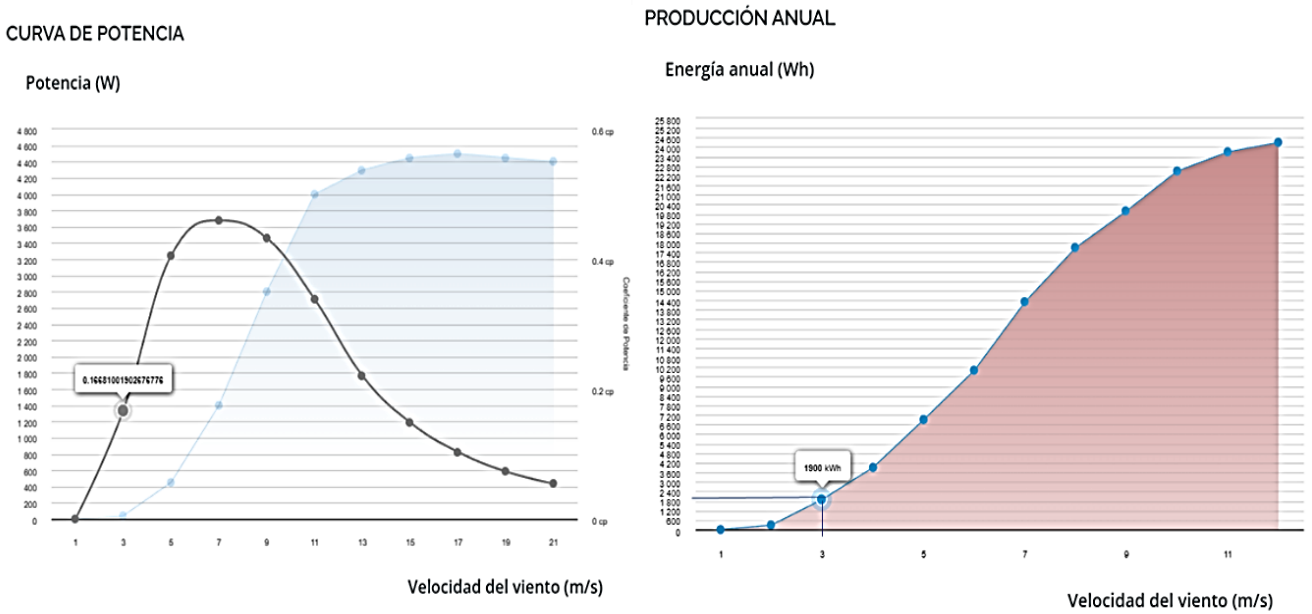
Nota. La figura 2-25 muestra el aerogenerador 70pro horizontal de 3 palas para análisis de generación en la zona de estudio; (Enair, 2023).

Características

Número de palas	3
Material palas	Fibra de vidrio con resinas y núcleo de poliuretano
Generador	250rpm nominales imanes de neodimio
Potencia	5500W
Potencia nominal	4000W (IEC 61400-2)
Tensión	24 / 48 / 220V
Clase de viento	CLASS I / IEC 61400-2 / NVN I - A
Diámetro	4,3m
Sentido de giro	Horario
Area de barrido	14,5m ²
Peso	165Kg
Aplicaciones	Carga de baterías 24 o 48V y conexión a red
Viento de arranque	2m/s
Velocidad nominal	11m/s
Velocidad regulación del paso variable	12m/s
Velocidad de supervivencia	60m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a 60m/s

Las curvas de rendimiento en potencia y producción anual se indican a continuación y establecen que la generación de viento a una tasa de flujo de 3 m/s es de 1.4 kW constantes con una tasa anual de producción energética de 1900 kWh.

Figura 2-26. Curvas de potencia y producción anual de energía (Wh)



Nota. La figura 2-26 muestra la relación de velocidad de trabajo y los Wh generados; (Enair, 2023).

Al analizar el segundo generador ATLASX7, se tiene el siguiente comportamiento

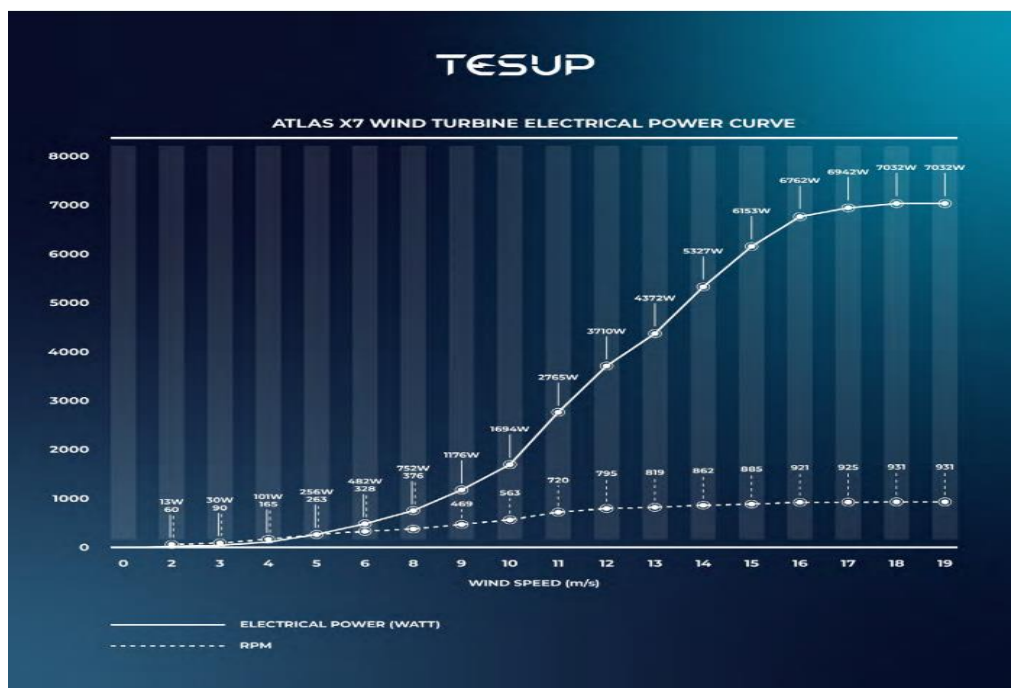
Figura 2-27. Aerogenerador ATLASX7



Nota. La figura 2-27 muestra un generador vertical para producción de energía eléctrica; (Tesup, 2023).

Ahora bien, la curva de generación eléctrica indica:

Figura 2-28. Curva de rendimiento



Nota. La figura 2-28 muestra la curva de generación eléctrica del aerogenerador vertical. (Tesup, 2023).

El generador a una velocidad de 3.0 m/s cuenta con una producción energética de 0.3 kW/h; para igualar la capacidad de producción, requerimos de la siguiente relación.

$$i = \frac{1.4kW}{0.3 kW} = 4.6$$

$$i = 5$$

De lo anterior se tiene que para suplir la misma capacidad de generación requerimos de 5 generadores ATLAS X7 para equiparar un generador ENAIR 70PRO.

Es claro que el generador ENAIR 70 PRO posee una mayor capacidad de generación, lo cual es un criterio establecido para desarrollar las proyecciones de estas; ahora bien, al proyectar la capacidad de generación en función de las velocidades medias estimadas y graficadas en la figura 2-20 se tiene el siguiente resultado:

Tabla 2-7. Proyección de generación eléctrica (kW)/mes.

Año	Mes	Vel. Media (m/s)	ENAIR 70PRO (kW)/mes
2015	Julio	3,3	224
	Agosto	3,6	286
	Septiembre	3,2	205
	Octubre	2,1	47
	Noviembre	1,7	19
	Diciembre	1,9	31
2016	Enero	2,1	47
	Febrero	2,1	47
	Marzo	1,7	19
	Abril	2,6	105
	Mayo	3	168
	Junio	3	168
	Julio	3,1	186
	Agosto	3,5	265
	Septiembre	3,1	186
Total, Generación según medias de velocidad estimadas a partir de datos de julio de 2015 a septiembre de 2016			2.003

Nota. La tabla 2-6 muestra el potencial de generación eléctrica anual en KW que tendría el aerogenerador seleccionado para el periodo de tiempo analizado. Los resultados de estos se realizaron con <https://www.enair.es/es/app>. y se dejaron como evidencia en el anexo 1. (Autor,2023).

De acuerdo con los resultados obtenidos del generador seleccionado, se tiene que el potencial de generación estimado del Enair 70PRO es de 1288 kW/añual; al analizar el porcentaje de cobertura de este aerogenerador se tienen los siguientes resultados

Tabla 2-8. Proyección de generación anual del 70PRO

	kW/h	\$	ENAIR 70PRO (kW)/mes
Enero	1120	\$ 5.220.820	47
Febrero	2640	\$ 14.601.070	47
Marzo	3280	\$ 14.060.020	19
Abril	2720	\$ 13.098.520	105
Mayo			168
Junio	1120	\$ 25.792.870	168
Julio	560	\$ 5.692.270	186
Agosto	3200	\$ 19.516.100	265
Septiembre	3920	\$ 20.771.330	186
Octubre	4080	\$ 21.455.610	47

Noviembre	3520	\$ 21.122.870	19
Diciembre	560	\$ 5.811.270	31
Demanda Total	26.720	\$ 167.142.750	1.288

Nota. La tabla 2-7 muestra la proyección anual de generación eléctrica del 70PRO; (Autor,2023).

Al tomar la proyección de generación se puede determinar el porcentaje de cobertura de un 70 PRO a partir de las medias calculadas por mes de la tabla 2-7, como se indica a continuación:

Tabla 2-9. Cobertura 70PRO de demanda anual UAN

% cobertura demanda actual UAN	Data
Consumo actual anual UAN en kW	26.720
Generación proyectada según datos ENAIR 70PRO	1.288
% cobertura del 70PRO/ demanda UAN anual	5%
# generadores	1

Nota. Se muestra en la tabla 2-7 el ahorro en porcentaje que produce el 70PRO. (Autor,2023).

Según los resultados, la cobertura de este equipo es de un 5% en función de las condiciones de velocidad media calculada; ahora bien, para cubrir la demanda total anual de la UAN sede Buganviles se requieren de 20,7 equipos 70PRO.

2.11. Comparativa de costos

El generador ENAIR 70PRO tiene un costo de \$65'730.000 puesto en Colombia y el ATLAS X7 tiene un costo de \$8'227.000 si requerimos de 5 generadores para cubrir la capacidad del ENAIR 70PRO tendrá un costo de \$41'135.000.

En función de lo anterior se tiene el siguiente análisis

Tabla 2-10. análisis de cobertura y costo de implementación de aerogenerador

# DE 70PRO Requeridos	Generación eléctrica (kW/año)	% cobertura demanda anual UAN (26720 kW/Año)	Costo equipos 70PRO
-----------------------	-------------------------------	--	---------------------

1	1288	5%	\$ 65.000.000
2	2576	10%	\$ 130.000.000
3	3864	14%	\$ 195.000.000
4	5152	19%	\$ 260.000.000
5	6440	24%	\$ 325.000.000
6	7728	29%	\$ 390.000.000
7	9016	34%	\$ 455.000.000
8	10304	39%	\$ 520.000.000
9	11592	43%	\$ 585.000.000
10	12880	48%	\$ 650.000.000
11	14168	53%	\$ 715.000.000
12	15456	58%	\$ 780.000.000
13	16744	63%	\$ 845.000.000
14	18032	67%	\$ 910.000.000
15	19320	72%	\$ 975.000.000
16	20608	77%	\$ 1.040.000.000
17	21896	82%	\$ 1.105.000.000
18	23184	87%	\$ 1.170.000.000
19	24472	91%	\$ 1.235.000.000
20	25760	96%	\$ 1.300.000.000
21	27048	101%	\$ 1.365.000.000

Nota. Se muestra en la tabla 2-9 un análisis en función de número de aerogeneradores 70 PRO que se pueden instalar para cubrir la demanda que en este caso es de 21 equipos; a partir de ello se hace una proyección en función de demanda que cubre con respecto al consumo anual de la UAN sede Buganviles y el costo del equipo. (Autor,2023).

De acuerdo con los resultados obtenidos, se tiene:

- Para el cálculo de la velocidad del viento, se tomaron las bases de datos por mes y se estimaron las medias aritméticas para poder realizar la proyección de generación en función del aerogenerador seleccionado como se indicó en la tabla 2-7.
- Para el análisis de Weibull se establecieron los valores de las constantes c ($C = 3,4528$ (m/s)) que corresponde a la escala de densidad de distribución y k ($K = 1,9259$) el cual corresponde a la función de gamma; a partir de ello se determinó la densidad de distribución (tabla 2-3).
- Para determinar el potencial eólico disponible de la zona de estudio cuyo valor es de 37,99 kW, se empleó la ecuación de potencial eólico la cual tomo la densidad del

aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$), la velocidad media ($3,058 \frac{m}{s}$) y el factor de energía del lugar de estudio (función Gamma), a una altura sobre el nivel del mar de 544 msnm y una temperatura promedio de 29°C .

- La capacidad de generación diaria promedio es de $9,72 \text{ kWh/ día}$, al tomar este valor para establecer la relación de generación entre ECD el cual corresponde a consumo energético de la UAN sede Buganviles en un día promedio y la producción de energía estimada anual del aerogenerador PEEA el valor resultante es $0,72$, el cual es menor a 1, lo que permite inferir que un aerogenerador puede cubrir la demanda energética.
- Es viable implementar aerogeneradores a partir de las velocidades medias que se obtuvieron de la generación del 70 PRO garantizando 1288 kW/año que representa el 5% de la demanda anual que es de 26729 kW actual de la UAN sede Buganviles.
- El 50% de la demanda energética de la UAN sede Buganviles, se cubriría con 10 equipos 70 PRO, el valor de estos equipos es de $\$ 650.000.000$ millones de COP, los cuales tendrían un costo anual en función de la depreciación a 5 años de $\$130.000.000$, lo cual puede ser viable si partimos que la facturación anual del consumo en la UAN es de $\$ 167.142.750$; este costo depreciado representa el 78% de la facturación eléctrica actual de la sede Buganviles.
- En cuanto al ahorro que representa este tipo de generador, este se estima tomando como base el 5% y multiplicándolo por la demanda total/ anual en pesos, lo cual equivale a un ahorro de $\$8.056.000$ millones COP/anual.

Conclusiones

El potencial eólico de generación existente en la sede Neiva Buganviles, es de 37,99 $\frac{W}{m^2}$, con una potencia máxima de 43,85 W. Este valor se obtuvo a partir de la ecuación de potencial eólico, la cual tomó datos bases con una densidad del aire (1,225 kg/m³), la velocidad media (3,058 $\frac{m}{s}$) y el factor de energía del lugar de estudio (función Gamma), a una altura sobre el nivel del mar de 544 msnm y una temperatura promedio de 29°C.

Las características del viento para los meses de mayo (3,0 m/s), junio (3,0 m/s), Julio (3,3 m/s), agosto (3,6 m/s) y septiembre (3,2 m/s) se presentan las mayores medias de velocidad con un promedio mes de 168 kW; caso contrario para los meses de octubre (2,1 m/s), noviembre (1,7 m/s), diciembre (1,9 m/s), enero (2,1 m/s), febrero (2,1 m/s) y marzo (1,7 m/s) cuya media es menor a 2,5 m/s/ lo que implica una menor capacidad de generación. El análisis de la rosa del viento arrojó que, los vientos se concentran fundamentalmente en la dirección NE y SO

El aerogenerador seleccionado es tipo horizontal. El 70PRO tiene una mayor capacidad de generación eléctrica en comparación con el ATLAS X7, el 70 PRO trabaja a partir de velocidades de 2 m/s generando 46 kW, mientras que el ATLAS X7 a esa misma velocidad genera 9 kW, lo cual permite establecer que se requieren de 5 ATLAS X7 para alcanzar la misma generación del 70PRO, razón por la cual es más conveniente este aerogenerador.

A partir del cálculo de la capacidad de producción energética de los aerogeneradores, se estableció que el equipo 70PRO tiene una mayor capacidad de generación en la zona de estudio, este valor es de 1288 kW/año, lo cual equivale a un 5% de la demanda total

facturada por la Universidad Antonio Nariño para el periodo 2022 y la cual fue de 26720 kW, este porcentaje representa un ahorro de \$8.056.000 millones COP/anual

Para cubrir el 50% de la demanda de la Universidad Antonio Nariño sede Buganviles se deben adquirir 10 equipos 70PRO, los cuales tienen un costo estimado de \$650.000.000 millones COP, que proyectados a 5 años equivalen a un costo anual de \$130.000.000 millones COP, valor que sería el 78% de la facturación del 2022, lo cual hace viable su adquisición.

Recomendaciones

Se recomienda ampliar el análisis con otros aerogeneradores con el fin de identificar alternativas de inversión.

Considerar el uso de programas de ahorro al interior de las instalaciones de la UAN, así como una inspección para identificar o proyectar los puntos de mayor consumo con miras a diseñar estrategias de ahorro.

Analizar, evaluar y comparar la generación fotovoltaica para determinar si se pueden combinar energías renovables para mitigar el consumo de energía eléctrica proveniente de la hidroeléctrica.

Evaluar el impacto de la energía pieza eléctrica como fuente alterna de generación para demandas menores.

Referencias Bibliográficas

- ACCIONA. (2022). *Energía Eólica*. Obtenido de https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/?_adin=02021864894
- Castillo, M. (2021). Wind behaviour and estimation of wind potential in the southern region of Guatemala. *Revista de la Escuela de Estudios de Postgrado*, 11(1), 1-8. Obtenido de https://www.researchgate.net/profile/Paris-Rivera/publication/366843967_COMPORTAMIENTO_DEL_VIENTO_Y_ESTIMACION_DEL_POTENCIAL_EOLICO_EN_LA_REGION_SUR_DE_GUATEMALA/links/63b4cc5bc3c99660ebc8a7ed/COMPORTAMIENTO-DEL-VIENTO-Y-ESTIMACION-DEL-POTENCIAL-EOLICO-EN
- Caviedes, A. (2019). *Estudio de factibilidad en la implementación de un sistema de generación de energía eólica en la Finca El Puente municipio de Alpujarra Tolima*. Alpujarra (Tolima): Universidad Antonio Nariño.
- Checa, F. (2017). Methodology for the determination of wind characteristics and assessment of wind energy potential in Túquerres - Nariño. *Revista científica*, 31(1), 19-31. doi:Methodology for the determination of wind characteristics and assessment of wind energy potential in Túquerres - Nariño
- Cusarúa, A. (2022). *Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona*. Sotaquirá (Boyaca): Universidad del Bosque.
- Enair. (12 de Mayo de 2023). Obtenido de <https://www.enair.es/es/aerogeneradores/e70pro>
- Energeticafutura. (2023 de Mayo de 2022). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Obtenido de <https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/>
- Energías Renovables. (2 de Mayo de 2023). Obtenido de http://energiarenovable-lasmagneticas.blogspot.com/p/blog-page_38.html
- Energy, C. I. (8 de octubre de 2019). *Youtube*. Obtenido de <https://youtu.be/pcS20ebasRA>
- GEOGRAPHIC, R. N. (5 de septiembre de 2022). *NATIONAL GEOGRAPHIC*. Obtenido de <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/el-poder-del-viento>
- GEOGRAPHIC, R. N. (5 de septiembre de 2022). *NATIONAL GEOGRAPHIC*. Obtenido de <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/el-poder-del-viento>

- Hernández, S. (2018). *Metodología de la investigación. Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. Mexico D.F.: Mc Graw Hill Education.
- IDEAM - UPME, J. F. (2017). *ATLAS DE VIENTO*. Bogotá, D. C., Colombia: Imprenta Nacional de Colombia.
- Koholé, Y., & Tchuen, G. (2023). *Wind energy potential assessment for co-generation of electricity and hydrogen in the far North region of Cameroon*. Bandjoun (Camerún): Science direct.
- La republica. (4 de Mayo de 2022). Potencial de energía eólica en el país es tres veces superior al de la generación actual. *La republica*, 2(12), 2-6. Recuperado el 12 de Febrero de 2023, de <https://www.larepublica.co/economia/el-potencial-de-la-energia-eolica-en-el-pais-es-tres-veces-superior-al-de-la-generacion-actual-3356354>
- Luna, J. (2019). *Evaluación del recurso eólico para la generación de energía eléctrica en la vía al mar Cali-Buenaventura*. Santiago de Cali: Universidad del Valle.
- Mantenimientodeaerogeneradores. (12 de Mayo de 2022). Obtenido de <http://www.mantenimientodeaerogeneradores.com/index.php/clasificacion-de-aerogeneradores>
- Michael J Moran, H. N. (2004). *Fundamento de Termodinámica Técnica, Edición 2*. Barcelona España: Reverté S.A.
- Minenergía. (2022). *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica en la*. Bogotá: ERM. Obtenido de <file:///E:/PU/universidad%20nari%C3%B1o/F2022/proyecto%20mtto%20victor/nuevo%20proyecto%202023/Espa%C3%B1ol%20Hoja%20de%20ruta%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20costa%20afuera%20en%20Colombia%20VE.pdf>
- Perdomo, V. (2015). *Estudio de factibilidad técnica y económica para la generación eólica y solar fotovoltaica en la zona de HoboHuila*. Pereira (Risaralda): Universidad tecnológica de Pereira.
- Pérez, D. (2022). Análisis del potencial eólico a través de la función de distribución de Weibull y Rosa de los vientos. *Revistas Científicas CUC*, 1(3), 40-46. doi:10.17981/ladee.03.01.2022.4
- Pérez, J. (2022). Análisis del potencial eólico a través de la función de distribución de Weibull y Rosa de los vientos. *Revista científica*, 1(4), 3-15.

- Ramírez, C. (2016). *Estudio y evaluación del potencial eólico para la generación de energía eléctrica en Puerto Colombia (Atlántico)*. Puerto Colombia: Universidad de los Andes.
- Rodríguez, J. (2020). *Estudio del potencial eólico en Colombia : viabilidad de un parque eólico*. Cartajena: UPC.
- Rodríguez, R. (2017). WIND POWER AND WIND TURBINES: COMPARATIVE STUDY OF DIFFERENT VARIANTS FOR THE IMPROVEMENT OF THE MULTIPLIERS. *Universidad y Sociedad*, 9(4), 2-8. Obtenido de http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2218-36202017000400016
- Sun, L., & Yin, J. (2023). *Green financing and wind power energy generation: Empirical insights from China*. Guangdong, China. Recuperado el 12 de Febrero de 2023, de <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.02.018>
- Tesup. (14 de Mayo de 2023). Obtenido de <https://www.tesup.es/product-page/aerogenerador-atlasx7-para-casas>
- Totalenergy. (12 de Mayo de 2023). Obtenido de <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/aerogeneradores-partes-y-funcionamiento>

Anexo

Anexo 1. Proyección de generación a partir de las medias de velocidad del estudio de Enair 70PRO

