

Universidad Técnica del Norte



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrea de Ingeniería en Electricidad

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA EN LA
COMUNIDAD ARAQUE, SAN PABLO-OTAVALO**

Trabajo de grado presentado ante la Ilustre Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Stalin Andrés Herrera Meza

Asesor:

MSc. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel

Ibarra- Ecuador

2024



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA
AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN

A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

Identificación de la obra

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	171910107-1		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Herrera Meza Stalin Andrés		
DIRECCIÓN:	Calle Sucre y la Unión San Pablo del Lago		
EMAIL:	saherream@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	062-219226	TELÉFONO MÓVIL:	0982558133

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	1. Estudio de factibilidad técnica-económica para la implementación de un sistema de generación eólica en la comunidad Araque, San Pablo-Otavalo
AUTOR (ES):	Herrera Meza Stalin Andrés
FECHA: DD/MM/AAAA	09/02/2024
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Constancia

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de esta y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 9 días del mes de febrero de 2024

EL AUTOR:



.....

Herrera Meza Stalin Andrés

C.I. 1719101071



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Certificación

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante: Herrera Meza Stalin Andrés, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado **“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE GENERACION EÓLICA EN LA COMUNIDAD ARAQUE, SAN PABLO-OTAVALO”**. Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico: aprobando la defensa, impresión y empastado.

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE GRADO

Dedicatoria

A mi abuelito Luis, quien siempre estuvo toda la vida conmigo apoyándome y desafortunadamente ya no se encuentra aquí, sé que donde quiera que este se encuentra orgulloso de mi, a mi niña Becky quien ha sido mi motivo para nunca rendirme y seguir afrontando los desafíos en mi vida, y a mi madre quien a través de su apoyo pude cumplir mi sueño.

Agradecimientos

A mis familiares que estuvieron pendientes de mi desde el inicio

A la universidad Técnica del Norte por permitirme el ingreso de formarme como profesional a través del cuerpo docente, quienes me han compartido su conocimiento.

A mi tutor Ing. Ramiro Vásquez MSc. Por su paciencia en el presente trabajo y su guía para la culminación del mismo

A mis amigos y compañeros con los cuales he compartido muchos momentos a travez de los años

Tabla de Contenido

Resumen	XIV
Abstract	XV
Contextualización	XVI
Problema	XVII
Formulación del problema	XVIII
Objetivos.....	XVIII
Objetivo General.....	XVIII
Objetivos Específicos	XVIII
Justificación.....	XIX
Alcance.....	XIX

Capítulo 1

1.1. Energía eólica	1
1.1.1. Origen del viento	3
1.1.2. Efecto coriolis	3
1.1.3. Tipos de viento	4
1.2. Utilización de la energía eólica	6
1.2.1. Ventajas de la energía eólica.....	6
1.2.2. Desventajas de la energía eólica.....	7
1.3. Descripción del recurso eólico en Ecuador	7
1.4. Parámetros para determinar el potencial eólico.....	7
1.4.1. Densidad del aire	8
1.4.2. Velocidad del viento	8
1.4.3. Energía cinética del viento.....	8
1.4.4. Potencia del viento.....	8

1.4.5. Anemómetro.....	9
1.4.6. Veleta	9
1.4.7. WeatherLink Live.....	10
1.5. Partes del aerogenerador	10
1.6. Tipos de aerogeneradores.....	13
1.6.1. Aerogeneradores de eje horizontal.....	13
1.6.2. Aerogeneradores de eje vertical.....	14
1.7. Distribución de Weibull	15
1.8. Acoplamiento a la red del sistema de generación eólica	15

Capítulo 2

2.1. Descripción y ubicación del lugar de estudio	18
2.2. Metodología	19
2.3. Estimación del recurso eólico en la zona de estudio	20
2.3.1. Estación meteorológica Vantage Vue.....	20
2.3.2. WeatherLink Live.....	22
2.4. Ecuaciones, interpolación y extrapolación de datos que interviene en la determinación del potencial eólico.....	23
2.4.1. Modelo ARIMA interpolación y extrapolación de datos.....	24
2.4.2. Interpolación lineal	24
2.4.3. Distribución de Weibull.....	25
2.4.4. Densidad del viento.....	25
2.4.5. Velocidad del viento a una altura específica	27
2.4.6. Energía cinética del viento	28
2.4.7. Potencia del viento	29
2.5. Ecuaciones para determinar el consumo de energía eléctrica.....	29
2.5.1. Potencia mínima.....	30

2.5.2. Consumo mensual	30
2.5.3. Consumo de energía promedio	31
2.6. Ecuaciones para la selección del aerogenerador	31
2.6.1. Potencia mecánica	31
2.6.2. Potencia eléctrica	32
2.6.3. Potencia del aerogenerador.....	33
2.6.4. Selección del conductor	33
2.6.5. Selección de protección en la red.....	35
2.7. Determinación del potencial eólico.....	36
2.7.1. Distribución de Weibull.....	38
2.7.2. Tabla de resultados de los parámetros de Weibull	39
2.8. Determinación del consumo de energía eléctrica.....	40
2.9. Parámetros para el aerogenerador adecuado	44
2.9.1. Aerogenerador modelo WKV-2kW.....	44
2.10. Análisis de la potencia del aerogenerador	47

Capítulo 3

3.1. Aerogenerador conectado a la red	49
3.1.1. Inversor adecuado.....	49
3.1.2. Selección del conductor	50
3.1.3. Selección de protección	53
3.1.4. Tabla de resultados de los dispositivos seleccionados.....	54
3.2. Factibilidad económica	58
3.2.1. Flujo de caja	58
3.2.2. TIR, VAN y análisis de factibilidad técnica para 10 m y 50 m de altura	59
Conclusiones.....	64

Recomendaciones	65
Referencias	66
ANEXOS	71
Anexo A.....	71
Anexo B.....	72
Anexo C.....	73
Anexo D.....	74
Anexo E.....	75
Anexo F.....	76
Anexo G.....	79
Anexo H.....	88
Anexo I.....	89
Anexo J.....	90
Anexo K.....	91
Anexo L.....	92
Anexo M.....	93
Anexo N.....	95
Anexo O.....	96

Índice de Figuras

Fig 1. Tipos de energía.....	2
Fig 2. Circulación atmosférica	4
Fig 3. Anemómetro	9
Fig 4. Veleta	10
Fig 5. Componentes del aerogenerador.....	12
Fig 6. Sistema eólico conectado a la red	16
Fig 7. Ubicación de la estación meteorológica para la toma de datos	18
Fig 8. Metodología por seguir.....	19
Fig 9. a) vista inferior de la estación meteorológica, b) vista lateral de la estación meteorológica.....	22
Fig 10. WeatherLink Live	23
Fig 11. a) vista frontal al Lago San Pablo	28
Fig 12. Base de datos interpolación	36
Fig 13. Comparación de la velocidad del viento a 10M datos satelitales y X10M datos extrapolados.....	37
Fig 14. Comparación de la velocidad del viento a 50M datos satelitales y X50M datos extrapolados.....	37
Fig 15. a) Distribución de Weibull a 10 m, b) Distribución de Weibull a 50 m.....	39
Fig 16. a) focos, b) refrigeradoras, c) equipo de sonido	41
Fig 17. Curva de demanda del patio de comidas.....	43
Fig 18. Aerogenerador WKV-2kW	46
Fig 19. Curva de potencia del aerogenerador.....	47
Fig 20. Inversor WWIG-2000G	50
Fig 21. Magnetotérmico Acti9 iC40N.....	54
Fig 22. Periodo de recuperación de la inversión PRI para 10 m	60

Fig 23. Periodo de recuperación de la inversión PRI para 50 m 62

Índice de tablas

Tabla 1 Escala de Beaufort	5
Tabla 2 Partes del aerogenerador.....	11
Tabla 3 Aerogeneradores de eje horizontal.....	13
Tabla 4 Aerogeneradores de eje vertical	14
Tabla 5 Datos de calibración de la estación meteorológica	20
Tabla 6 Temperatura promedio adquirida de la estación meteorológica	26
Tabla 7 Parámetros de velocidad del viento en un año.....	40
Tabla 8 Consumo de artefactos utilizados en el patio de comidas	42
Tabla 9 Parámetros de selección del aerogenerador	44
Tabla 10 Ficha técnica del aerogenerador vertical WKV-2000	45
Tabla 11 Pruebas de velocidades del aerogenerador	46
Tabla 12 Conductores para la Instalación.....	52
Tabla 13 Dispositivos seleccionados para la instalación.....	54
Tabla 14 Costos de importación de los dispositivos	55
Tabla 15 Costos por sustitución	57
Tabla 16 Parámetros para determinar la factibilidad económica	58
Tabla 17 Indicadores financieros de la factibilidad del proyecto a 10 m de altura.....	60
Tabla 18 Indicadores financieros de la factibilidad del proyecto a 50 m de altura.....	61

Resumen

En la actualidad, debido al crecimiento de la población y el avance industrial, se desarrollan diversas tecnologías de energía eléctrica renovable, con el objetivo de brindar una solución económica y ambiental, mejorando la calidad, confiabilidad y estabilidad. Una de las principales ventajas de la implementación de estos sistemas de generación es proveer de energía eléctrica a lugares de difícil acceso. El presente trabajo de titulación tiene como objetivo describir los parámetros de funcionamiento que intervienen en un sistema de generación eólica. En la provincia de Imbabura, parroquia San Pablo, específicamente en el parque acuático se instaló una estación meteorológica para adquirir datos del viento para evaluarlos y obtener el potencial de energía eólica, con el fin de determinar la factibilidad técnica- económica del sistema de generación eólica en la comunidad Araque. La estación meteorológica registró cifras durante un periodo de tres meses, la estación se sujetó a un tubo a una altura de dos metros sobre el suelo, con estos datos se utilizó el modelo ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) que sirve para simular y pronosticar escenarios, con el fin de predecir la velocidad del viento para un año y extrapolar los datos a 10 m y 50 m utilizando los datos de Power Data de la Nasa, aplicando un análisis exhaustivo se emplea la distribución de Weibull que determinó el recurso eólico existente en la zona, el cual es un parámetro sobresaliente para el dimensionamiento de aerogeneradores. Seguidamente, en la parte económica mediante los indicadores financieros TIR (Tasa Interna de Retorno) y VAN (Valor Actual Neto) se realizó un análisis económico del sistema, con el flujo de caja se puede visualizar el PRI (Periodo de Recuperación de la Inversión) el cual muestra el periodo de tiempo de la recuperación de la inversión. Finalmente, se realizó el estudio técnico - económico del trabajo de investigación donde se demostró que el recurso eólico es deficiente y por consiguiente no existe una recuperación aceptable de la inversión. El estudio de factibilidad para la instalación del aerogenerador en la zona concluye que, a pesar de los parámetros evaluados para dimensionar el equipo, el recurso eólico deficiente resulta en un proyecto económicamente no factible, evidenciado por indicadores financieros negativos como TIR y VAN.

Palabras Claves: Aerogenerador, energía renovable, sistema conectado a la red, sistema eólico.

Abstract

Currently, due to population growth and industrial advancement, various renewable electric power technologies are being developed with the aim of providing an economic and environmental solution, enhancing quality, reliability, and stability. One of the main advantages of implementing these generation systems is to supply electrical power to hard-to-reach locations. This thesis aims to describe the operating parameters involved in a wind power generation system. In the province of Imbabura, San Pablo parish, specifically at the water park, a meteorological station was installed to collect wind data for evaluation and to determine the wind energy potential. The goal is to assess the technical-economic feasibility of the wind power generation system in the Araque community. The meteorological station recorded data over a three-month period, positioned on a tube at a height of two meters above the ground. With this data, the AutoRegressive Integrated Moving Average (ARIMA) model was utilized for simulating and forecasting scenarios, predicting wind speed for a year, and extrapolating the data to 10 m and 50 m using NASA's Power Dave data. A thorough analysis employed the Weibull distribution, determining the existing wind resource in the area, a crucial parameter for wind turbine sizing. Subsequently, in the economic aspect, financial indicators such as Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) were used for an economic analysis of the system. The cash flow analysis allowed visualization of the Payback Period (PP), indicating the time required for investment recovery. Ultimately, the technical-economic study demonstrated that the wind resource is insufficient, resulting in an unacceptable investment recovery period. The feasibility study for installing the wind turbine in the area concludes that, despite the evaluated parameters for equipment sizing, the deficient wind resource renders the project economically unviable. This is evidenced by negative financial indicators such as IRR and NPV.

Keywords: Wind turbine, renewable energy, grid-connected system, wind energy system.

Contextualización

El uso intensivo de energías basadas en combustibles fósiles, como el petróleo, carbón y gas, han sido unas de las principales fuentes de crecimiento económico por mucho tiempo en países desarrollados. Sin embargo, su consumo emite gases de efecto invernadero. Los cuales aumentan la temperatura media del planeta (Catalán, 2021). Esta dependencia ha generado una serie de desafíos ambientales y económicos a nivel global, impulsando la búsqueda de alternativas sostenibles y renovables para la producción de energía.

Hoy en día a nivel mundial existen varias tecnologías de energía renovable, las cuales son: fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, solar, y osmótica para generar energía eléctrica a partir de recursos renovables. Estas tecnologías son cada vez más utilizadas debido al interés en reducir la demanda energética y sus costos de ejecución, así como evitar el impacto al cambio climático en las zonas de implementación. A través de la demostración de la factibilidad de estudios realizados sobre las tecnologías de generación aplicable en el medio. Sin embargo, mediante la aprobación de leyes, regulaciones y reglamentos, el estado apoya a estas concepciones, las cuales constituyen, a su juicio, el principal motor para el desarrollo (Pendón, Williams, Crespi, & Tittone, 2017).

Debido al crecimiento de la población y desarrollo industrial, se logra brindar una solución económica y ambiental que puede aumentar el suministro de electricidad, reduciendo pérdidas en el sistema eléctrico, mejorando la calidad, confiabilidad y la estabilidad de la energía mediante la implementación de tecnologías de generación eléctrica con el empleo de las energías renovables. Este enfoque resulta esencial para satisfacer la creciente demanda energética a nivel global. A la vez que se contribuye significativamente a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que promueve un futuro más sostenible y equilibrado desde el punto de vista ambiental y económico (Zietsman, Adefarati, Bansal, & Naidoo, 2022).

En Latinoamérica y el caribe, Brasil fue el primero en capacidad instalada de energía renovable con una marca de 2.5 GW mediante la implementación de tecnologías de generación distribuida eólica en el 2014. Por otro lado, Uruguay es el país que añadió más generación de energía eólica en todo el mundo en los últimos años, en el país nombrado con anterioridad el suministro de energía eólica logró el 22.8% del consumo eléctrico en el 2016 (Robles & Omar, 2018). Estos ejemplos destacan el crecimiento significativo y el potencial que posee la región para la adopción y expansión de fuentes de este tipo en su matriz energética. Del mismo modo,

en diferentes países como Colombia, Bolivia, Guatemala y Costa Rica, entre otros, aprobaron nuevas leyes para incentivar el uso e implementación de sistemas de generación distribuida con energía renovable para suplir sus necesidades con la aplicación de sistemas tarifarios (Muñoz, Rojas, & Barreto, 2018).

En Ecuador, hablar sobre el tema de la energía es de suma importancia, ya que el país se encuentra en una lucha constante por la protección del medio ambiente tanto a nivel internacional como interno (Correa, González, & Pacheco, 2016). La matriz energética de Ecuador considera los siguientes aspectos: a) la generación de electricidad a través del aprovechamiento de recursos naturales renovables; b) la obtención del biogás a través de desechos orgánicos provenientes de las agroindustrias; c) la obtención de combustible para su aplicación en transportes, sustituyendo el uso de la gasolina; y d) el reemplazo del uso de electricidad proveniente del gas licuado del petróleo, utilizando el calentamiento del agua con energía solar (Correa, González, & Pacheco, 2016).

La energía eólica es aprovechada en diversas zonas, como en la Isla San Cristóbal, que tiene una capacidad de 2,4 MW. De igual modo, en la provincia de Loja, en el cerro Villonaco, que cuenta con una potencia de 16,5 MW. También se destaca el proyecto reciente en la Isla Baltra, con una capacidad de 2,25 MW. En los últimos años, se ha desarrollado un progreso tecnológico denominado “Atlas Eólico del Ecuador”, que a través de un mapeo satelital permite identificar zonas geográficas idóneas que cumplen condiciones como densidad del aire y velocidad del viento, con el fin de aprovechar el recurso energético eólico en el Ecuador. Esta información constituye un valioso aporte para los sectores productivos, tanto públicos como privados, en el país, con el propósito de promover el uso de la energía eólica como una fuente renovable y no contaminante (Párraga, y otros, 2019).

Una de las políticas implementadas es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR 001-2021). La cual estipula que los usuarios regulados, previa calificación, podrán instalar sistemas de generación a partir de Energía Renovable no Convencional para su autoabastecimiento. Además, podrán inyectar los excedentes a la Distribuidora correspondiente (ARCERNNR, 2021).

Problema

La implementación de proyectos eólicos se enfrenta al desafío de determinar el tipo de corriente de aire presente en la zona y cuál aerogenerador sería el adecuado para el lugar

propuesto. La generación eólica no es factible en todas las zonas geográficas, porque las corrientes de aire no siempre cumplen con las condiciones necesarias para una generación viable. La capacidad de reproducción y la sostenibilidad del proyecto son inciertas debido a los diversos parámetros que intervienen en la ejecución.

En la provincia de Imbabura, disponen de datos de mediciones de viento, considerando alturas de 40 m, 60 m y 80 m. Sin embargo, esta recopilación de cifras en dicha zona no es suficiente para determinar por completo la factibilidad de implementar un sistema de generación eólica. No obstante, esto también dependerá de las características del tipo de aerogenerador que se utilice (Renovable M. d., 2013).

Formulación del problema

¿Cómo determinar la factibilidad técnica-económica para la implementación de un sistema de generación eólica en la comunidad Araque mediante la recopilación de datos del viento?

Objetivos

Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad técnica-económica para la implementación de un sistema de generación eólica en la comunidad Araque mediante los datos de “Atlas Eólico del Ecuador” y dispositivos de medición del viento.

Objetivos Específicos

- Describir los parámetros de funcionamiento que intervienen en un sistema de generación de energía eólica.
- Evaluar los datos obtenidos del potencial de energía eólica en la comunidad Araque.
- Determinar la factibilidad técnica-económica del sistema de generación eólica en la comunidad Araque.

Justificación

La investigación llevada a cabo en el presente trabajo determinó la factibilidad de la generación de energía eléctrica a través del recurso eólico en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE) específicamente en el cantón Otavalo, parroquia San Pablo, comunidad Araque. Esta evaluación se realizó de acuerdo con la normativa establecida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR 001-21), que permite a los consumidores aprovechar este recurso renovable para producir su propia energía destinada al autoconsumo.

Además, el artículo 413, sección séptima, de la Constitución de la República del Ecuador promueve e incentiva tanto en el sector público como en el privado el uso de tecnologías ambientales limpias y el empleo de energías alternativas no contaminantes de bajo impacto (Nacional, 2008). En este sentido, la culminación del sistema de generación de energía eólica debe ajustarse a las normas establecidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR 001-21).

Alcance

En la presente investigación, se llevó a cabo un estudio exhaustivo para determinar la viabilidad de implementar un sistema de generación eólica en la comunidad Araque, ubicada en el muelle del Lago San Pablo, donde se encuentra el patio de comidas del Parque Acuático. Para la elaboración de este proyecto, se utilizaron diversas herramientas, como el anemómetro para determinar el tipo de recurso presente en el lugar, la veleta empleada para determinar la dirección del viento a través de los puntos cardinales y el “Atlas eólico del Ecuador” para acceder a datos estadísticos meteorológicos relacionados con el viento.

Posteriormente, se procedió a seleccionar el tipo de aerogenerador que mejor se adapta a las características del viento en la zona. El objetivo fue identificar el aerogenerador más adecuado para un sistema de microgeneración eólica dirigido a usuarios comerciales regulares. Finalmente, en este trabajo se detallan los elementos necesarios para llevar a cabo la conexión del sistema de generación eólica a la red de distribución de la empresa responsable. Proporciona un análisis exhaustivo de la viabilidad económica y la factibilidad técnica del Sistema de Generación Distribuida, a partir del cual se alcanzaron resultados que respaldan una posible implementación exitosa del proyecto.

Capítulo 1

Parámetros de funcionamiento sobre la energía eólica

A través del análisis de la información teórica se presenta los conceptos y características del funcionamiento en la obtención de energía eléctrica mediante conversión de energía cinética del viento, tiene como bases el origen del viento (efecto coriolis, tipos de viento). Así como, base los parámetros y variables principales (densidad del viento, velocidad del viento, energía cinética del viento, potencia del viento) que intervienen en el proceso de generación eólica.

1.1. Energía eólica

Las fuentes alternativas de energía son una forma de obtención que difiere de la energía convencional. Estas fuentes presentan ventajas importantes, porque no contaminan el medio ambiente, son renovables (lo que significa que no se agotan) y utilizan recursos limpios proporcionados por la naturaleza. Algunos ejemplos incluyen la energía solar, eólica e hidráulica, las cuales se detallan en la Fig 1. Estas fuentes no causan daño al medio ambiente ni generan residuos (Figueroa, Balderas, Martinez, Mendoza, & Rivas, 2022).

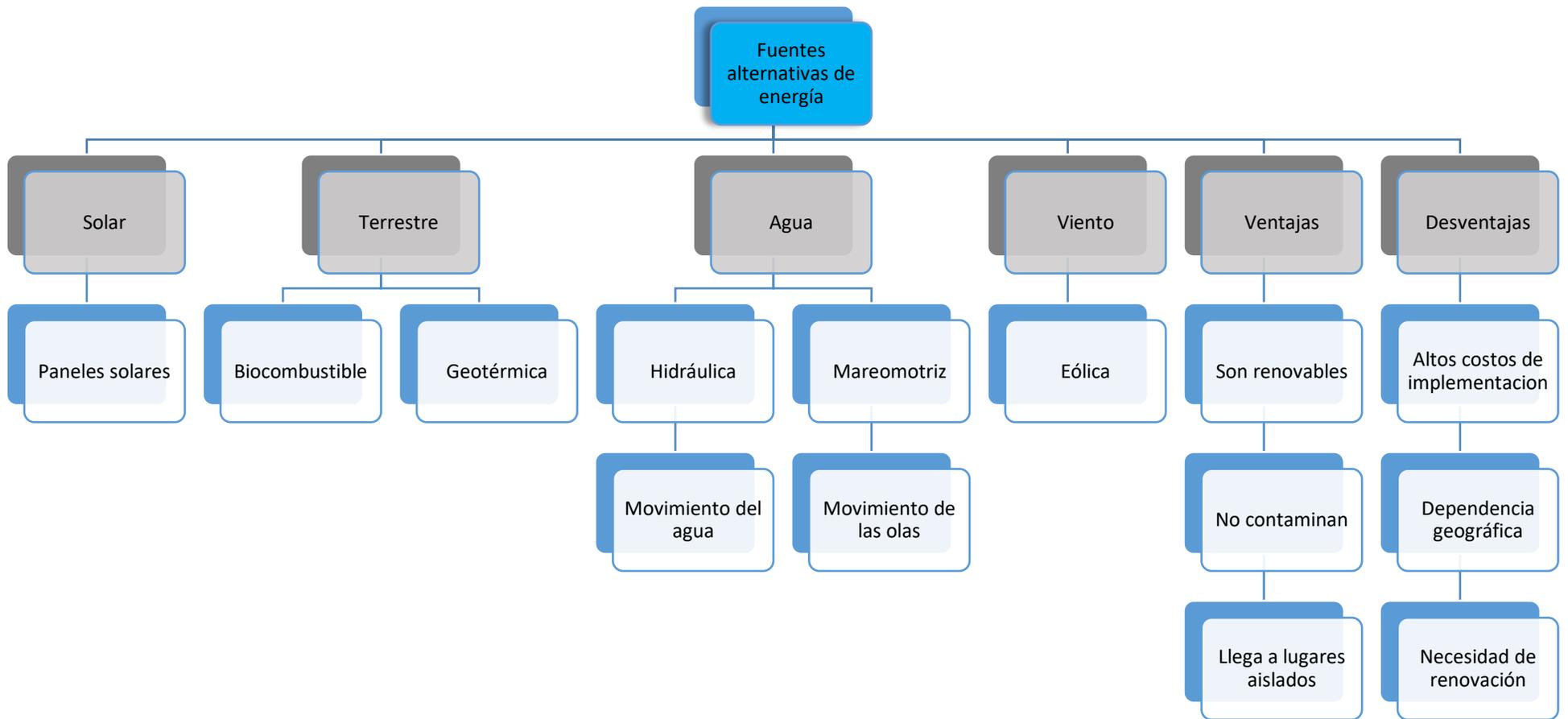


Fig 1. Tipos de energía

Fuente: (Figuroa, Balderas, Martínez, Mendoza, & Rivas, 2022)

En la Fig 1 se presenta un esquema que ilustra los distintos tipos de energía derivada de recursos naturales. Estas fuentes se clasifican en renovables y no renovables. En el entorno, se encuentran energías primarias ampliamente utilizadas junto a sus contrapartes secundarias que se perfilan como alternativas para la generación eléctrica. Uno de los aspectos sobresalientes de la adopción de las energías renovables es su accesibilidad conveniente, incluso en áreas remotas o aisladas. Estas alternativas pueden adaptarse al entorno que se desea implementar, con el fin de lograr una mayor eficiencia, eficacia, reducción de gastos y, en última instancia, aumentar la productividad.

La energía eólica tiene la capacidad de convertir la energía cinética del viento en electricidad a través de la utilización de una turbina eólica. Esta turbina canaliza la fuerza del viento hacia las aspas, provocando el giro del rotor del aerogenerador y, en consecuencia, generando energía eléctrica. Anteriormente, era empleada principalmente para realizar tareas mecánicas y facilitar las labores humanas. Su aplicación abarcaba diversas áreas, pero la más significativa respaldaba las actividades agrícolas (Brown, 2019). Por ese motivo, se las clasificó de acuerdo con los siguientes aspectos: origen del viento, efecto Coriolis y Tipos de viento. Estos se detallan a continuación.

1.1.1. Origen del viento

El viento es una consecuencia directa de la radiación solar, un fenómeno que surge debido a la forma esférica de la Tierra. Esta particularidad provoca un calentamiento desigual en su superficie, lo que se traduce en una distribución heterogénea de los rayos solares, incidiendo perpendicularmente en los polos y en el Ecuador. Como consecuencia de estas disparidades térmicas, se originan diferencias de presión atmosférica entre áreas de alta y baja presión. Estas variaciones en las temperaturas atmosféricas generan gradientes de presión vertical que interactúan con la fuerza gravitacional. Como resultado de esta interacción, el viento se manifiesta principalmente en el plano horizontal (Calle, 2019).

1.1.2. Efecto coriolis

Particularmente este efecto ocurre por la trayectoria del aire y de objetos en movimiento, debido a la rotación de la tierra de Oeste a Este. Como resultado, las masas de aire se mueven aleatoriamente. En la Fig 2 se puede visualizar las direcciones del viento que se generan por el efecto Coriolis.

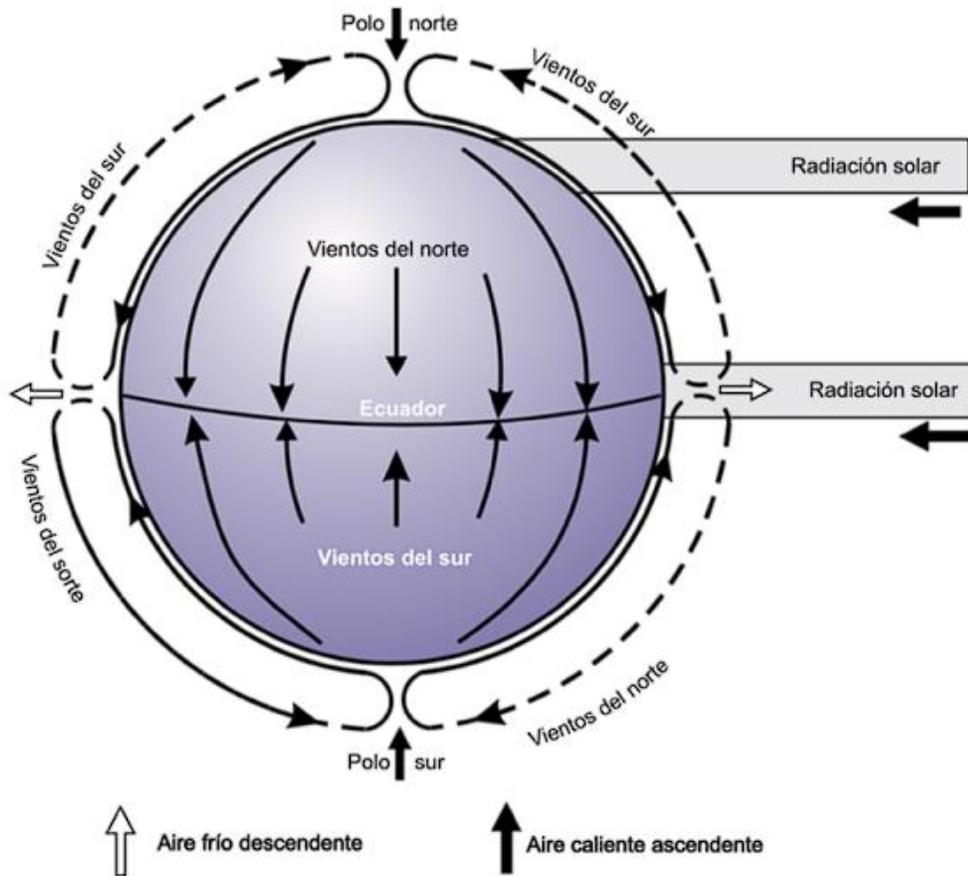


Fig 2. Circulación atmosférica

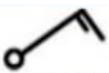
Fuente: (Calle, 2019)

En la Fig 2 el resultado Coriolis varía de acuerdo con la latitud. En el hemisferio Norte se crea una fuerza aparente que hace que el viento se deflexione hacia la derecha, mientras que en el Sur se desvía a la izquierda. En la línea ecuatorial no hay deflexión (Calle, 2019).

1.1.3. Tipos de viento

La velocidad del viento se cuantifica en nudos, a través de la Escala de Beaufort. La Tabla 1 describe el nivel del viento basándose en el estado del mar con una escala de 12 niveles. Sin embargo, no es muy exacta debido a que puede variar dependiendo de las características de las aguas donde se mide la velocidad del aire. Un nudo corresponde a una velocidad de 1,85 kilómetros por hora. Así, un viento que alcance los 25 nudos se equiparará a una velocidad de 46 kilómetros por hora (Formación, 2018).

Tabla 1
Escala de Beaufort

Símbolo	Denominación	Fuerza	Vel. Viento Nudos	Vel. Viento Km/h
	Calma	0	1	0 a 1
	Ventolina	1	1 a 3	2 a 5
	Flojito (brisa muy débil)	2	4 a 6	6 a 11
	Flojo (brisa débil)	3	7 a 10	12 a 19
	Bonancible (brisa moderada)	4	11 a 16	20 a 28
	Fresquito (brisa fresca)	5	17 a 21	29 a 38
	Fresco (brisa fuerte)	6	22 a 27	39 a 49
	Frescachón (viento fuerte)	7	28 a 33	50 a 61
	Temporal (viento duro)	8	34 a 40	62 a 74
	Temporal Fuerte (muy duro)	9	41 a 47	75 a 88
	Temporal duro (temporal)	10	48 a 55	89 a 102
	Temporal muy duro (borrasca, tempestad)	11	56 a 63	103 a 117
	Temporal huracanado (huracán)	12	64 a 71	118 y más

Nota. Fuente: (Formación, 2018)

La Tabla 1 presenta una clasificación con una escala que permite identificar y categorizar los diferentes tipos de viento existentes. También incluye la representación gráfica correspondiente, conocida como simbología, así como la velocidad del viento expresada tanto

en nudos como en kilómetros por hora. Los valores abarcan desde velocidades muy bajas, indicativas de una corriente extremadamente débil, hasta velocidades muy altas, que señalan un viento considerablemente fuerte. La escala establece que una velocidad del viento menor a 1 nudo se considera la más tenue, mientras que una superior a 71 nudos se identifica como la máxima registrada.

1.2. Utilización de la energía eólica

Para obtener energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento, se pueden emplear enfoques centralizados a gran escala, como los parques eólicos, que se interconectan con amplias redes de distribución de energía eléctrica con el propósito de abastecer a comunidades grandes. En el pasado, estos principalmente se construían sobre la tierra, pero en la actualidad también se están construyendo parques eólicos marinos, ubicados cerca de las costas. Esta ubicación costera se elige debido a que allí la corriente de aire es más constante y vigorosa, además de ofrecer la ventaja de reducir el impacto visual asociado a estos proyectos. Sin embargo, su implementación y mantenimiento tienen un costo significativo (Aldariz, 2018).

Por otro lado, es esencial señalar que el aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad también puede llevarse a cabo a una escala más reducida, de forma individual o autónoma. Esto se logra mediante la instalación de generadores diseñados para abastecer viviendas o propiedades de manera independiente. Los propietarios tienen la posibilidad de generar su propia electricidad mediante el uso del viento como fuente de energía. Es relevante recalcar que las compañías distribuidoras adquieren cada vez un mayor excedente de electricidad producido por pequeños aerogeneradores instalados en propiedades particulares (Aldariz, 2018).

1.2.1. Ventajas de la energía eólica

Según lo expuesto en el trabajo Física Ambiental (2018) se destacan los beneficios que esta fuente de energía renovable puede aportar a la sociedad y al medio ambiente. Algunas de las ventajas son las siguientes:

- a) Es energía renovable: habrá viento hasta que el sol se extinga o la atmósfera desaparezca.
- b) Energía limpia, sin emisión de gases de efecto invernadero.
- c) Impacto ambiental de las instalaciones eólicas muy pequeño.

- d) Proporciona diversidad rural y empleo local, es fácil de integrar en redes de potencia eléctrica.
- e) Los diseños de los aerogeneradores son flexibles y con distintas aplicaciones.
- f) El coste de producción ha bajado más de un 80% en los últimos años.

1.2.2. Desventajas de la energía eólica

La investigación realizada por Zepeda & Vázquez, (2021) señala algunas desventajas asociadas a la energía eólica que pueden influir en su implementación y adopción como fuente de energía renovable. Entre los aspectos desfavorables destacan los siguientes:

- a) Pérdida de cobertura vegetal: incluye la fragmentación y pérdida del hábitat, así como disrupción, compactación y erosión del suelo.
- b) Desplazamiento y muerte de aves: se desplazan como consecuencia de la fragmentación de su hábitat, lo que puede provocar su fallecimiento.
- c) Impacto en fuentes de agua: las cimentaciones de las turbinas pueden afectar los recursos hídricos.
- d) Contaminación por aceite y remoción de la infraestructura eólica: la utilización de aceite puede tener varios impactos, como en cultivos agrícolas, recursos forestales y zonas de pesca debido a la remoción de la infraestructura eólica.
- e) Impactos en la salud: estudios han reportado que el ruido de las turbinas puede afectar la salud de las personas.

1.3. Descripción del recurso eólico en Ecuador

Si bien, los vientos dominantes soplan desde el hemisferio Norte y del hemisferio Sur, de esta manera cruzan todo el continente. No obstante, las corrientes de aire en el Ecuador de acuerdo con sus cuatro regiones tienen las siguientes características: Costa (actúan brisas del mar); Sierra (la aceleración del aire es influenciada por la cordillera de los Andes); Amazonia (la velocidad del viento es notoriamente disminuida por parte de la amplia vegetación); Insular (los vientos son menos perturbados que en el resto del país) (Renovable M. d., 2013).

1.4. Parámetros para determinar el potencial eólico

Para determinar el potencial eólico en una ubicación específica se realizan varios estudios detallados que involucran la medición y análisis de varios parámetros claves relacionados con el

viento. Los parámetros para determinar el potencial eólico son: Densidad del aire, velocidad del viento, energía cinética del viento, potencia del viento, estos parámetros se describen a continuación.

1.4.1. Densidad del aire

Si bien la densidad del aire ρ , es la masa del aire por unidad de volumen de la atmósfera terrestre. Esta densidad es variable y disminuye con la altitud. A nivel del mar a 20°C de temperatura la densidad del aire es aproximadamente $1,2 \text{ kg/m}^3$. Dicha variable no se puede medir directamente, sino que debe ser calculada tomando en cuenta las condiciones experimentales que intervienen como: temperatura, presión y humedad, el aire debe ser tratado como un gas real en la que debe obedecer ecuaciones de estado (Becerra & González, 2003).

1.4.2. Velocidad del viento

Durante mucho tiempo se ha observado que la velocidad del viento tiende a incrementarse a medida que se asciende y que la superficie terrestre ejerce una acción de fricción o de retardo sobre la velocidad del viento con una altura específica. Actualmente se conoce como el perfil vertical del viento y es expresado por fórmulas matemáticas, unas empíricas y otras con fundamentos teóricos (Guevara J. , 2013).

1.4.3. Energía cinética del viento

El viento, siendo un fenómeno aleatorio y variable, presenta características no deterministas que dificultan su predicción. El aprovechamiento energético del viento se logra mediante la rotación de las aspas de un aerogenerador. En este proceso, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica gracias al funcionamiento del generador, basado en principios de inducción electromagnética (Cárdenas, 2019).

1.4.4. Potencia del viento

La potencia del viento se obtiene al considerar la energía cinética capturada por las aspas del rotor de una turbina eólica. La masa se expresa como el producto de la densidad del aire y el volumen que atraviesa el área de barrido por unidad de tiempo. La potencia, definida como la tasa de cambio de energía con respecto al tiempo, se obtiene derivando su expresión y sustituyendo ecuaciones (Chachapoya, 2011).

1.4.5. Anemómetro

Un anemómetro es un instrumento meteorológico empleado para la medición de la velocidad del viento con el objetivo de estudiar el recurso y pronosticar el clima y hacer evaluaciones específicas. En la Fig 3 se observa la estructura de la herramienta. Son conocidos como anemómetros rotativos y constan de una hélice con copas que rotan según la rapidez de la corriente de aire (Amalda, 2020).



Fig 3. Anemómetro

Fuente: (Amalda, 2020)

En la Fig 3 se observa el anemómetro, previamente mencionado como una herramienta capaz de identificar el tipo de recurso, en cuanto a la velocidad del viento disponible en el área y sugerir el aerogenerador más apropiado para esa zona. Este dispositivo funciona como un sensor que recopila información y la transmite a una base de datos.

1.4.6. Veleta

El sentido o dirección del viento se determina con el uso de una veleta. Se reconoce como un instrumento que señala la dirección de donde proviene el viento y hacia dónde se dirige, por lo general es una rosa de los vientos, que señalan el Norte, Sur, Este y Oeste del lugar donde se encuentre instalada, en la Fig 4 se representa un modelo (Velázquez, 2018).

Es un instrumento que puede girar en función de la procedencia del viento, lo que permite indicar la dirección del viento. Es habitual que la veleta tenga la forma de un animal, como un gallo o un caballo, aunque también puede ser una flecha o cualquier otro elemento. Para que desarrollen correctamente su trabajo, deben instalarse lo más alto posible. De esta manera, se evita que los árboles y las edificaciones alteren la dirección real del viento. Por eso las veletas suelen aparecer en los techos de las casas o en las terrazas de los edificios (Velázquez, 2018).



Fig 4. Veleta

Fuente: (Velázquez, 2018)

En la Fig 4 se observa cómo una veleta cumple la función de orientar el ángulo de incidencia del viento, lo cual es crucial para determinar su procedencia. Esta herramienta se dio a conocer con anterioridad, funciona de manera similar a una rosa de los vientos al proporcionar información detallada.

1.4.7. WeatherLink Live

Permite la transmisión instantánea de datos meteorológicos en tiempo real mediante la conexión a una estación meteorológica. Aprovechando la eficiencia de las redes wifi, este dispositivo permite la carga y difusión de información meteorológica de manera rápida. Así mismo, brindando una experiencia interactiva al usuario que le permite estar al tanto de las condiciones del clima (DavisInstruments, 2022).

1.5. Partes del aerogenerador

El Aerogenerador es un dispositivo diseñado para aprovechar la energía cinética del viento y convertirla en energía eléctrica. Consiste en un rotor equipado con aspas que capturan la energía cinética del viento al girar. Estas aspas están conectadas a un eje, que, a su vez, está vinculada a un generador. A medida que las aspas giran, el rotor transfiere la energía mecánica al generador, el cual utiliza el principio de la inducción electromagnética para convertirla en electricidad. La energía generada se transmite a través de conductores y puede ser utilizada inmediatamente o almacenada para su uso posterior. Este proceso sustentable contribuye a la reducción de la dependencia de fuentes de energía no renovables y a la mitigación del impacto

ambiental. Las partes necesarias para el funcionamiento del aerogenerador se muestra en la Tabla 2 (Moyano & Pinzón, 2018).

Tabla 2
Partes del aerogenerador

Nombre de las partes del aerogenerador	Descripción
Rotor	El componente del aerogenerador que contiene movimiento se compone por aspas con perfiles de acuerdo con las necesidades de potencia. Es el encargado de recibir la energía del viento y convertirla en energía mecánica.
Góndola	Se trata de un enorme bastidor que contiene componentes claves del aerogenerador como los ejes.
Buje del rotor	Se encuentra acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador y tiene como función articular el eje sobre el que se montan las aspas.
Palas del rotor	Son las que capturan el viento y transmiten la potencia hacia el buje.
Eje de baja velocidad	Es el que conecta el buje del rotor con el multiplicador, suele contener ductos hidráulicos destinados al funcionamiento de frenos aerodinámicos que regulan la rotación.
Eje de alta velocidad	Está conectado a la salida del multiplicador, su alta velocidad de giro permite la generación de energía.
Multiplicador	Es el dispositivo mecánico capaz de aumentar las revoluciones producidas por el eje de baja velocidad.
Generador eléctrico	Suele llamarse generador de inducción, el cual es el encargado de transformar la energía mecánica a energía eléctrica.

Controlador electrónico	Contiene un ordenador que constantemente monitorea todas las variables necesarias para el funcionamiento del aerogenerador.
Sistema hidráulico	Se emplea para la operación y soporte de los frenos aerodinámicos.
Unidad de refrigeración	Utilizada para enfriar el generador eléctrico, consta de un ventilador eléctrico y una unidad de refrigeración del aceite que se utiliza para refrigerar el multiplicador.
Torre del aerogenerador	Es la que soporta el rotor y la góndola.

Nota. Fuente: (Aldariz, 2018)

En la Tabla 2 se detallan las partes de un aerogenerador, incluyendo sus nombres y una breve descripción de los componentes esenciales para su funcionamiento. Tanto en aerogeneradores de eje horizontal como vertical, se destacan palas, rotor, generador y torre. La Fig 5 muestra la conexión de estos elementos para el funcionamiento del aerogenerador.

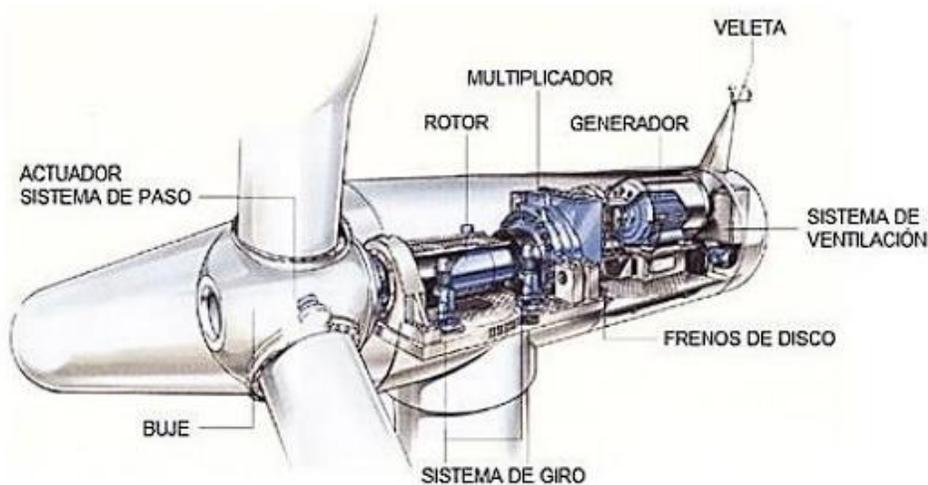


Fig 5. Componentes del aerogenerador

Fuente: (Florez & Vargas, 2022)

En la Fig 5 se muestran los componentes que constituyen un aerogenerador, donde cada uno de estos elementos cumplen una función principal para aprovechar la energía cinética del viento y convertirla en energía eléctrica. Esta bondad es aprovechada por los usuarios. El

mecanismo primordial para realizar esta acción es el generador porque sin él no se podría efectuar la transformación de la energía.

1.6. Tipos de aerogeneradores

Existen varios tipos de aerogeneradores de los cuales cumplen diferentes funciones y aplicaciones para un mejor aprovechamiento de la energía eólica en diferentes medios los cuales son: aerogeneradores de eje horizontal y aerogeneradores de eje vertical como se muestran a continuación.

1.6.1. Aerogeneradores de eje horizontal

A continuación, se muestran varios modelos de aerogeneradores de eje horizontal en la Tabla 3, los cuales varían en diseño y características utilizados para la generación de energía eléctrica.

Tabla 3
Aerogeneradores de eje horizontal

Nombre	Descripción	Imagen	Referencia
Aerogenerador Monopala	Este tipo de aerogeneradores necesitan un contrapeso al lado opuesto de la pala, por lo que el ahorro en peso no es significativo. Por otro lado, los aerogeneradores monopala requieren girar a mayores velocidades, para producir la misma energía de salida.		(ECOVIVE, 2016)
Aerogenerador Bipala	Los diseños Bipala tienen la ventaja de ahorro en cuanto a costo y peso, pero al igual que los monopala, necesitan velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de energía a la salida.		(Tully, 2014)
Aerogenerador Tripala	Este tipo de aerogeneradores presentan como principal ventaja, un giro más suave y uniforme debido a las propiedades de su momento de inercia, por lo que se minimiza la inducción de esfuerzos sobre la estructura.		(Saoirse, 2018)

Aerogenerador Multipala

Poseen una turbina eólica de uso residencial de 8 aspas que ofrece un buen rendimiento, especialmente para lugares con vientos sin mucha fuerza, y además es silenciosa. Estos aerogeneradores se caracterizan por girar a bajas velocidades y ofrecer un par mayor.



(Lopez, 2018)

Nota: En esta Tabla se realiza un resumen de los aerogeneradores de eje horizontal

Como se observa en la Tabla 3, existen varios aerogeneradores de eje horizontal que pueden ser usados en distintos espacios el problema es que los aerogeneradores monopala y bipala no son muy usados debido a su ineficiencia, a comparación del tripala y multipala que son más comunes por su rendimiento.

1.6.2. Aerogeneradores de eje vertical

En la actualidad existen aerogeneradores de eje vertical los cuales son más convenientes que los de eje horizontal, a continuación, en la Tabla 4 se describe los modelos más comunes.

Tabla 4
Aerogeneradores de eje vertical

Nombre	Descripción	Imagen	Referencia
Aerogenerador Savonius	Su diseño es relativamente simple y consta de dos palas verticales con un perfil curvado. Visto desde arriba, las palas forman una "S". Esta colocación de las palas y su curvatura provoca una diferencia entre la resistencia aerodinámica de cada pala, haciendo que una de ellas absorba la energía cinética del viento, mientras que la otra desvía el viento hacia los laterales.		(Vidal, 2019)
Aerogenerador Darrieus	Se conforma de dos o tres palas biconvexas unidas al eje vertical. Necesitan de un rotor Savonius para girar y requieren de tensores para estabilizarse. Se los utiliza para producir bajas potencias.		(Structuralia, 2018)

Aerogenerador Giromil

Tiene la capacidad de iniciar su marcha desde los 3m/s - 25 m/s. Con esta velocidad es suficiente para producir energía para aparatos de baja potencia. Su costo es muy bajo y sus mantenimientos se los debe hacer con frecuencia.



(LBA Industrial, 2019)

Nota: En esta Tabla se realiza un resumen de los aerogeneradores de eje vertical.

Como se nota en la Tabla 4 existen otros aerogeneradores los cuales son más eficientes por su capacidad de generar energía con velocidades bajas además estos aerogeneradores se acoplan al tipo de viento existente en la zona.

1.7. Distribución de Weibull

En el ámbito de la industria eólica, resulta crucial la descripción de variaciones de las velocidades del viento. Los proyectistas de aerogeneradores requieren de esta información con el propósito de definir un diseño adecuado. Con el fin de minimizar los costos de generación, los inversionistas necesitan realizar un análisis exhaustivo para proyectar los ingresos derivados de producción de electricidad. Si se mide las resoluciones de la corriente de aire a lo largo de un año, se observa que los vendavales de gran intensidad son, en su mayoría, eventos poco comunes, mientras que los vientos frescos y las corrientes moderadas son de mayor frecuencia. La variación de la brisa suele efectuarse mediante la conocida distribución de Weibull (Carlos, 2015).

1.8. Acoplamiento a la red del sistema de generación eólica

Tanto la energía solar fotovoltaica como la eólica han experimentado una evolución que ha permitido su integración en las redes de empresas distribuidoras, tal como se muestra en la Fig 6. Esta unificación no solo conlleva ventajas para la economía de estas instituciones, sino que también mejora la disponibilidad de diversas plantas de generación de energía renovable. Para llevar a cabo esta interconexión de manera sincronizada, se requiere establecer una conexión entre los terminales del interruptor automático y la salida del inversor (Cabrera, 2021).

Los principales requerimientos para interactuar con la red según Cabrera (2021) son:

- a) La fase y magnitud de la tensión deben ser iguales, así como la dirección de flujo de la energía de la red.
- b) El valor debe ser igual a la frecuencia de la red eléctrica, o de preferencia, un tercio de Hertz más alta.
- c) La secuencia de fase de los voltajes trifásicos debe ser iguales.
- d) El ángulo de fase entre los voltajes debe estar dentro de cinco grados.

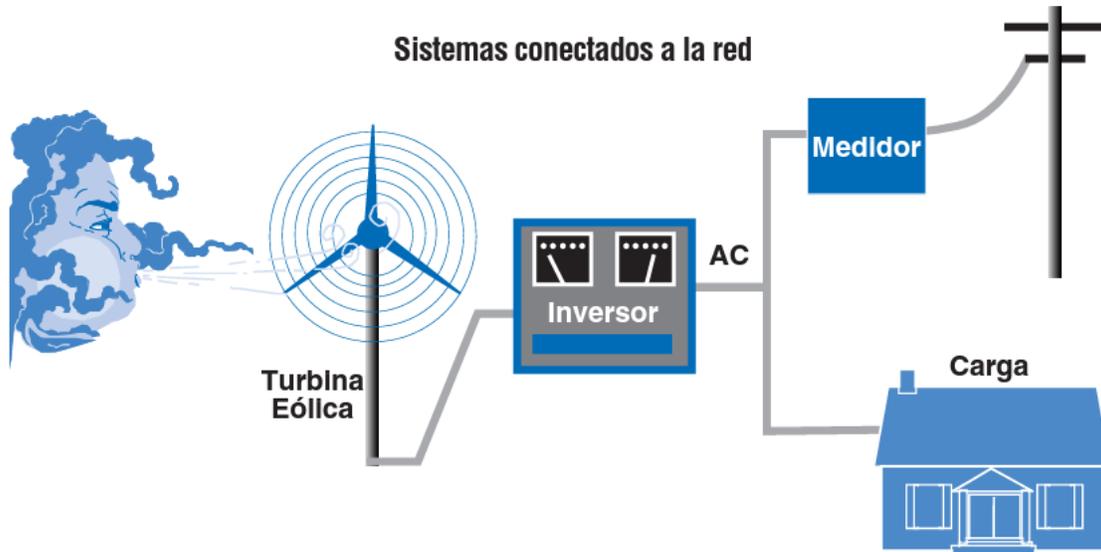


Fig 6. Sistema eólico conectado a la red

Fuente: (Reyes, 2019)

En la Fig 6 se nota el diagrama de conexión de los elementos necesarios para la generación de energía. Sin embargo, la implementación de las baterías es opcional debido a que es una energía renovable, es más conveniente su aprovechamiento en el instante de la generación.

Para comprender completamente el funcionamiento de la energía eólica, fue esencial familiarizarse con conceptos como el efecto Coriolis, que influye en los patrones de viento en la atmósfera y, por ende, en la generación de energía eólica. La circulación atmosférica, a su vez, juega un papel crucial en la distribución de los recursos eólicos, determinando la disponibilidad de viento en diferentes regiones. Para medir la velocidad y dirección del viento, se utilizan instrumentos como el anemómetro y la veleta, herramientas indispensables en la evaluación de los recursos eólicos. Finalmente, la energía eólica se captura y convierte en electricidad a través de dispositivos como los aerogeneradores, mientras que la distribución de Weibull es una

herramienta clave en la predicción y análisis de la variabilidad del viento, lo que facilita la planificación y optimización de proyectos eólicos.

Para realizar un estudio del potencial eólico, es fundamental considerar diversos aspectos que son de gran relevancia en el contexto de la generación de energía a partir del viento. En este caso, es necesario disponer de las herramientas adecuadas para llevar a cabo la adquisición de datos del recurso eólico presente en la ubicación de investigación. Para lograrlo, se procederá a la instalación del anemómetro y veleta, instrumental que obtuvo información precisa sobre el tipo de recurso eólico.

La distribución de Weibull se rige como una herramienta esencial en este proceso y permite la determinación de los tipos de viento más probables mediante su minucioso análisis. Este procedimiento posee una utilidad singular al momento de dimensionar el tipo de aerogenerador que habrá de ser implementado. La elección de la tecnología y capacidad de generación adecuada, basada en el análisis de la distribución de Weibull, no solo mejora el rendimiento energético, sino que además acarrea beneficios económicos significativos para reducir los costos operativos y de mantenimiento para los usuarios.

Capítulo 2

Estimación de micro generación eólica

El capítulo tiene como fin explicar en detalle, el estudio del recurso eólico en San Pablo de Lago, comunidad Araque, donde se instaló la estación meteorológica Vantage Vue que permitió la recopilación de datos, utilizados para la realización de cálculos sobre los diferentes parámetros (Densidad del viento, velocidad del viento, energía cinética y potencia del viento) que intervienen en la estimación del potencial eólico. Finalmente, se seleccionó el aerogenerador apropiado para una futura instalación.

2.1. Descripción y ubicación del lugar de estudio

En la comunidad de Araque de la provincia de Imbabura de la parroquia san pablo, se ubica el lugar turístico conocido como “Parque Acuático”, cuya zona fue determinada para el estudio de factibilidad del sistema de micro generación eólica, como se muestra en la Fig 7.

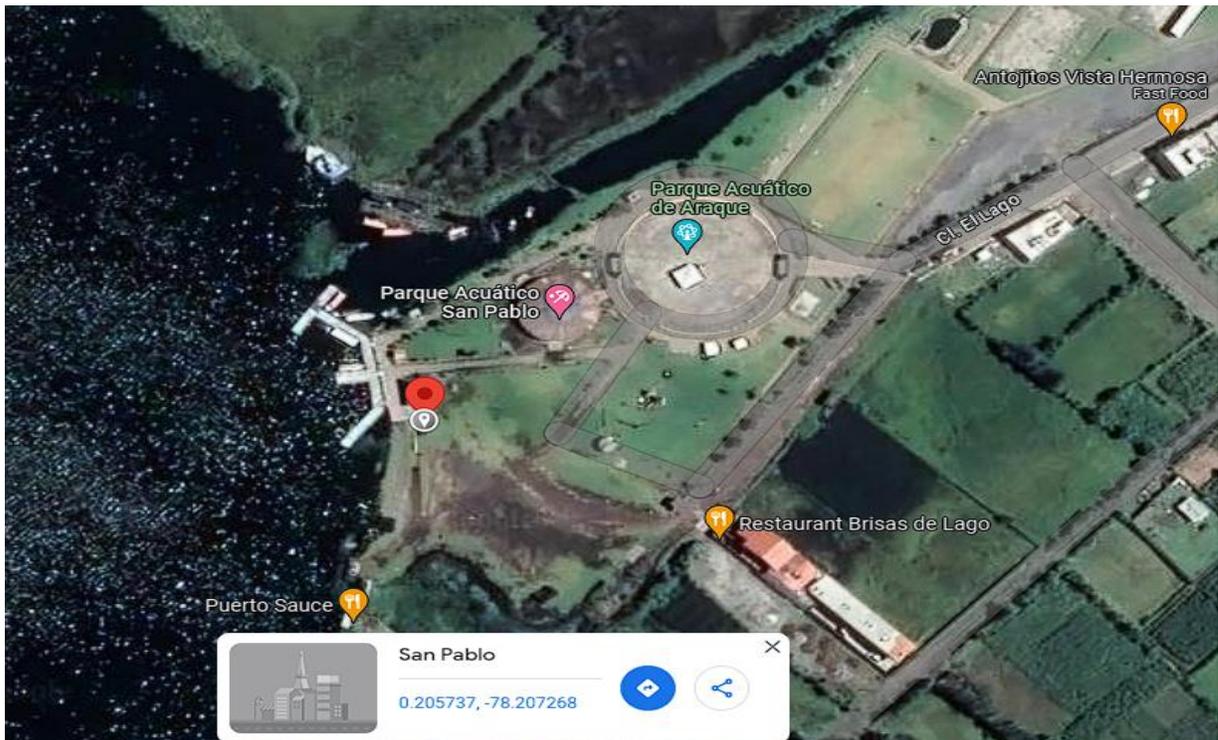


Fig 7. Ubicación de la estación meteorológica para la toma de datos

En la Fig 7 se muestra el punto de referencia de Google maps, sitio donde se realizó la instalación de la estación meteorológica que tiene como coordenadas de latitud y longitud (0.205737, -78.207268), aproximadamente a 11,4 km de la ciudad de Otavalo, en la vía Otavalo-Parque Acuático. Este lugar turístico se encuentra ubicada cerca de la calle El Lago junto al restaurante Brisas del Lago.

2.2. Metodología



Fig 8. Metodología por seguir

En la Fig 8 se expone la metodología para el desarrollo del proyecto de investigación. Como primer punto, se describió la ubicación seleccionada para la instalación de la estación meteorológica. Seguidamente, mediante la recopilación de datos obtenidos a dos metros de altura sobre el nivel del suelo, se procedió a estimar el recurso eólico presente en el lugar, utilizando las herramientas apropiadas como anemómetro y veleta, que proporcionaron la velocidad y dirección del viento durante los meses de noviembre a enero, luego se utilizó el modelo ARIMA para extender el periodo de datos a 1 año con el fin de tener una mejor estimación de la velocidad del viento en el lugar, extrapolando estos datos a 10 m y 50 m y después aplicando la distribución de Weibull para determinar el potencial eólico y seleccionar un aerogenerador capaz de cumplir con los requerimientos para abastecer de energía eléctrica al lugar de estudio. Seguidamente, se llevó a cabo la determinación de producción de energía del aerogenerador, permitiendo establecer la factibilidad del potencial eólico. Finalmente, se desarrolló un análisis de factibilidad técnica-económica para obtener el costo de la instalación del sistema eólico. Utilizando el TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto) los

cuales son indicadores financieros, se evaluó el posible beneficio del sistema para una futura instalación.

2.3. Estimación del recurso eólico en la zona de estudio

Para la estimación del recurso eólico en el “Parque Acuático” de San Pablo del Lago, se instaló el equipo conformado por el anemómetro y veleta, los cuales permitieron establecer la velocidad y dirección del viento dentro de la zona determinada.

La estación meteorológica cuenta con varios sensores integrados como: temperatura, humedad, presión atmosférica, punto de rocío, precipitación y los más necesarios para esta investigación los sensores de velocidad y dirección del viento, además la estación tiene características que la hacen resistente a la corrosión ya que cuenta con un protector solar para la radiación, soporta inviernos helados y veranos calurosos. Esta estación se ubicó en un área abierta. Debido a la presencia de fuertes corrientes de aire que son necesarias para la viabilidad del estudio. Para ello se utilizó la estación meteorológica Vantage Vue y WeatherLink Live. Estas se detallan a continuación.

2.3.1. Estación meteorológica Vantage Vue

En la Tabla 5 se muestran los datos de precisión del equipo y la calibración NIST (Instituto Nacional de Normas y Tecnología).

Tabla 5
Datos de calibración de la estación meteorológica

Sensor	Estándar de precisión calibrada	Sensor comprobado y precisión verificada	Puntos de verificación
Humedad interior	$\pm 1\%$ RH at 33% RH & 80% RH, $\pm 2\%$ at	$\pm 2\%$ RH entre 33% RH & 90% RH	33 % RH, 80% RH & 90% RH
Humedad exterior	90% RH		

Temperatura interior	$\pm 0.4^{\circ}\text{F}$ (0,2°C)	$\pm 0.5^{\circ}\text{F}$ (0,3°C) entre +32°F & +140°F (0°C & +60°C)	-40°F, -15°F, 0°F, 40°F, 80°F & 140°F (-40°C, -26°C, -18°C, 4°C, 27°C & 60°C)
Temperatura exterior		$\pm 0.5^{\circ}\text{F}$ (0,3°C) entre -40°F & +140°F (-40°C & +60°C)	
Presión barométrica	$\pm 0.003''\text{Hg}$ (0,1 hPa)	$\pm 0.03''\text{Hg}$ (1,0 hPa) entre 20'' Hg & 30'' Hg (677 hPa & 1016 hPa)	20.00'' Hg, 22.25'' Hg, 25.00 Hg, 27.75 Hg & 30.00'' Hg (677 hPa, 753 hPa, 847 hPa, 940 hPa & 1016 hPa)
Velocidad del viento			
Lluvia 0.01	$\pm 0,07\text{ ml} = \pm 0.001''$ (0,003 mm) rain =	$\pm 4\% + 1\text{ tip}$ (tasa de lluvia de hasta 4'' /hr)	1.00'' total lluvia a razón de 2.21'' /hr
Lluvia 0.2 mm	1/100 tip	$\pm 4\% + 1\text{ tip}$ (tasa de lluvia de hasta 100 mm/hr)	25,4 mm total lluvia a razón de 56 mm/hr

Nota. Fuente: (DavisInstruments, 2022)

En la Tabla 5 se muestran los datos de precisión del equipo para cada uno de sus sensores, que cuentan con una certificación de calibración NIST lo que significa que la estación meteorológica ha sido calibrada, incluye pruebas de laboratorio. La certificación del Equipo se lo observa en el Anexo A.

La determinación del recurso eólico se efectuó utilizando una estación meteorológica, tal como se ilustra en la Fig 9 . Esta estación provee mediciones de los parámetros esenciales vinculados al viento. A través de un análisis minucioso de estos datos, se logró una selección precisa de los equipos necesarios para obtener un máximo aprovechamiento del recurso renovable con el fin de generar energía eléctrica.

a)



b)

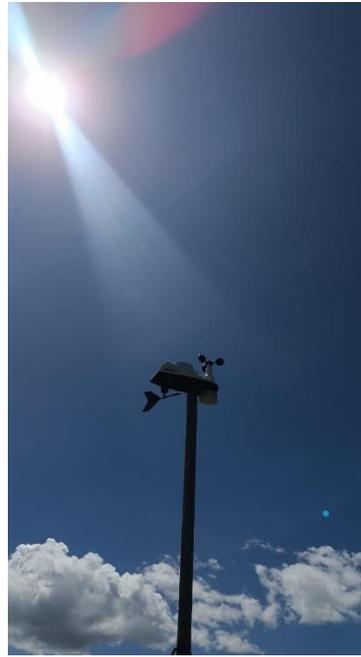


Fig 9. a) vista inferior de la estación meteorológica, b) vista lateral de la estación meteorológica

En la Fig 9 a) se observa que la estación meteorológica fue instalada en las orillas del Parque Acuático, donde para una mayor estabilidad se sujeta a un tubo por la parte inferior con sus abrazaderas. Según el manual de instalación de la estación el panel solar debe estar orientado hacia el Norte. En la Fig 9 b) se observa desde un punto diferente donde en la parte superior de la estación se encuentra el anemómetro y en la parte inferior la veleta, sensores adecuados para el estudio.

2.3.2. WeatherLink Live

Trata de una herramienta la cual se conectó con la estación meteorológica, la misma que se visualiza en la Fig 10. Con el propósito de enviar datos en tiempo real a un dispositivo móvil y así poder monitorear el comportamiento climático.



Fig 10. WeatherLink Live

Como se aprecia en la Fig 10, el equipo se encontraba en pleno funcionamiento, como su led indica que se encuentra conectado de manera remota a la red wifi existente en la zona de estudio, para este dispositivo es necesario que se conecte a la red eléctrica, y gracias a sus baterías internas tiene una duración de 6 días en casos de emergencia. Este dispositivo se vincula de manera inalámbrica con la estación meteorológica, ya que como se muestra en la figura no se aprecia cables de conexión, sino solo el de alimentación. Dicho dispositivo no debe estar a una distancia mayor a 300 m, y se encarga de recibir los datos proporcionados por la estación meteorológica y subir a la nube.

2.4. Ecuaciones, interpolación y extrapolación de datos que interviene en la determinación del potencial eólico

Las ecuaciones, interpolación y extrapolación que intervienen en la determinación del potencial eólico para este estudio son: Modelo ARIMA, interpolación lineal, distribución de Weibull, densidad del viento, velocidad del viento, energía cinética del viento y potencia del viento. Las cuales se describen a continuación.

2.4.1. Modelo ARIMA interpolación y extrapolación de datos

El modelo ARIMA Es un método estadístico que sirve para predecir y modelar series temporales. ARIMA es un proceso estocástico que se obtiene al aplicar operadores de diferenciación y combinación lineal en una serie temporal estacionaria. La representación general del modelo se expresa como ARIMA (p, d, q), representadas en las siguientes Ecuaciones 1 y 2. (Capel, 2016)

$$(1 - \alpha_p B - \dots - \alpha_p B^p)(1 - B)^d X_t = c + (1 - \beta_1 B - \dots - \beta_1 B^q) \varepsilon_t \quad (1)$$

En términos del operador diferencia:

$$\theta_p(B) \nabla^d X_t = \phi_q(B) \varepsilon_t \quad (2)$$

Donde:

p: Es el orden de la componente autorregresiva.

d: Es el orden de diferenciación.

q: es el orden de la componente de media móvil.

Este enfoque se utiliza ampliamente para analizar y prever patrones temporales en datos, considerando tanto la autocorrelación como la estacionariedad de la serie.

2.4.2. Interpolación lineal

Es el método usado por los programas de generación de gráficas, donde se interpola con líneas rectas entre una serie de puntos. La idea básica es relacionar 2 puntos dados entre sí, es decir (x0,y0) y (x1,y1). Dicha función interpolante es una línea recta entre los dos puntos. La Ecuación 3 se utiliza para la interpolación lineal, en este caso se la aplica para encontrar la potencia de salida del aerogenerador a una velocidad del viento específica . (Beltrán, 2019)

$$P_{inter} = P_1 + \frac{(V_{viento} - V_1)(P_2 - P_1)}{V_2 - V_1} \quad (3)$$

Donde:

P_{inter} : Potencia de salida estimada.

V_{viento} : Velocidad del viento para la cual se necesita estimar la potencia.

P_2 y P_1 : Potencias de salidas correspondientes.

V_2 y V_1 : Velocidades el viento respectivamente a las potencias.

2.4.3. Distribución de Weibull

Para ajustar la distribución de Weibull, con el propósito de obtener la probabilidad más frecuente de viento a partir de los datos. En este proceso, se realizaron ajustes a las constantes, donde $k > 0$ representa el parámetro de la forma y $\lambda > 0$ corresponde al parámetro de escala. En muchas fuentes, se hace referencia al parámetro λ como c , Estas constantes están directamente relacionadas con la velocidad media de la distribución de probabilidad de Weibull y Rayleigh. (Chachapoya, 2011) Para determinar k (parámetro de forma), se plantea un valor de la curva basado en la distribución de Rayleigh y con el uso de la herramienta solve de Excel, ajustando el valor del parámetro de forma para realizar la distribución. La Ecuación 4 determina el valor de c (parámetro de escala), como se detalla en los Anexos B (10 m) y C (50 m).

$$C = \frac{V_{prom}}{e^{\gamma(1+\frac{1}{k})}} \quad (4)$$

Donde:

C: Constante de escala.

V_{prom} : Velocidad del viento promedio en (m/s).

γ : Gamma.

K: Constante de forma.

e: constante de Euler

2.4.4. Densidad del viento

La Ecuación 5, permite determinar la densidad del viento la cual utiliza la ley de los gases ideales, que depende de la altitud donde se toma las muestras y temperatura del ambiente. Cabe recalcar, que esta ecuación consta de variables constantes (Cengel & Cimbala, 2006).

$$\rho = \frac{p.M_a}{Z.R.T} x \left(1 - x_v \left(1 - \frac{M_a}{M_v} \right) \right) \quad (5)$$

Donde:

ρ : Densidad del aire en (kg/m^3) .

P: Presión atmosférica.

M_a : Masa molar del aire.

Z: Factor dimensional.

T: Temperatura.

En la Tabla 6 se presentan los datos de temperatura obtenidos de la estación meteorológica, generalmente la densidad del aire varía en función de la temperatura del sitio de estudio.

Tabla 6
Temperatura promedio adquirida de la estación meteorológica

Max Temp	Min Temp	Temperatura	Frecuencia	Total, temperatura	Promedio Temp
24	6	6	33	198	
		7	99	693	
		8	234	1872	
		9	289	2601	
		10	589	5890	
		11	1068	11748	
		12	1484	17808	
		13	1078	14014	
		14	738	10332	
		15	521	7815	
		16	534	8544	
		17	571	9707	
		18	458	8244	
		19	432	8208	
		20	317	6340	
		21	263	5523	
		22	78	1716	
		23	41	943	
		24	6	144	
		Total	8833	122340	13,85

Nota. Se optó por hacer un cálculo general de todas las temperaturas debido a la magnitud de los datos con el propósito de realizar una tabla más compacta

Como se observa en la Tabla 6, se ordena la temperatura existente en este caso el valor mínimo registrado es de 6 °C y el máximo de 24 °C, en la frecuencia se contabiliza el número de veces que estas temperaturas han sido registradas durante el periodo en el que la estación meteorológica registraba los datos (tres meses), seguidamente, se multiplica cada uno de estos valores por las temperaturas correspondientes con el fin de obtener las temperaturas totales en el rango de 6 °C a 24 °C, con el propósito de calcular el promedio de todas las temperaturas con un valor de 13,85 °C en los meses de noviembre a enero. Para esta constante se utiliza el Anexo D, donde la densidad del aire tiene un valor de 1.225 kg/m³, de acuerdo con la temperatura de 11°C a 15°C (Cengel & Cimbala, 2006).

2.4.5. Velocidad del viento a una altura específica

Para determinar la velocidad del viento a cualquier altura, se emplea la Ecuación 6. La cual toma como base la velocidad del viento a una elevación de 2 m para sacar el perfil del viento a la altura de 10 m y 50 m con su factor de rugosidad, dependiendo donde se ubica la estación (Guevara J. M., 2013).

$$V_z = V \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^a \quad (6)$$

Donde:

V_z : Velocidad del viento a estimar.

V : Velocidad del viento de referencia.

Z : Altura sobre el nivel del suelo.

Z_{ref} : Altura de referencia del viento.

a : Factor de rugosidad.

En la Ecuación 6 el valor de “a” el factor de rugosidad varía entre los 0.0 a 0.40 dependiendo el tipo de rugosidad del terreno: 0.13 agua, grama 0.14 a 0.16, cultivos y arbustos 0.20, bosques 0.25 y zonas urbanas 0.40. (Guevara J. M., 2013). En la Fig 11 se observa el lugar donde se instaló la estación meteorológica.

a)



Fig 11. a) vista frontal al Lago San Pablo

En la Fig 11 a) se observa el lugar donde se instaló la estación meteorológica, como se muestra en esta imagen no existe obstáculos como: cultivos, zona urbana, bosques que modifiquen la velocidad del viento, este es un espacio abierto cuyo suelo es de césped, por este motivo se utiliza el valor de rugosidad de 0,14. En el Anexo E se observan los dispositivos que se instalaron.

2.4.6. Energía cinética del viento

Según Calle (2019), cuantifica la energía cinética disponible en el sitio de estudio mediante parámetros estadísticos que caracterizan esta fuente, empleando la Ecuación 7 para alcanzar dicho objetivo.

$$Ec = \frac{1}{2}mv^2 \quad (7)$$

Donde:

Ec: Energía cinética del viento.

m: Masa de aire.

v: Velocidad del viento.

La Ecuación 7, define a la energía cinética como una magnitud que se relaciona directamente con la potencia eólica. En resumen, la potencia eólica se basa en la conversión de energía cinética en energía mecánica a través de un aerogenerador, la relación de esta ecuación se sustituye en la siguiente expresión.

2.4.7. Potencia del viento

Según Chachapoya (2011), la potencia generada por el viento es una magnitud que depende directamente de la densidad del aire y de velocidad del viento al cubo. Para calcularla, se utiliza la Ecuación 7.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [W] \quad (8)$$

Donde:

P: Potencia del viento.

ρ : Densidad del aire en, (kg/m^3).

V: Velocidad del viento, (m/s).

A: Área efectiva de captura, (m^2).

Mediante la aplicación de la Ecuación 8, se logró determinar la energía que puede ser transformada en potencia eléctrica. La potencia generada se incrementa de manera cúbica con respecto a la velocidad del viento, con esto se destaca la importancia de la velocidad del viento en el potencial de generación eólica.

2.5. Ecuaciones para determinar el consumo de energía eléctrica

Las ecuaciones para determinar el consumo de energía en el lugar de estudio son: potencia mínima, consumo mensual y consumo de energía promedio. Las cuales se describen a continuación.

2.5.1. Potencia mínima

En la Ecuación 9, establece la potencia mínima requerida que debe ser suministrada por el aerogenerador para la generación de energía eléctrica. Esta potencia mínima es la potencia eléctrica total ponderada por un coeficiente de simultaneidad F (Chachapoya, 2011).

$$P_{min} = F(P_{inst}) \quad (9)$$

Donde:

P_{min} : Potencia mínima.

F: Factor de simultaneidad.

P_{inst} : Potencia instalada.

El coeficiente de simultaneidad se obtiene a partir del concepto de que no todos los aparatos eléctricos van a estar conectados al mismo tiempo, en entornos comerciales el factor de simultaneidad se considera un valor de 80% este puede variar según el tipo de negocio y las operaciones diarias (Chachapoya, 2011). La Ecuación 9, determinó la capacidad necesaria del aerogenerador para cumplir con las exigencias de generación de energía eléctrica en el sitio. Esta equivalencia proporciona una estimación precisa de la potencia mínima requerida del aerogenerador para garantizar un suministro eléctrico adecuado.

2.5.2. Consumo mensual

Según Chachapoya (2011), para determinar el consumo total mensual de energía eléctrica, se utiliza la Ecuación 10 donde se multiplica la potencia instalada, las horas y los días en el mes de consumo, sobre mil para obtener los kWh-mes.

$$C = \frac{(W) \times (h) \times Dm}{1000} \quad (10)$$

Donde:

C: Consumo mensual.

W: Potencia.

h: Tiempo de consumo.

Dm: 8 días.

La Ecuación 10, determinó de manera efectiva la cantidad de energía eléctrica requerida en un periodo mensual. En la investigación, se empleó un periodo de 8 días debido a que el patio de comidas opera exclusivamente durante los fines de semana.

2.5.3. Consumo de energía promedio

Según Chachapoya (2011), para realizar el cálculo de la potencia de energía promedio se utiliza la Ecuación 11, donde el consumo de energía se divide para el consumo de horas del día.

$$P(W) = \frac{Ce}{Día} \quad (11)$$

Donde:

Ce: Es el valor del consumo diario de energía, (Wh).

2.6. Ecuaciones para la selección del aerogenerador

Existen varios parámetros para determinar la selección del aerogenerador como: potencia mecánica, potencia eléctrica y la selección de potencia del aerogenerador, como se detallan a continuación.

2.6.1. Potencia mecánica

La ley de Betz establece el límite máximo de energía cinética del viento que puede convertirse en potencia captada a través de las aspas de un aerogenerador. Este proceso se realiza a través de la aplicación de la Ecuación 12 (Chachapoya, 2011).

$$P_c = C_p(P_e) = P_m \quad (12)$$

Donde:

P_c : Potencia captada.

C_p : Porcentaje de aprovechamiento del aerogenerador. $C_p = 0,59$

P_e : Potencia eólica.

P_m : Potencia mecánica.

La ley de Betz sustenta que la eficiencia máxima de conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional es equivalente al 59.3%. En otras palabras, este valor representa el límite teórico máximo de energía que puede ser convertida por un aerogenerador a partir de la energía cinética del viento. Por lo tanto, cualquier aerogenerador no captura más del 40% de la energía cinética del viento disponible, esto se deriva directamente de la aplicación de la Ecuación 12 (Chachapoya, 2011).

2.6.2. Potencia eléctrica

Según Chachapoya (2011), en la Ecuación 13 se presenta la expresión utilizada para la conversión de la potencia mecánica en energía eléctrica.

$$P_e = \eta_s(C_p)(P) \quad (13)$$

Donde:

P_e : Potencia eléctrica.

η_s : Eficiencia del sistema eléctrico del aerogenerador. $\eta_s = 80\%$

C_p : Coeficiente de potencia.

P : Potencia eólica.

La Ecuación 13 destacó la importancia de la eficiencia del aerogenerador en el proceso de transformar la energía mecánica rotacional en energía eléctrica utilizable. Es fundamental para comprender la relación entre las diferentes formas de energía en el proceso de generación eólica, y como la eficiencia es esencial para la conversión, de una forma de energía en otra.

2.6.3. Potencia del aerogenerador

Para la selección de la potencia adecuada para el aerogenerador se considera necesario la demanda, la energía a satisfacer y el número de horas. Con la aplicación de la Ecuación 14, es posible calcular la potencia requerida por el sistema eólico (Chachapoya, 2011).

$$P_{ag} = \frac{Cd(Wh/día)}{hv} \quad (14)$$

Donde:

P_{ag} : Potencia del aerogenerador.

Cd : Consumo diario, (Wh/día).

hv : Horas al día de viento, (h/día).

En la Ecuación 14, para calcular la producción de energía eólica, se consideró no solo la velocidad del viento, sino también la densidad del aire en la zona de estudio. Esta información proporcionó una estimación de la capacidad de generación de energía eléctrica del proyecto.

2.6.4. Selección del conductor

Para la selección del conductor se toma en cuenta la caída de tensión que existen dos tramos para la interconexión de este sistema de generación eléctrica las cuales son desde: aerogenerador – inversor e inversor – carga, como se presenta a continuación.

- a) Aerogenerador – inversor: Para calcular la corriente que fluye a través del conductor que va desde el aerogenerador al inversor es necesario utilizar la Ecuación 15. Para determinar el calibre del conductor adecuado para esta sección se utiliza la Ecuación 16 que depende de la variación de voltaje como se muestra en la Ecuación 17 (Huertas Rosero, 2021).

$$I_{out\ ag} = \frac{P_{n\ ag}}{V_{n\ ag} \times \eta_{ag}} \quad (15)$$

$$S = \frac{2\rho LI_{out\ ag}}{\Delta V} \quad (16)$$

$$\Delta V = \frac{V_{n\ ag} \times L a}{100} \quad (17)$$

Donde:

S : Sección del conductor.

ρ : Resistividad del cobre, ($\approx 0,018 \ \Omega \ mm^2/m$).

L : Longitud del cable.

$I_{out\ ag}$: corriente de salida del aerogenerador, (A).

ΔV : Caída de tensión en voltios.

$V_{n\ ag}$: Voltaje nominal del aerogenerador.

η_{ag} : Eficiencia del aerogenerador.

La : límite máximo admisible, (%).

b) Inversor – carga: Se calcula la corriente de salida del inversor que se interconecta con la carga mediante la Ecuación 18. Para el cálculo adecuado del conductor se utiliza la Ecuación 19 que depende de la variación del voltaje de la Ecuación 20 (Huertas Rosero, 2021).

$$I_{out\ inver} = \frac{P_{n\ inver}}{V_{out\ inver} \times \eta_{inver}} \quad (18)$$

$$S = \frac{2\rho L I_{out\ inver}}{\Delta V} \quad (19)$$

$$\Delta V = \frac{V_{out\ inver} \times L a}{100} \quad (20)$$

Donde:

S : Sección del conductor.

ρ : Resistividad del cobre, ($\approx 0,018 \ \Omega \ mm^2/m$).

L : Longitud del cable.

$I_{out\ inver}$: corriente de salida del inversor, (A).

ΔV : Caída de tensión en voltios.

$V_{out\ inver}$: Voltaje de salida del inversor.

η_{inver} : Eficiencia del inversor.

I_a : límite máximo admisible, (%).

2.6.5. Selección de protección en la red

En la selección de la protección en la red, se toma en cuenta la potencia del inversor. Con estos valores, se procede al cálculo del dimensionamiento utilizando la Ecuación 21 para la corriente nominal. Seguidamente, se realiza el cálculo de la corriente de cortocircuito a través de la Ecuación 22 que necesita la resistencia del conductor que se calcula mediante la Ecuación 23 (Espantoso & Gutiérrez, 2012).

$$I_{max} = \frac{P_{inver}}{V_{out\ inver}} \quad (21)$$

$$I_{cc} = \frac{0.8 \times V_{out\ inver}}{R_{cond}} \quad (22)$$

$$R_{cond} = \frac{\rho L}{S} \quad (23)$$

Donde:

P_{inver} : Potencia del inversor.

$V_{out\ inver}$: Voltaje de salida del inversor.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito.

R_{cond} : Resistencia del conductor entre la alimentación y la carga.

ρ : Resistividad del cobre, ($\approx 0,018 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$).

L : Distancia, (m).

S: Sección del Conductor, (mm^2).

2.7. Determinación del potencial eólico

Para evaluar el potencial eólico en el sitio se instaló una estación meteorológica a una altitud de 2 metros sobre el nivel del suelo, que ha almacenado información sobre la variable objeto de estudio mediante su anemómetro integrado, en este caso la velocidad del viento. Se realizó en un lapso de tres meses con el propósito analizar las velocidades del viento debido a que durante el invierno, las temperaturas tienden a ser más frías, y este choque térmico entre la tierra y el aire puede generar vientos más fuertes. Posteriormente, se realiza una interpolación de estos datos y extender el periodo de evaluación a un año como se observa en la Fig 12.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Date	Datos Estacion 2M	2M	10M	50M	X 10M	X 50M
2	1/1/2022 0:00	1	1	1	2	1	2
3	1/1/2022 1:00	0	1	1	1	0	0
4	1/1/2022 2:00	0	1	1	2	0	0
5	1/1/2022 3:00	0	1	1	2	0	0
6	1/1/2022 4:00	0	1	1	2	0	0
7	1/1/2022 5:00	0	1	2	3	0	0
8	1/1/2022 6:00	1	1	2	3	1	2
9	1/1/2022 7:00	1	3	4	4	1	2
10	1/1/2022 8:00	3	4	5	5	4	5
11	1/1/2022 9:00	4	4	6	6	5	6
12	1/1/2022 10:00	4	4	6	6	5	6
13	1/1/2022 11:00	5	4	6	6	6	8
14	1/1/2022 12:00	4	4	5	6	5	6
15	1/1/2022 13:00	4	4	5	5	5	6
16	1/1/2022 14:00	4	3	4	5	5	6
17	1/1/2022 15:00	4	3	4	4	5	6
18	1/1/2022 16:00	4	3	4	4	5	6
19	1/1/2022 17:00	3	2	3	3	4	5
20	1/1/2022 18:00	2	1	2	3	3	3
21	1/1/2022 19:00	2	1	1	2	3	3
22	1/1/2022 20:00	2	1	1	2	3	3

Fig 12. Base de datos interpolación

En la Fig 12, la primera columna viene a ser las fechas durante un año, datos estación 2M son los datos interpolados mediante el modelo ARIMA y la base de datos de Power Dave de la Nasa, 2M, 10M y 50M son los datos extraídos de la Nasa, X 10M y X 50M son los datos extrapolados, todos estos datos son a sus diferentes alturas (observar Anexo F). Mediante un código en Rstudio como se muestra en el Anexo G utilizando el modelo ARIMA para predecir el comportamiento del viento durante un año a una altura de 10 m como se ilustra en la Fig 13.



Fig 13. Comparación de la velocidad del viento a 10M datos satelitales y X10M datos extrapolados

En la Fig 13, se visualizó el comportamiento de la velocidad del viento a 10 m utilizando el modelo ARIMA y los datos satelitales de la página de la NASA, con el propósito de observar variaciones significativas del viento cada hora durante un año, en este caso se obtuvo un promedio anual del viento de 3,46 m/s como se observa en el Anexo B.

Del mismo modo se realiza la extrapolación de los datos en este caso a 50 m con el fin de observar el comportamiento del viento durante un año a esta altura como se observa en la Fig 14.

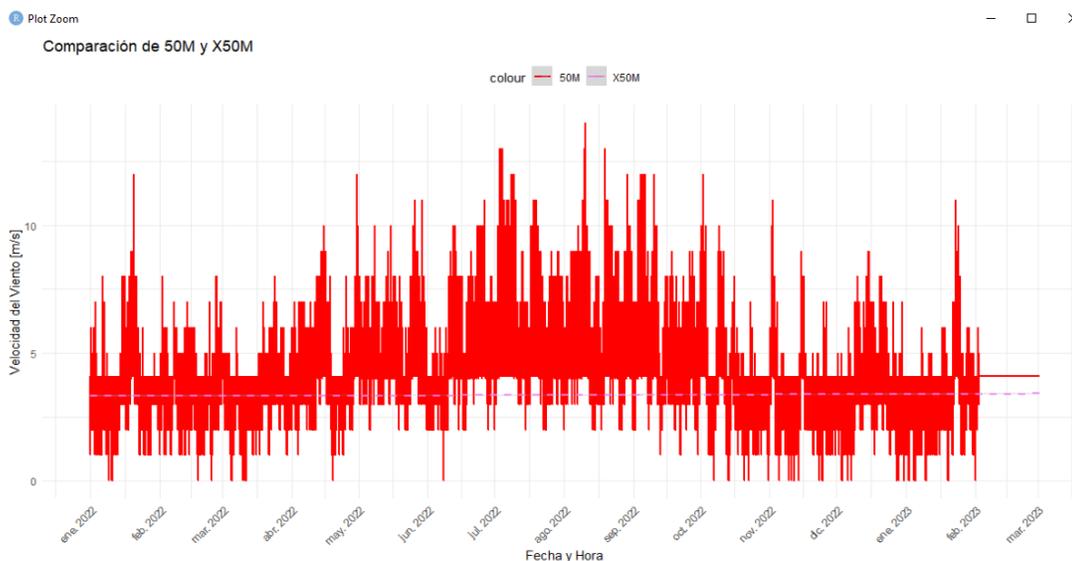


Fig 14. Comparación de la velocidad del viento a 50M datos satelitales y X50M datos extrapolados

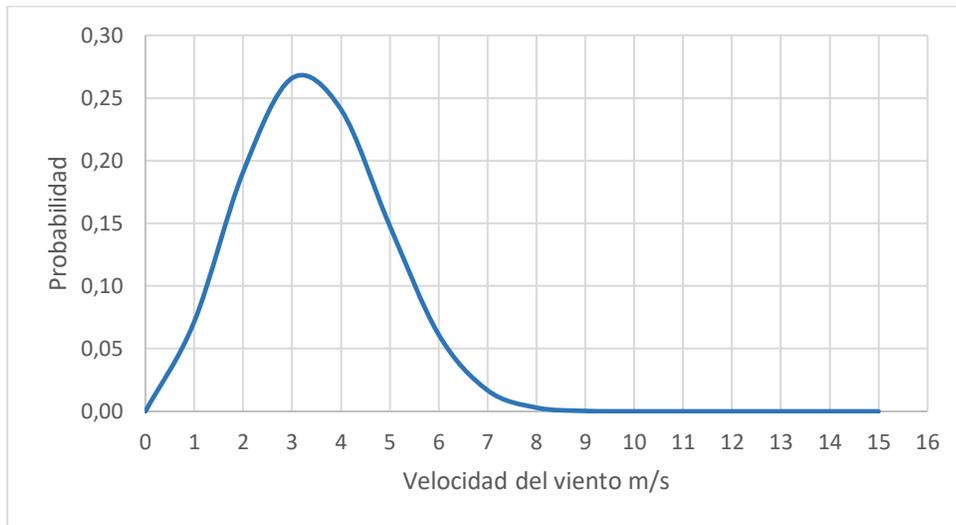
En la Fig 14, se observó los datos obtenidos a 50 m, haciendo una comparación entre los datos de la página de la NASA y los obtenidos durante un año, el promedio anual del viento en este caso es de 5,46 m/s como se muestra en el Anexo C.

En la comparación de ambas gráficas Fig 13 y Fig 14 se logra visualizar la variación del viento con respecto a las diferentes alturas, cabe recalcar que la gráfica de la Fig 14 de color rojo el viento es más considerable puesto que la velocidad del viento promedio es de 5,46 m/s, concluyendo que, mientras más altura existe más velocidad en el viento.

2.7.1. Distribución de Weibull

En la Fig 15, se ilustró la distribución de Weibull para ambas alturas 10 m y 50 m respectivamente en el periodo de 2022 a 2023 se visualizan a continuación.

a)



b)

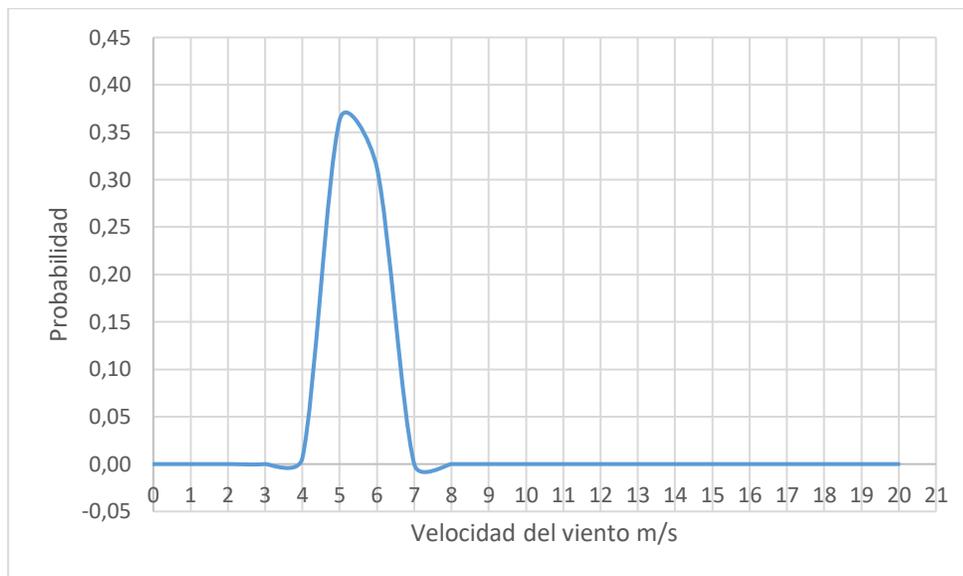


Fig 15. a) Distribución de Weibull a 10 m, b) Distribución de Weibull a 50 m

Como se observa en la Fig 15 a), se realizó la distribución de Weibull para el periodo de un año, donde se puede observar que; con los datos obtenidos, la velocidad del viento más frecuente es entre 2 m/s a 4 m/s a 10 m.

En la Fig 15 b), se realizó la distribución de Weibull para el mismo periodo, pero este caso a una altura de 50 m sobre el suelo, la velocidad del viento más frecuente obtenida mediante la distribución es de 5 m/s a 6 m/s.

Estos parámetros sobre la velocidad del viento brindan un entendimiento más claro sobre las velocidades que podría tener un aerogenerador, ya que se propone que se seleccione un sistema de generación eólica para el viento más frecuente en la zona de estudio.

2.7.2. Tabla de resultados de los parámetros de Weibull

A continuación, en la Tabla 7 se exhiben los datos obtenidos a lo largo de un año. Empleando la Ecuación 6, se obtuvo el perfil de la velocidad del viento a la altura de 10 m y 50 m. Además, se presentaron las estadísticas para la determinación de los parámetros del viento. En los Anexos B, C se exhiben los procedimientos correspondientes, el cual se muestra un resumen en la Tabla 7 a continuación.

Tabla 7
Parámetros de velocidad del viento en un año

Periodo de tiempo	Total, de datos tomados	Velocidad promedio (m/s)	Ajuste k Weibull	Valor c Weibull
2022_2023 (10 m)	9547	3,46	2,62	3,9
2022_2023 (50 m)	9547	5,46	19,55	5,61

Nota. Perfil de velocidad del viento durante un año a diferentes alturas

Se tomaron en consideración los valores de la Tabla 7, donde se registró una velocidad del viento para una altura de 10 m sobre el suelo, al igual que el cálculo del parámetro c mediante la Ecuación 4 a continuación.

$$c = \frac{3,46 \text{ m/s}}{e^{\gamma\left(1+\frac{1}{2,62}\right)}} = 3,9$$

y el ajuste de k con la herramienta solve de Excel como se muestra en los Anexos B y C, se realiza el mismo procedimiento para el cálculo de los valores de c y k a 50 m. De acuerdo con esta información proporcionada, sabiendo que el promedio de velocidad del viento de un año a 10 m de altura es de 3,46 m/s. Asimismo, la velocidad del viento promedio a 50 m sobre el suelo es de 5,46 m/s. Se estableció una densidad de potencia del viento utilizando la Ecuación 8. para una altura de 10 m y 50 m respectivamente.

$$P_{(10 \text{ m})} = \frac{1}{2}(1,225 \text{ kg/m}^3 \times 3,46^3) = 25,07 \text{ W/m}^2$$

$$P_{(50 \text{ m})} = \frac{1}{2}(1,225 \text{ kg/m}^3 \times 5,46^3) = 98,59 \text{ W/m}^2$$

Basándose en estos resultados, se seleccionará un aerogenerador con el propósito de suministrar energía al patio de comidas. La combinación de la velocidad del viento promedio y la densidad de potencia ofrece un marco adecuado para su generación a partir del recurso eólico en el sitio de estudio.

2.8. Determinación del consumo de energía eléctrica

En la Fig 16, se muestra diversos dispositivos y electrodomésticos, la cual proporciona información relevante acerca de la energía suministrada a cada uno de estos elementos.

a)



b)



c)



Fig 16. a) focos, b) refrigeradoras, c) equipo de sonido

En la Fig 16 a) se observa los focos para cada uno de los puestos del lugar, así también en la Fig 16 b) se encuentran el tipo de refrigeradoras que ocupan en algunos espacios del establecimiento, y en la Fig 16 c) se visualiza un equipo de sonido el cual se encontró desconectado del tomacorriente.

En la Tabla 8, se llevó a cabo el análisis correspondiente de todas las cargas involucradas en el lugar de estudio.

Tabla 8
Consumo de artefactos utilizados en el patio de comidas

Cant.	Artefactos	Potencia (W)	Potencia total (kW)	Total (kWh-día)	Días de uso al mes	Total (kWh-mes)	Costo mensual (USD)
2	Foco puesto 1	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 2	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 3	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 4	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 5	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 6	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 7	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 8	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 9	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 10	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 11	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco puesto 12	30	0,06	0,24	8	1,92	0,17
2	Foco baño 1	40	0,08	0,32	8	2,56	0,23
2	Foco baño 2	40	0,08	0,32	8	2,56	0,23
1	Televisor Led 32"	80	0,08	0,48	8	3,84	0,34
3	Refrigeradora	120	0,36	0,72	30	21,6	1,94
5	Microondas	1000	5	1,65	8	13,2	1,18
6	Licuada	800	4,8	2	8	16	1,44
1	Equipo de sonido	200	0,2	1,10	8	8,83	0,79
	Total	2640	11,32	9,47	Total	91,63	41,07

Nota. Menú energético del patio de comidas

En la Tabla 8, Intervienen varias Ecuaciones para la realización del cálculo donde, se consideró la Ecuación 10 como se muestra a continuación el cálculo de los focos del puesto 1.

$$C = \frac{(60 W \times 4 h \times 8 \text{ dias} - \text{mes})}{1000 W} = 1,92 kWh - \text{mes}$$

Se sigue el mismo procedimiento para el cálculo de cada uno de los dispositivos mencionados en la Tabla 8, como se detalla en el Anexo H donde intervienen las Ecuaciones 9 y 10 para la realización del menú energético. Este consumo, se obtuvo a través de la potencia instalada de cada electrodoméstico y su tiempo de uso diario, se obtuvo mediante la sumatoria de todos los dispositivos un total de 91,63 kWh-mes, cabe recalcar que se realizó el menú energético por el motivo de que todo el parque se encuentra conectado hacia un solo medidor general y existen cargas externas como: juegos infantiles, boletería, baños externos, ventas y el propósito del presente trabajo es el beneficio exclusivamente del patio de comidas. Estos datos son esenciales para dimensionar el aerogenerador, y la curva de demanda correspondiente, como se visualiza en la Fig 17.

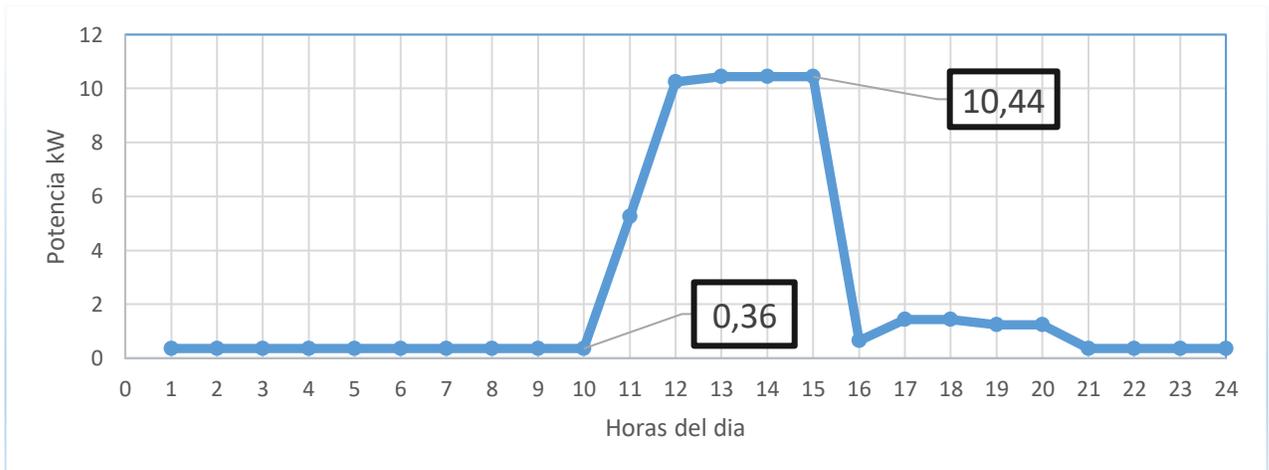


Fig 17. Curva de demanda del patio de comidas

En la Fig 17, se consideró que los dispositivos no operan simultáneamente, sino en intervalos de tiempo distintos. En consecuencia, la demanda máxima de energía como se muestra en la Fig 17 es de 10,44 kW este resultado es importante, ya que de este dependerá la potencia instalada que el aerogenerador deberá suministrar y en la gráfica representa el punto máximo de los consumos de dispositivos en específico durante el periodo determinado de operación en un día. Asimismo, la demanda mínima que el aerogenerador debe abastecer es de 0,36 kW, que representa el punto mínimo de consumo de energía en la Fig 17. La curva de carga

se logró a través del menú energético cuando los intervalos de uso de los electrodomésticos son menores a una hora como se muestra en el Anexo I.

2.9. Parámetros para el aerogenerador adecuado

Una vez la información obtenida sobre la velocidad del viento y el consumo energético en el área de estudio, se estableció los parámetros necesarios para la selección de un aerogenerador. Los criterios de selección se encuentran detallados en la Tabla 9. De acuerdo con los resultados obtenidos de la distribución de Weibull, indica que la velocidad de arranque del aerogenerador a 10 m y 50 m de altura para ambos casos debe ser de 1 m/s. La potencia necesaria que el aerogenerador debe suministrar es de 10,44 kW de acuerdo con la curva de demanda de la Fig 17. Así mismo, la altura de operación es de 10 m y 50 m respectivamente para su instalación.

Tabla 9
Parámetros de selección del aerogenerador

Parámetros para la selección	Resultados
Velocidad de arranque del aerogenerador	1 m/s
Velocidad del viento (10 m, 50 m)	3,46 m/s – 5,46 m/s
Altura de operación	10 m – 50 m
Potencia de consumo promedio	10,44 kW

Nota. Resumen para el aerogenerador adecuado

Basándose en los parámetros de la Tabla 9, la cual representa un breve resumen de los parámetros obtenidos, se decide seleccionar un aerogenerador para estas alturas que se adapte de mejor manera a las condiciones necesarias. De acuerdo con el mercado, se encontró el modelo de aerogenerador WKV-2kW, que presenta las siguientes características:

2.9.1. Aerogenerador modelo WKV-2kW

En la Tabla 10 , se presenta la ficha técnica para el primer aerogenerador propuesto, donde se visualiza lo siguiente:

Tabla 10
Ficha técnica del aerogenerador vertical WKV-2000

Modelo	WKV-2000
Potencia nominal (W)	2 kW
Tamaño (altura/diámetro)	2,5/2,4 (m)
Material de las cuchillas	Aleación de aluminio
Velocidad del viento de arranque	1 m/s
Velocidad mínima del viento de generación de energía	2 m/s
Velocidad del viento de corte	3 m/s
Velocidad nominal del viento	13 m/s
Reducir la velocidad del viento	15 m/s
Velocidad del viento de supervivencia	60 m/s
Tipo de generador	AC, 3 fases
Voltaje de salida del controlador	48 V
Sistema de frenado del controlador	Cortocircuito trifásico por freno NFB
Temperatura de operación	-30 ~ 50 °C

Nota. Fuente: (Maglev, 2023)

Como se ilustra en la Tabla 10, en la primera fila se observa el modelo del aerogenerador, que tiene como referencia su potencia nominal. Seguidamente, el resto de las filas muestra algunos de los datos importantes del aerogenerador, el principal parámetro sobresaliente en este modelo es su velocidad del viento de arranque de 1 m/s, cabe recalcar que el fabricante mencionó que el aerogenerador modelo WKV-2kW puede ser instalado sin problema a 10 m y 50 m de altura, por lo cual este aerogenerador podrá trabajar en estas dos alturas antes mencionadas.

Aplicando los criterios establecidos en la Tabla 9, para la determinar un aerogenerador, el cual se acopla de mejor manera con los requisitos de los parámetros, debido a su velocidad de arranque a 1 m/s y su potencia de salida. Ajustando los parámetros establecidos e integrándose con lo definido. En la Fig 18, el fabricante presenta una imagen del aerogenerador.

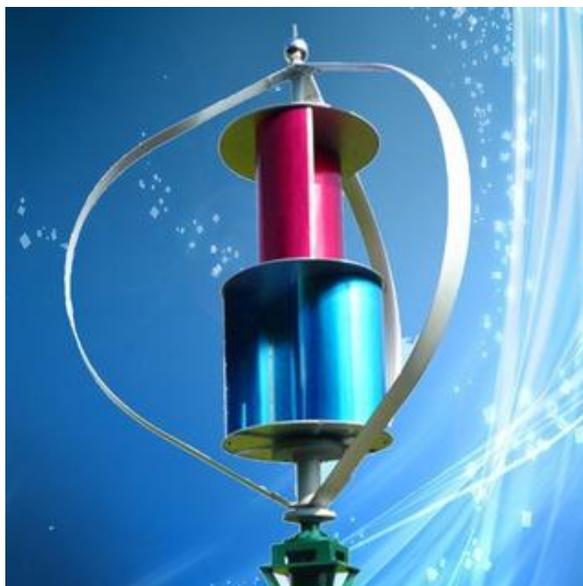


Fig 18. Aerogenerador WKV-2kW

Fuente: (Maglev, 2023)

En la Fig 17, se ilustra el aerogenerador propuesto, se puede observar 3 cuchillas plateadas elaboradas con una aleación de aluminio, de manera que lo hace resistente y liviano para una mejor eficiencia del sistema, cuenta con un núcleo de imán permanente que generan un campo magnético constante eliminando la necesidad de corrientes en las bobinas. Por lo general, este tipo de aerogeneradores es más compacto, facilitando la manipulación e instalación de este, sobre todo en lugares con espacio limitado. El fabricante proporciona datos sobre la potencia con respecto a la velocidad del viento que produce el aerogenerador, como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11
Pruebas de velocidades del aerogenerador

Variables	Potencia con respecto a la variación del viento														
Potencia (W)	0	5	55	110	200	300	450	650	870	1100	1350	1600	1850	2100	2300
Vel. Viento (m/s)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Nota. Resumen para el aerogenerador adecuado

En la Tabla 11 se presenta los datos provistos por el fabricante, que se utilizaron para construir la curva de potencia de salida del aerogenerador seleccionado. Posteriormente, estas

cifras fueron plasmadas como se aprecia en la Fig 19, donde se presenta la curva correspondiente en función de los valores adquiridos. Se observa que la generación de energía eléctrica inicia a una velocidad de viento de 1 m/s.

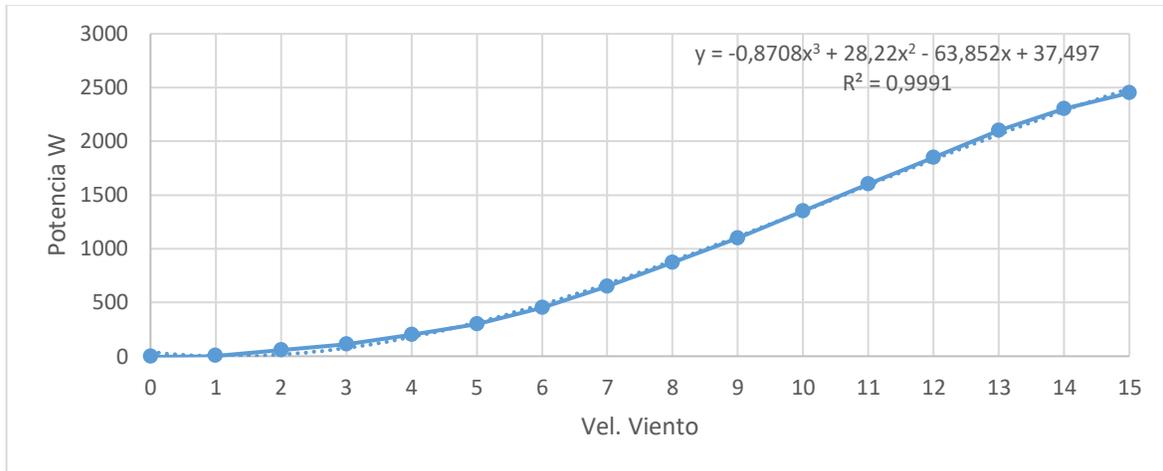


Fig 19. Curva de potencia del aerogenerador

La Fig 19 muestra la representación de la curva de potencia del aerogenerador, que abarca hasta la decimoquinta velocidad. Es una situación normal que la producción de energía de un aerogenerador disminuya a medida que transcurre el tiempo.

Esta disminución puede atribuirse a varios factores como: el desgaste y envejecimiento de los componentes mecánicos y eléctricos del aerogenerador. También entra en juego la pérdida de eficiencia aerodinámica, la cual se relaciona con el desgaste y deformación de las palas del aerogenerador. La combinación de estos factores resulta en la incapacidad del aerogenerador para mantener la misma eficiencia en la captación de energía eólica que alcanzó inicialmente (Manwell, MCGowan, & Rogers, 2010).

2.10. Análisis de la potencia del aerogenerador

Para calcular la potencia del aerogenerador, se consideró la operación durante un periodo de 10 horas de viento. Se tomó en cuenta que, la potencia nominal del aerogenerador seleccionado es de 2 kW. Reemplazando estos valores en la Ecuación 14 se obtuvo lo siguiente.

$$P_{ag} = \frac{2000(Wh/día)}{10 h/día} = 200 W = P_e$$

El potencial eólico en la zona se estableció considerando tanto la potencia eléctrica como la potencia mecánica. Mediante la utilización de la Ecuación 13, se considera el resultado de la Ecuación 14 con el siguiente cálculo.

$$P = \frac{200 \text{ W}}{0,8 \times 0,59} = 423,72 \text{ W}$$

El análisis de factibilidad técnica del aerogenerador en relación con el consumo de energía en la ubicación se específica será llevada a cabo en el tercer capítulo de este trabajo investigativo.

Capítulo 3

Factibilidad técnica – económica del sistema de generación

En esta sección, se detalla la factibilidad técnica del sistema de generación eólica a través de los criterios establecidos en el Capítulo 2. Se obtuvo los costos de instalación y dispositivos que conforman el sistema de generación. Seguidamente, se utilizaron los indicadores financieros como: La Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) para evaluar la factibilidad económica. Esto considera tanto la inversión inicial como la rentabilidad, con el propósito de determinar si el proyecto es económicamente favorable para una futura implementación. Es importante destacar que este análisis económico se centra en un sistema de generación conectado a la red de distribución.

3.1. Aerogenerador conectado a la red

Un sistema de generación eólica está conectado a la red y compuesto por diversos componentes que incluyen: aerogenerador, inversor y dispositivo de medición. En caso de que haya un excedente de energía. Además, es importante destacar que la eficiencia de un sistema de generación eólica puede variar según las condiciones específicas del sitio y la calidad del equipo utilizado en su implementación. La ubicación estratégica y el diseño adecuado de los componentes son factores cruciales para maximizar la generación de energía eólica y asegurar un buen rendimiento a lo largo del tiempo (Chachapoya, 2011).

3.1.1. Inversor adecuado

Debido a que las cargas operan exclusivamente con corriente alterna, se vio necesaria la utilización del inversor, como se muestra en la Fig 20, lo que conlleva en un aumento en el costo del sistema. La mayoría de los casos, los inversores alcanzan eficiencias que oscilan entre 85 % y 90%. Sin embargo, es importante tener en cuenta que, si las cargas son menores, la eficiencia del inversor disminuye (Enriquez, 2012).

Parámetros del inversor:

- Potencia del inversor: 2000 W.
- Voltaje de utilización: 220/240 V.
- Frecuencia: 45 Hz, 60 Hz.

- Protecciones: Cortocircuito y sobrecargas.



Fig 20. Inversor WWIG-2000G

Autor: (Made in China, 2023)

Para la selección del inversor como se muestra en la Fig 20, se tomó en cuenta la potencia del aerogenerador. El modelo de inversor seleccionado es WWIG-2000G, el cual está diseñado para conectarse a la red y es recomendado por el distribuidor. Este inversor tiene una potencia de 2000 W, con un voltaje AC nominal de 220 V y 240 V, trabaja a una frecuencia de 45 Hz a 60 Hz. Además, cuenta con protección de polaridad inversa, sobrecorrientes, sobrevoltajes de salida y control de corriente de fuga. Se puede observar sus especificaciones técnicas en el Anexo J.

3.1.2. Selección del conductor

Debido a las condiciones climáticas a las que estará expuesto, el conductor entre la fachada y el medidor debe ser resistente. La ruta del cableado en este caso sería la siguiente: aerogenerador-inversor e inversor-carga. La corriente de salida del aerogenerador a través del conductor se calcula utilizando la Ecuación 15 donde, se toma la potencia nominal del aerogenerador 2kW y el voltaje que entregade 48V, multiplicado por la eficiencia del aerogenerador se obtiene el siguiente resultado.

$$I_{out\ ag} = \frac{2000\ W}{48\ V \times 0,8} = 52,08\ A$$

Para la sección transversal del conductor primero se debe calcular la variación de voltaje aplicando la Ecuación 17 donde se toma el voltaje que entrega el aerogenerador como antes mencionado 48 V por el límite máximo admisible de 3 % (0,03), con el siguiente resultado.

$$\Delta V = 48 V \times 0,03 = 1,44 V$$

Se multiplica la constante de 2 por la resistividad del conductor de cobre en este caso $0,018 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$, por la distancia entre los puntos conectados (15 m) y multiplicando el resultado de la Ecuación 15, dividido para la variación de voltaje de 1,44 V se obtuvo el siguiente resultado.

$$S = \frac{2 \times 0,018 \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \times 15 \text{ m} \times 52,08 \text{ A}}{1,44 V} = 19,53 \text{ mm}^2$$

De manera similar, con el desarrollo de la Ecuación 18, se utilizaron los valores de potencia nominal del inversor de 2000 W dividido para el voltaje nominal del mismo de 220 V y multiplicado para la eficiencia del inversor 97,6% (0,976) que resulta lo siguiente.

$$I_{out \text{ inver}} = \frac{2000 W}{220 V \times 0,976} = 9,31 A$$

Del datasheet del inversor donde se toma la eficiencia se encuentra en el Anexo J, muestra algunas de las características.

De la Ecuación 20 para el siguiente tramo se calcula el valor de la variación de voltaje en este caso se utiliza el voltaje de salida del inversor hacia la carga multiplicado por el límite máximo admisible en este caso 5% (0,05) donde se obtiene el siguiente resultado.

$$\Delta V = 220 V \times 0,05 = 11 V$$

Realizando el procedimiento anterior de sustitución para el tramo desde el inversor a la carga se obtiene el siguiente resultado, cabe recalcar que en este caso la distancia del inversor a la carga es de 5 m.

$$S = \frac{2 \times 0,018 \Omega \text{ mm}^2/\text{m} \times 5 \text{ m} \times 9,31 \text{ A}}{11 V} = 0,15 \text{ mm}^2$$

La Tabla 12 muestra los resultados obtenidos para los diferentes conductores, es necesario mencionar que este cálculo está basado en una altura de la torre de 10 m, del mismo modo se calcula las diferentes secciones para la altura de 50 m.

Tabla 12
Conductores para la Instalación

Tramo	Tipo	Corriente(A)	AWG	Sección transversal
Aerogenerador- Inversor (10 m)	XLPE	52.08	4	19,53 mm^2
Aerogenerador- Inversor (50 m)	XLPE	52.08	3/0	71,61 mm^2
Inversor- Carga	THHN	11.66	14	0,15 mm^2

Nota. Tabla de conductores por tramo

La Tabla 12 reflejó el dimensionamiento de los conductores en segmentos específicos. En particular, se seleccionó el conductor de tipo XLPE para el tramo que conecta el aerogenerador con el inversor. Estos conductores de cobre son apropiados para circuitos de fuerza y alumbrado, utilizados como alimentadores secundarios en diversos entornos industriales, comerciales y residenciales. Su versatilidad les permitió ser empleados en lugares húmedos, secos, en ductos u otras canalizaciones. Para este tramo se obtuvo una sección transversal de 19,53 mm^2 , se ha optado por el calibre 4 AWG para la instalación del equipo a 10 m de altura y 3/0 AWG a 50 m de altura debido a que se considera una distancia mayor entre los equipos como se observa el Anexo K, la sección transversal para este caso es de 71,61 mm^2 .

Por otro lado, en el tramo que va desde el inversor hasta la carga, se seleccionó un conductor de tipo THHN. Este específicamente se utiliza para la conexión de electrodomésticos, así como para interconexiones de equipos en los que se prevé la transmisión de ruido o vibración. El THHN es adecuado para entornos secos y húmedos. Tiene una temperatura máxima de operación de 90°C, con un voltaje máximo de 600v, se obtuvo una corriente de 9,31 A, entonces se optó por el calibre 14 AWG, conforme a la información proporcionada en el Anexo K para ambas alturas (10 m y 50 m) debido a que la distancia entre el inversor y la carga es la misma.

3.1.3. Selección de protección

Con el propósito de proteger la salida del inversor de sobrecargas y sobrecorrientes, se dimensionó una protección magnetotérmica. Mediante la utilización de la Ecuación 21, donde se toma los valores de la potencia nominal del inversor de 2000 W y el voltaje de salida de 220 V resultando lo siguiente.

$$I_{max} = \frac{2000 \text{ W}}{220 \text{ V}} = 9,09 \text{ A}$$

Además, la Corriente de Corto Circuito depende de la resistividad del conductor la cual se calcula mediante la Ecuación 23 utilizando la resistividad del conductor de cobre y la distancia entre estos dos puntos, antes mencionado 5 m dividido para la sección del conductor seleccionado en este caso el conductor seleccionado es 14 AWG que tiene una sección transversal de $2,08 \text{ mm}^2$, se calculó lo siguiente.

$$R_{cond} = \frac{0,018 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m} \times 5 \text{ m}}{2,08 \text{ mm}^2} = 0,0432 \Omega$$

Para el cálculo de la corriente de corto circuito se reemplazan los siguientes datos en la Ecuación 22: 0,8 la cual es una constante multiplicada por el voltaje de salida del inversor de 220 V, todo dividido para el resultado de la resistividad del conductor de $0,0432 \Omega$, resultando un valor de.

$$I_{cc} = \frac{0,8 \times 220 \text{ V}}{0,0432 \Omega} = 4074,07 \text{ A}$$

Debido a estos resultados, se seleccionó que el magnetotérmico, Acti9 iC40N, 3P + N, 10 A como se muestra en la Fig 21.



Fig 21. Magnetotérmico Acti9 iC40N

Autor: (Schneider Electric, 2023)

Como se ilustra en la Fig 21, el magnetotérmico es el adecuado para funcionar como dispositivo de protección, es necesario una desconexión manual para aislar el circuito en el caso de ser necesario, se observa que es una protección de tres fases y el neutro. En el Anexo L se muestra la ficha técnica para este magnetotérmico, que cumple con los parámetros de corriente nominal y la capacidad de interrupción requerida para garantizar una protección efectiva.

3.1.4. Tabla de resultados de los dispositivos seleccionados

Se presenta un resumen de los dispositivos que han sido seleccionados para la instalación del sistema de generación mediante la página www.made-in-china.com, esta plataforma internacional muestra varios proveedores y diferentes costos, se usa los dólares como moneda nacional, cabe recalcar que el precio de las torres puede variar dependiendo del distribuidor. A continuación, En la Tabla 13 se detallan los precios de cada componente:

Tabla 13
Dispositivos seleccionados para la instalación

Cantidad	Componentes	Precio Unidad	por	Valor Total (USD)
1	Aerogenerador WKV-2000	\$ 1899		\$ 1899
1	Inversor Growatt 2500S	\$120		\$ 120
1	Magnetotérmico, Acti9 iC40N	\$ 78.09		\$ 78.09
50	Conductores, terminales, etc.	\$ 145,30		\$ 145,30
1	Torre 10 m	\$ 1000		\$ 1000

80	Conductores, terminales, etc.	\$ 350	\$ 350
1	Torre 50 m	\$ 20000	\$ 20000
Costo del sistema conectado a la red 10 m			\$ 3242.39
Costo del sistema conectado a la red 50 m			\$ 22447.09

Nota. Precio de los dispositivos seleccionados

En la Tabla 13 se exhiben los costos individuales de cada componente, la proforma de los dispositivos a importar se visualiza en el Anexo M, donde se observa el nombre de la distribuidora (Wendy Zhao) recibiendo la proforma el 07 de febrero del 2024. Aquí está incluido el costo de los materiales para la instalación. Los valores reflejados representaron los precios netos de los dispositivos y componentes, excluyendo el costo adicional relacionado con la importación de China a Ecuador. El sistema de generación conectado a la red a 10 m de altura tendría un costo total de \$ 3242,39. Así mismo, el valor del sistema instalado a 50 m tendrá un costo de \$ 22447, cabe recalcar que el costo influye debido a la construcción de la torre de soporte. Estos valores no contemplan los gastos relacionados con el transporte marítimo, donde el proveedor realiza el envío en contenedores. Es conveniente resaltar que los costos estimados pueden variar según las condiciones del mercado y los acuerdos con los proveedores.

En el Ecuador, se aplican derechos arancelarios y tasas de servicios aduaneros, que se basan en las leyes orgánicas y normas establecidas, para determinar el costo total de los productos que se importan (MASGROUP, 2023). Resulta primordial destacar que el comprador es responsable de cubrir los diversos precios asociados con la importación, donde se incluye el valor de la mercancía, los cargos de llegada, los trámites aduaneros, los gastos de transporte, así como los impuestos y aranceles, como se detalla en la Tabla 14. Estos elementos en conjunto conforman el análisis del costo de importación bajo el término FOB (*Free On Board*) (iContainers, 2023).

Tabla 14
Costos de importación de los dispositivos

Ítem	Descripción	Referencia	Productos		Costo Total (USD)
	Costo inicial de los productos	Equipo Cantidad	Aerogenerador 1	Inversor 1	2019

Costo neto de los dispositivos		Costo total	USD 1899	USD 120	
Flete	Valor del Transporte por mar	Peso kg CBM	169 kg 1.184	6.5 kg 0.024	180.73
Seguro de transporte	Valor primo	Porcentaje		1.75%	35.17

Pago de tributos por el producto importado

AD-VALOREM (Arancel cobrado a las mercancías)	Se refiere al porcentaje según el tipo de mercancía y se aplica sobre la suma del costo, Seguro y Flete	Código Arancel	85023100	850490	0
FODINFA (Fondo de desarrollo para la infancia)	Se aplica el 0.5% sobre la base FOB de la importación	Porcentaje		0.5%	11.12
IVA (Impuesto al valor agregado)	Corresponde al 12% sobre: base FOB+AD-VALOREM+FODINFA+ICE	Porcentaje		12%	268.44
Costo total de importación (USD)					2505.46

Nota. Total, del precio de los dispositivos en Ecuador **Fuente:** (iContainers, 2023)

En la Tabla 14 se presenta un desglose de los costos de importación asociados a los componentes principales para el sistema de energía conectado a la red. El cálculo total de importación asciende a \$ 2505.46. A esta cifra se añade el costo de los materiales incluido la torre a 10 m con un total de \$ 3728.85. De la misma manera, se realiza el cálculo de la instalación del sistema con una torre de 50 m teniendo un valor total de \$ 22933.55 incluido la torre para su

montaje. Se incluyó un análisis detallado de los materiales necesarios, en particular del aerogenerador y el inversor.

Se calculó el costo de transporte bajo la modalidad FOB, el cliente debe abonar \$180.73. Este valor se determinó considerando el peso de los equipos según las especificaciones proporcionadas y, a su vez, se calculó el volumen mediante el CBM (metros cúbicos). La calculadora de CBM permitió introducir los datos del packing list requerido, que se detalló en el Anexo M. A partir de estos datos, se determinó el costo del flete, el seguro de transporte y clasificación arancelaria.

La página del Servicio Nacional de Aduanas del Ecuador establece los porcentajes de acuerdo con la clasificación arancelaria, que se rige por la partida 85.01 de la sección XV del capítulo 85. Esta partida abarca máquinas, aparatos y materiales eléctricos, lo que permitió determinar los aranceles aplicables al proceso de importación (SUNAT, 2023). Resulta esencial tener en cuenta la vida útil de los dispositivos instalados, así como los costos asociados a su reemplazo durante el funcionamiento del sistema. En la Tabla 15, se detalla el costo de sustitución de los componentes. Se partió del supuesto valor inicial de que los componentes no cambian, y se consideró que la vida útil de dichos dispositivos es de 20 años. Esta tabla proyecta los costos futuros derivados de reemplazar los dispositivos al llegar al final de su ciclo de vida.

Tabla 15
Costos por sustitución

Cantidad	Componentes	Tiempo de vida útil (años)	Numero de sustituciones	Costo total (USD)
1	Aerogenerador	20	0	0
1	Inversor	10	1	120

Nota. Sustitución y tiempo de vida útil de los dispositivos adquiridos

La Tabla 15 indica que el inversor seleccionado tiene una duración de vida útil bastante extensa, prácticamente igual a la del aerogenerador. No obstante, por precaución, se ha considerado la posibilidad de reemplazar el inversor al menos una vez, ya que su duración estimada es de 10 años. Para calcular el costo de sustitución del inversor, se basó en el análisis previo de la Tabla 14, donde se estableció un límite en el costo de importación bajo la modalidad FOB en

caso de que sea necesario volver a importar los componentes. Esto consistió en proyectar el costo de reemplazo del inversor en el futuro.

3.2. Factibilidad económica

Se realizó el cálculo de los componentes involucrados en este proyecto. La implementación del sistema de generación eólica requiere de una financiación inicial significativa. No obstante, esta transformación lleva a un ahorro en los costos asociados al consumo de energía. Los indicadores financieros necesarios: flujo de caja, TIR y VAN se detallan a continuación.

3.2.1. Flujo de caja

En la Tabla 16 se visualiza los parámetros para determinar la factibilidad económica a través del análisis de flujo de caja, es un método esencial para identificar y comprender distintos factores económicos como: ingresos, costos, rentabilidad del proyecto y el proceso de recuperación de la inversión. A través de este enfoque, se proyecta el comportamiento anual de los ingresos derivados de la generación de energía, así como las utilidades a lo largo de la vida útil del sistema implementado. Este examen permite evaluar la factibilidad financiera del plan.

Se analizó el flujo de caja, donde se tomó en cuenta diversos parámetros, como se indica en la . Se establece una tasa de descuento determinada por el Banco Central del Ecuador del 12%. La duración de la inversión del proyecto es de 20 años, coincidiendo con la vida útil del aerogenerador encargado de la producción de energía. Además, el costo de generación de energía se fija en \$0,10 por cada kW/h.

Tabla 16
Parámetros para determinar la factibilidad económica

Parámetros Generales	Valor
Tasa de descuento	12%
Periodo de inversión	20 años
Generación anual inicial a 10 m	545,04 kWh/año
Generación anual inicial a 50 m	1328,4 kWh/año
Costo del sistema instalado 10 m	\$ 3728.85
Costo del sistema instalado 50 m	\$ 22933.55
Costo de reemplazo de equipos	\$ 120

Nota. Se determina los parámetros iniciales para realizar el cálculo de la factibilidad del proyecto.

En la Tabla 16 se presenta los parámetros necesarios para el cálculo de la factibilidad económica del sistema eólico. Estos parámetros incluyeron la vida útil del proyecto, la tasa de descuento utilizada para los flujos de efectivo futuros al valor presente, los costos iniciales de inversión para las diferentes alturas de operación. Estos indicadores son necesarios para evaluar la viabilidad financiera y la rentabilidad a lo largo del tiempo.

3.2.2. TIR, VAN y análisis de factibilidad técnica para 10 m y 50 m de altura

El TIR es un indicador cuantitativo esencial para la evaluación de la inversión en un proyecto. Su función principal radica en el análisis de rentabilidad de los flujos de efectivo asociados al estudio, este hace que el VAN sea igual a cero y representa la tasa de rendimiento a la que los flujos de efectivo futuros del proyecto se igualan con la inversión inicial (Baca, 2022). En cuanto, para el cálculo del TIR, se utilizó la herramienta Excel, esto permitió evaluar la factibilidad del proyecto y determinar si el retorno esperado justifica la inversión inicial.

El VAN es un criterio que permite un análisis de los flujos de efectivo de un proyecto, esto hace referencia al valor presente de los costos y el valor presente de los ingresos proporcionados durante la vida útil del sistema (Salvador & Carrera, 2019). Es conocido por ser un indicador de rentabilidad del plan. Tiene como objetivo el análisis de entrada y salida de efectivo. Sin embargo, se determinan los flujos de efectivos y se visualiza la diferencia existente entre el valor actual y la inversión inicial, en caso de existir un VAN positivo se acepta la inversión en el proyecto, caso contrario se rechaza (Olmedo & Curillo, 2019). El análisis de factibilidad técnica y económica para las alturas de 10 m y 50 m se detallan a continuación.

- TIR, VAN y análisis de factibilidad técnica para 10 m de altura

En el Anexo N, se presentan los cálculos del TIR y VAN para una altura de operación de 10 m del sistema, estos dos indicadores esenciales para evaluar la factibilidad económica del proyecto. Estos cálculos se fundamentan en la tasa de descuento especificada y la vida útil proyectada del sistema conectado a la red. Los resultados de estos cálculos se detallan en la

Tabla 17, lo que facilitó la determinación de la viabilidad financiera del proyecto y si la inversión puede generar beneficios significativos a lo largo del tiempo.

Tabla 17
Indicadores financieros de la factibilidad del proyecto a 10 m de altura

Costo de generación eólica	Tasa de descuento	TIR	VAN	PRI
\$0,10	12%	-11,23%	\$-3386,44	No factible

Nota. Se realiza un análisis de factibilidad según los indicadores resultantes de la evaluación a 10 m de altura

Los resultados del análisis, que se reflejan en la Tabla 17, indican un VAN negativo y un TIR significativamente menor a la tasa de descuento establecida. Estos datos sugieren que el proyecto carece de factibilidad económica, ya que los flujos de los costos proyectados no lograron superar la inversión inicial y la tasa de rendimiento necesaria para considerar el proyecto rentable. En consecuencia, se concluye que la inversión en el sistema instalado no se justifica desde una perspectiva económica. La Fig 22, presenta el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) a través de un flujo de caja acumulado. Esta representación gráfica permite observar el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada en el proyecto.

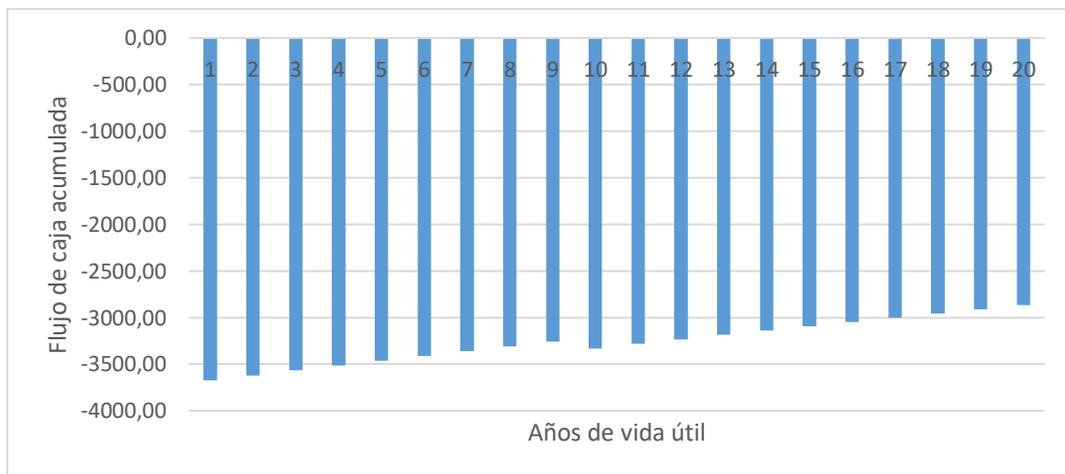


Fig 22. Periodo de recuperación de la inversión PRI para 10 m

En la Fig 22 se apreció que los flujos de efectivo acumulados permanecen en valores negativos a lo largo de toda la duración del proyecto, lo que indica que la inversión inicial no pudo

ser recuperada. Esta conclusión sugiere que no sería aconsejable llevar a cabo la inversión en este proyecto, pues no se conseguiría un retorno económico positivo.

Según, en la Fig 17, el sistema muestra la demanda máxima registrada en el patio de comidas de 10,44 kW. Sin embargo, es relevante destacar que el aerogenerador no puede suministrar esta potencia debido a su recurso limitado a 10 m de altura. Considerando, las frecuencias de la velocidad del viento más probable a lo largo de un año se encuentran en un intervalo de 2 m/s a 4 m/s a una altura de 10 m sobre el suelo, según la curva de potencia del aerogenerador se obtendrá de 55 a 200 W. También se toma en cuenta que la velocidad del viento promedio anual es de 3,46 m/s, aplicando la Ecuación 3 y la Tabla 11, para la realización de esta interpolación es necesario tomar los datos cercanos al punto que se desea encontrar, tanto de la potencia de salida del aerogenerador como la velocidad del viento en este caso la Tabla 11 proporciona los siguientes puntos: velocidad del viento (3 m/s – 4 m/s); potencia de salida del aerogenerador (110 W – 200 W), se obtiene lo siguiente.

$$P_{inter} = 110 W + \frac{(3,46 \text{ m/s} - 3 \text{ m/s})(200 W - 110 W)}{(4 \text{ m/s} - 3 \text{ m/s})} = 151,4 W$$

El resultado de esta ecuación proporciona la generación mensual debido a que el promedio de la velocidad del viento anual es de 3,46 m/s que se tendría mediante el aerogenerador a 10 m de altura.

➤ TIR, VAN y análisis de factibilidad técnica para 50 m de altura

En el Anexo O, se presentan los cálculos del TIR y VAN para una altura de operación de 50 m del sistema, el sistema conectado a la red tiene la misma vida útil mencionada anteriormente. Los resultados de estos cálculos se detallan en la Tabla 18.

Tabla 18
Indicadores financieros de la factibilidad del proyecto a 50 m de altura

Costo de generación eólica	Tasa de descuento	TIR	VAN	PRI
\$0,10	12%	-16,30%	\$-22043,48	No factible

Nota. Se realiza un análisis de factibilidad según los indicadores resultantes de la evaluación a 50 m de altura

Los resultados del análisis, que se reflejan en la Tabla 18, indican un VAN negativo y un TIR significativamente menor a la tasa de descuento establecida. Estos datos sugieren que el proyecto carece de factibilidad económica, ya que los flujos de los costos proyectados no lograron superar la inversión inicial y la tasa de rendimiento necesaria para considerar el proyecto rentable. En consecuencia, se concluye que la inversión en el sistema instalado no se justifica desde una perspectiva económica. La Fig 23, presenta el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) a través de un flujo de caja acumulado. Esta representación gráfica permite observar el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada en el proyecto.

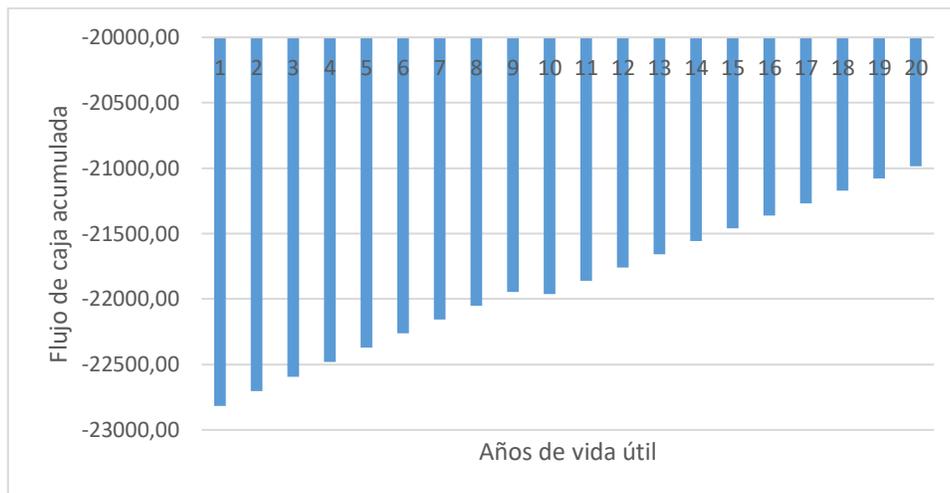


Fig 23. Periodo de recuperación de la inversión PRI para 50 m

En la Fig 23 se apreció que los flujos de efectivo acumulados permanecen en valores negativos a lo largo de toda la duración del proyecto, lo que indica que la inversión inicial no pudo ser recuperada. Esta conclusión sugiere que no sería aconsejable llevar a cabo la inversión en este proyecto, pues no se conseguiría un retorno económico positivo.

En la Fig 17, muestra la demanda máxima registrada en el patio de comidas de 10,44 kW. Sin embargo, se destaca que el aerogenerador no puede suministrar esta potencia debido a su recurso limitado a 50 m sobre el suelo. La potencia mínima que puede proporcionar es de 0,36 kW, suministrando con facilidad esta potencia debido a que a 50 m existen vientos más fuertes siendo más probables en un intervalo de 5 a 6 m/s, de la Tabla 11 se obtiene una potencia de salida de 300 a 450 W. También se toma en cuenta que la velocidad del viento promedio anual es de 5,46 m/s, utilizando la Ecuación 3 y la Tabla 11, se realiza el mismo procedimiento anterior, pero para este caso los puntos son: velocidad del viento (5 m/s – 6 m/s); potencia de salida del aerogenerador (300 W – 450 W), se tiene lo siguiente.

$$P_{inter} = 300 W + \frac{(5,46 \text{ m/s} - 5 \text{ m/s})(450 W - 300 W)}{(6 \text{ m/s} - 5 \text{ m/s})} = 369 W$$

El resultado de esta ecuación proporciona la generación mensual que se tendría mediante el aerogenerador a 50 m de altura debido que a esta altura el promedio de la velocidad del viento es de 5,46 m/s.

En conclusión, según la gráfica Fig 17 el estudio de factibilidad técnica y económica realizada a diferentes alturas (10 m y 50 m) sobre el suelo resulta que la implementación a 10 m es descartada por su bajo potencial eólico y no ser factible, a pesar de estar a una altura considerable sigue manteniendo vientos frecuentes deplorables. La implementación a 50 m puede suministrar la potencia mínima de 0,36 kW sin embargo debido al costo de su implementación no resulta rentable ya que a esta altura el costo de la torre es significativamente mayor. El sistema queda descartado para su instalación.

Conclusiones

- Para dimensionar los aerogeneradores, constan principalmente de la densidad del aire, velocidad del viento y potencia del viento; estos parámetros cumplen con una función determinada de estimar el recurso eólico existente en la zona. De igual manera, la estructura de los aerogeneradores que constan de rotor, generador, torre y aspas las cuales tienen la función de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica y a través del aerogenerador convertirla en energía eléctrica, que puede ser utilizada para autoabastecimiento.
- Mediante los criterios establecidos para evaluar el potencial eólico, se realizó la distribución de Weibull por medio de los datos extraídos mediante un código en R aplicando el modelo ARIMA para obtener datos a alturas diferentes (10 m y 50 m) con el fin de tener un periodo de evaluación extenso para el dimensionamiento del aerogenerador. Durante este estudio, se constató un recurso eólico deficiente, debido a este potencial es necesario dimensionar un aerogenerador de baja potencia. En base a estos parámetros se seleccionó el aerogenerador WKV-2000, que se destaca por contar con una velocidad de arranque de 1 m/s este parámetro se ajusta a las condiciones del sitio.
- Se elaboró el estudio económico en base a los indicadores financieros a diferentes alturas, donde el TIR y el VAN para una altura de 10 m es -11,23% y \$-3386,44 respectivamente. Asimismo, para una altura de 50 m es -16,30% y \$-22043,48. Resultando que el TIR es inferior a la tasa de interés y el VAN un valor negativo en ambos casos, evidenciando que la instalación del sistema no es factible debido al potencial eólico bajo y el PRI tiene flujos negativos, lo que indica que no existe una recuperación de la inversión para ninguna de estas alturas, determinando técnica y económicamente que el proyecto no es factible.

Recomendaciones

- En los resultados obtenidos en este estudio, se manifiesta la necesidad de llevar a cabo un análisis de interpolación de datos mediante el modelo estadístico ARIMA el cual permite obtener datos de la velocidad del viento en caso de no tener un periodo aceptable para realizar el estudio del potencial eólico. En caso de realizarse la implementación del sistema de generación eólica en el lugar de estudio, se recomienda independizar el circuito del patio de comidas, tomando en consideración que este lugar posee un solo medidor general para todo el lugar. De la misma manera, el estudio debe realizarse en una ubicación distinta debido a que las velocidades del viento en el lugar se mantienen en un nivel muy bajo haciendo que la factibilidad técnica - económica no sea aceptable.

Referencias

- Aldariz, I. (2018). *Energía eólica: qué es, tipos, funcionamiento, usos, ventajas y desventajas*. GREENTEACH.
- Amalda, A. (2020). *Estación Meteorológica Anemómetro y Pluviómetro*. Argentina: Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Mar del Plata. Facultad de Ingeniería.
- ARCERNNR. (2021). *REGULACIÓN No. ARCERNNR-001/2021.Ecuador*.
- Baca, G. (2022). *Evaluación de proyectos*. México: McGraw-Hill.
- Becerra, S., & González, G. (14 de Octubre de 2003). *Estimacion de la Incertidumbre en la determinacion de la densidad del aire*. Obtenido de <https://www.cenam.mx/myd/DENSIDAD DEL AIRE abril-20031.pdf>
- Beltrán, C. (2019). *Interpolación y aproximación de funciones*. España: Open course ware.
- Brown, T. (2019). *Energía eólica*. National Geographic.
- Cabrera, B. (2021). *Diseño de sistema de generación eólica con conexión a red*.
- Calle, M. (2019). *Estudio técnico económico de la energía solar fotovoltaica y mini eólica a pequeña*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Capel, I. (2016). *Estudio de datos temporales con R*. Almería: Universidad de Almería.
- Cárdenas, M. (2019). *Estudio tecnico economico de la energia solar fotovoltaica y mini eolica a pequeña escala [Tesis de pregrado, Universidad de Cuenca]*. Obtenido de <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/32326>
- Carlos, F. (2015). *Análisis de la Producción Eólica Regional*. Sevilla: e-REdING.
- Catalán, A. (2021). Impacto de las energías renovables en las emisiones de gases de efecto invernadero. *Scielo*.
- Cengel, Y. A., & Cimbala, J. M. (2006). Mecánica de Fluidos fundamentos y aplicaciones. En Y. A. Cengel, & J. M. Cimbala, *Mecanica de Fluidos fundamentos y aplicaciones* (págs. 930-930). Ebooks Academicos.
- Chachapoya, C. (2011). *Estudio técnico económico para el suministro de electricidad de baja potencia, a través de energía eólica [Tesis de pregrado, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo]*. Obtenido de <http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/3042/1/15T00553.pdf?fbcli>

- Chaviano, R. (2018). *Evaluación por el método de elementos finitos, el diseño de una torre para aerogeneradores de baja potencia para la fábrica de Antenas*. Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial. Departamento de Ingeniería Mecánica.
- Correa, P., González, D., & Pacheco, J. (2016). *ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE: SU REGULACIÓN JURÍDICA EN ECUADOR*. Scielo, 180.
- Davisinstrument. (28 de noviembre de 2022). *Davis Instruments*. Obtenido de <https://www.davisinstruments.com/>
- ECOVIVE. (Noviembre de 2016). *Los Aerogeneradores según el número de Palas*.
- Enriquez, G. (2012). *EL ABC DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS EN SISTEMAS EÓLICOS Y FOTO VOLTAICOS*. Mexico: Limusa.
- Espantoso, J. L., & Gutiérrez, P. (2012). Cálculo de la intensidad de corto circuito con los cambios normativos. En J. L. Espantoso, & P. Gutiérrez, *Cálculo de la intensidad de corto circuito con los cambios normativos* (págs. 60-68). Técnica Industrial.
- Figueroa, G., Balderas, J., Martinez, D., Mendoza, Á., & Rivas, B. (2022). *Energías Alternativas*. TEPEXI Boletín Científico de la Escuela Superior Tepeji del Río.
- Física Ambiental. (Febrero de 2018). *Energía Eólica*. Obtenido de https://previa.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf.
- Florez, M., & Vargas, J. (2022). *Prototipo de un sistema mixto solar, hidráulico y eólico portable para almacenamiento de energía a baja tensión*.
- Formación, N. (2018). *Escala de Beaufort y douglas: La fuerza del viento y el oleaje*. Nautica.
- Galarza, D., & Román, D. (2021). *Metodología para el análisis factibilidad de generación de energía eléctrica a partir de energía eólica: caso de estudio en la parroquia Yangana, provincia de Loja*. Obtenido de <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/20022/1/UPS-CT009008.pdf>
- Guevara, J. (9 de Noviembre de 2013). *Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura*. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/721/72130181006.pdf>
- Huertas Rosero, B. P. (2021). *Análisis técnico-económico de un sistema de generación híbrido para la alimentación del alumbrado público de la Universidad Técnica del Norte [Tesis de*

- grado Universidad Técnica del Norte]. Obtenido de <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/12384>
- Hunan Rika Electronic Technology Co., Ltd. (2015). *RK600-01 Data Logger*. RIKA, 1-9.
- iContainers. (30 de junio de 2023). *iContainers*. Obtenido de <https://www.icontainers.com/es/calculadora-flete-maritimo/>
- JM Industrial Technology SA de CV. (s.f). *Data Logger*. Mexico D.F.
- LBA Industrial. (2019). *Tipos de Aerogeneradores verticales y sus aplicaciones*. Energía Limpia y.
- Lopez, J. (2018). *Análisis estructural de una torre para aerogeneradores de baja potencia, mediante el método de elemento finito para la fábrica de Antenas*. Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial. Departamento de Ingeniería Mecánica.
- Made in China. (19 de diciembre de 2023). *Made in China*. Obtenido de Made in China: <https://www.made-in-china.com/>
- Maglev. (2 de Mayo de 2023). *Made in china*. Obtenido de <https://windwing.en.made-in-china.com/product/DvkQCLNdLehn/China-Maglev-300W-No-Noise-Wind-Power-Generator-for-Home-Use.html>
- Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2009). *Explicación de la energía eólica: teoría, diseño y aplicación*. Wiley.
- MASGROUP. (30 de junio de 2023). *MASGROUP*. Obtenido de <https://masgroup.com.ec/>
- Moyano, D., & Pinzón, C. (2018). *Diseño de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para pruebas de laboratorio*. Bogotá: Universidad de América.
- MPPSolar. (2018). *Funcionamiento de los Aerogeneradores*. Mpp Solar.
- Muñoz, J., Rojas, M., & Barreto, C. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius; Revista de ciencia y Tecnología* , 60-68.
- Nacional, A. (2008). *Constitucion de la Republica del Ecuador modificación 2015*. Montecristi: Lexis.
- Nasa. (18 de Diciembre de 2023). *Predicción de recursos energéticos mundiales (POWER) Visor de Datos mejorado*. Obtenido de <https://power.larc.nasa.gov/beta/data-access-viewer/>
- Nauí, C. (2017). *Energía Eólica*. Twenergy.

- Olmedo, J., & Curillo, J. (2019). *Valoración de la producción de energía eléctrica a partir del biogas que se genera en el relleno sanitario Ceibales de la ciudad de Machala [Tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca]*. . Obtenido de chrome-extension://efaidnbnmnnibpcajpcgclclefindmkaj/https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18166/1/UPS-CT008634.pdf
- Párraga, Á., Intriago, S., Evelyn, V., Cedeño, V., Murillo, N., & Zambrano, F. (2019). Producción de energía eólica en Ecuador. *Ciencia Digital*, 24-25.
- Pendón, M., Williams, E. N., Crespi, G., & Tittone, M. (31 de mayo de 2017). *Repositrio Institucional de la UNLP*. Obtenido de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/60384>
- Ramos, E. (2020). *La generación distribuida: El camino hacia la producción descentralizada de electricidad y pautas para su reglamentación*. Foresti, Revista de derecho.
- Renovable, M. (2015). *Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica*. Eloy Alfaro.
- Reyes, P. (2019). *Componentes y aplicaciones de un sistema Micro-Wind*. Portal Energia .
- Robles, A., & Omar, R. (2018). Un panorama de las energías renovables en el Mundo, Latinoamérica y Colombia. *Espacios*, 2.
- Salvador, M., & Carrera, L. (2019). *Diseño de un modelo de financiamiento a través de la titularización de venta futura de energía considerando los principales riesgos asociados, para proyectos hidroeléctricos en el Ecuador.[Tesis de Grado, Universidad Central del Ecuador]*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/20110/1/T-UCE-0012-FIG-011-P.pdf>
- Saoirse, K. (2018). *La razón científica por la que los aerogeneradores tienen 3 palas*. Interesting Engineering.
- Schneider Electric. (19 de diciembre de 2023). *Schneider Electric*. Obtenido de Schneider Electric: <https://www.se.com/es/es/product/A9P54310/magnetot%C3%A9rmico-activo-ic40n-3p-10-a-c-curva-6000-a-iec-608981-10-ka-iec-609472/>
- Shaban, A. H., Resen, A. K., & Bassil, N. (2020). Weibull parameters evaluation by different methods for windmills farms. En A. H. Shaban, A. K. Resen, & N. Bassil, *nergy Reports* (págs. 188-199). ELSEVIER.
- Structuralia. (16 de julio de 2018). *Aerogeneradores de eje vertical y horizontal: tipos, ventajas e.*

- SUNAT. (04 de julio de 2023). *Tratamiento arancelario por subpartida Nacional*. Obtenido de <http://www.aduanet.gob.pe/itarancel/arancelS01Alias>
- Tully, A. (2014). *Aerogeneradores de dos palas: algo viejo vuelve a ser nuevo*. OILPRICE.
- Velázquez, G. (2018). *MEDICIÓN DE VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DE VIENTO INTEGRADO A UN SISTEMA DE INTERNET DE LAS COSAS*.
- Vidal, C. (2019). *Diseño de un aerogenerador Savonius para uso doméstico*.
- Yebra, J. (2021). *Sistemas Electricos de Distribucion* . Reverté.
- Zarza, L. (2020). ¿Cuál es la densidad del agua? Obtenido de <https://www.iagua.es/respuestas/cual-es-densidad-agua>
- Zepeda, R., & Vázquez, V. (2021). *Potencial social y ambiental de la industria eólica para una transición energética en América Latina*. Letras Verdes, Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales, (30), 66-85.
- Zietsman, M., Adefarati, T., Bansal, R., & Naidoo, R. (2022). Análisis costo-beneficio de la integración eólica en redes de distribución. *SciELO*, 22.

ANEXOS

Anexo A



Quality Assurance Statement

This certifies that the enclosed weather station was manufactured and individually tested at:

Davis Instruments, 3465 Diablo Ave., Hayward, CA 94545, USA

All Davis Weather Stations are assembled in our California factory using rigorous production controls and a quality management system that is certified by Perry Johnson Registrars, Inc. to be in conformance with ISO 9001:2015 standards. Each unit is individually tested for accuracy, consistency and overall product quality. Our goal is to have all units perform to the specifications as printed in our Weather Catalog.

Before shipment, every Davis Weather Station undergoes the following tests:

- Electronic Testing:** A variety of tests are performed to verify that the station manages power efficiently and conserves battery life.
- Radio Testing:** Wireless components are tested to verify proper function; FCC and EMC conformance and range verification.
- Burn In:** Consoles are tested to check for any defects or malfunctions.
- Final Test:** Davis performs a thorough check of all system functions and sensors.

Along with individual station testing, Davis Weather Stations undergo numerous ongoing tests that are performed regularly during the development and manufacturing process to ensure continuous product improvement. These tests include:

- Corrosion Testing:** Davis utilizes accelerated corrosion chamber testing to verify the durability of the mechanical and electronic components.
- Reliability Testing:** Stations are tested in various remote, harsh weather sites throughout the world to ensure reliability in any climate condition.
- Wind tunnel Testing:** Extensive wind tunnel testing is conducted to verify starting threshold, accuracy over range and survivability over range.
- UV Testing:** Accelerated UV chamber testing allows us to verify that components will have a long outdoor life. This includes specific verification that solar panels maintain function after prolonged UV exposure.
- Mechanical Testing:** Various tests are performed to ensure functionality after vigorous vibration.
- Moisture Testing:** Davis performs a series of tests to verify stations function well in wet and damp environments and ensure viability in freezing (wet and dry) conditions.
- Life Testing:** Various tests are performed to ensure the station still functions after thousands of button pushes and millions of bearing revolutions.
- Quality Assurance Program:** Davis inspects all incoming parts and components to verify they meet our quality specifications.
- Sensor Testing:** Regular evaluations are performed on all sensors to determine environmental effects on long-term accuracy.

NIST calibration compares sensor performance to a verified national standard of measurement. Davis Instruments can provide calibration against NIST traceable standards upon request in our California factory for an additional fee.

Anexo B

Total, de Datos	Velocidad del viento (m/s)	FLUX (w/m ²)	Frecuencia	% Frecuencia	Weibull	Flux Weibull
9547	0	0	1797	0,18823	0,000000	0,000000
	1	0,6125	2368	0,24804	0,071582	0,043844
	2	4,9	0	0,00000	0,191006	0,935929
	3	16,5375	1219	0,12768	0,265780	4,395329
	4	39,2	1408	0,14748	0,240905	9,443495
	5	76,5625	2362	0,24741	0,147974	11,329233
	6	132,3	165	0,01728	0,061339	8,115090
	7	210,0875	0	0,00000	0,016836	3,537088
	8	313,6	136	0,01425	0,002985	0,936057
	9	446,5125	55	0,00576	0,000333	0,148515
	10	612,5	27	0,00283	0,000023	0,013873
	11	815,2375	10	0,00105	0,000001	0,000747
	12	0	0	0,00000	0,000000	0,000023
	13	0	0	0,00000	0,000000	0,000000
	14	0	0	0,00000	0,000000	0,000000
	15	0	0	0,00000	0,000000	0,000000
	k	Vprom (m/s)	C			
	2,62508622	3,466743351	3,90192942			

Nota: Se realiza la distribución de Weibull para el año a una altura de 10 m sobre el suelo

Anexo C

Total, de Datos	Velocidad del viento (m/s)	FLUX (w/m ²)	Frecuencia	% Frecuencia	Weibull	Flux Weibull
9547	0	0	1797	0,1882	0,000000	0,000000
	1	0,6125	0	0,0000	0,000000	0,000000
	2	4,9	2368	0,2480	0,000000	0,000000
	3	16,5375	1219	0,1277	0,000031	0,000510
	4	39,2	0	0,0000	0,006404	0,251021
	5	76,5625	1408	0,1475	0,363060	27,796767
	6	132,3	2362	0,2474	0,312514	41,345560
	7	210,0875	0	0,0000	0,000000	0,000000
	8	313,6	165	0,0173	0,000000	0,000000
	9	446,5125	136	0,0142	0,000000	0,000000
	10	612,5	0	0,0000	0,000000	0,000000
	11	815,2375	55	0,0058	0,000000	0,000000
	12	1058,4	0	0,0000	0,000000	0,000000
	13	1345,6625	27	0,0028	0,000000	0,000000
	14	1680,7	10	0,0010	0,000000	0,000000
	15	0	0	0,0000	0,000000	0,000000
	16	0	0	0,0000	0,000000	0,000000
	17	0	0	0,0000	0,000000	0,000000
	18	0	0	0,0000	0,000000	0,000000
	19	0	0	0,0000	0,000000	0,000000
	20	0	0	0,0000	0,000000	0,000000
	k	Vprom(m/s)	C			
	19,5500199	5,464759024	5,61670406			

Nota: Se realiza la distribución de Weibull para el año a una altura de 50 m sobre el suelo

Anexo D

TABLA A-9

Propiedades del aire a 1 atm de presión

Temp. $T, ^\circ\text{C}$	Densidad $\rho, \text{kg/m}^3$	Calor específico c_p $\text{J/kg} \cdot \text{K}$	Conductividad térmica $k, \text{W/m} \cdot \text{K}$	Difusividad térmica $\alpha, \text{m}^2/\text{s}$	Viscosidad dinámica $\mu, \text{kg/m} \cdot \text{s}$	Viscosidad cinemática $\nu, \text{m}^2/\text{s}$	Número de Prandtl Pr
-150	2.866	983	0.01171	4.158×10^{-6}	8.636×10^{-6}	3.013×10^{-6}	0.7246
-100	2.038	966	0.01582	8.036×10^{-6}	1.189×10^{-6}	5.837×10^{-6}	0.7263
-50	1.582	999	0.01979	1.252×10^{-5}	1.474×10^{-5}	9.319×10^{-6}	0.7440
-40	1.514	1002	0.02057	1.356×10^{-5}	1.527×10^{-5}	1.008×10^{-5}	0.7436
-30	1.451	1004	0.02134	1.465×10^{-5}	1.579×10^{-5}	1.087×10^{-5}	0.7425
-20	1.394	1005	0.02211	1.578×10^{-5}	1.630×10^{-5}	1.169×10^{-5}	0.7408
-10	1.341	1006	0.02288	1.696×10^{-5}	1.680×10^{-5}	1.252×10^{-5}	0.7387
0	1.292	1006	0.02364	1.818×10^{-5}	1.729×10^{-5}	1.338×10^{-5}	0.7362
5	1.269	1006	0.02401	1.880×10^{-5}	1.754×10^{-5}	1.382×10^{-5}	0.7350
10	1.246	1006	0.02439	1.944×10^{-5}	1.778×10^{-5}	1.426×10^{-5}	0.7336
15	1.225	1007	0.02476	2.009×10^{-5}	1.802×10^{-5}	1.470×10^{-5}	0.7323
20	1.204	1007	0.02514	2.074×10^{-5}	1.825×10^{-5}	1.516×10^{-5}	0.7309
25	1.184	1007	0.02551	2.141×10^{-5}	1.849×10^{-5}	1.562×10^{-5}	0.7296
30	1.164	1007	0.02588	2.208×10^{-5}	1.872×10^{-5}	1.608×10^{-5}	0.7282
35	1.145	1007	0.02625	2.277×10^{-5}	1.895×10^{-5}	1.655×10^{-5}	0.7268
40	1.127	1007	0.02662	2.346×10^{-5}	1.918×10^{-5}	1.702×10^{-5}	0.7255
45	1.109	1007	0.02699	2.416×10^{-5}	1.941×10^{-5}	1.750×10^{-5}	0.7241
50	1.092	1007	0.02735	2.487×10^{-5}	1.963×10^{-5}	1.798×10^{-5}	0.7228
60	1.059	1007	0.02808	2.632×10^{-5}	2.008×10^{-5}	1.896×10^{-5}	0.7202
70	1.028	1007	0.02881	2.780×10^{-5}	2.052×10^{-5}	1.995×10^{-5}	0.7177
80	0.9994	1008	0.02953	2.931×10^{-5}	2.096×10^{-5}	2.097×10^{-5}	0.7154
90	0.9718	1008	0.03024	3.086×10^{-5}	2.139×10^{-5}	2.201×10^{-5}	0.7132
100	0.9458	1009	0.03095	3.243×10^{-5}	2.181×10^{-5}	2.306×10^{-5}	0.7111
120	0.8977	1011	0.03235	3.565×10^{-5}	2.264×10^{-5}	2.522×10^{-5}	0.7073
140	0.8542	1013	0.03374	3.898×10^{-5}	2.345×10^{-5}	2.745×10^{-5}	0.7041
160	0.8148	1016	0.03511	4.241×10^{-5}	2.420×10^{-5}	2.975×10^{-5}	0.7014
180	0.7788	1019	0.03646	4.593×10^{-5}	2.504×10^{-5}	3.212×10^{-5}	0.6992
200	0.7459	1023	0.03779	4.954×10^{-5}	2.577×10^{-5}	3.455×10^{-5}	0.6974
250	0.6746	1033	0.04104	5.890×10^{-5}	2.760×10^{-5}	4.091×10^{-5}	0.6946
300	0.6158	1044	0.04418	6.871×10^{-5}	2.934×10^{-5}	4.765×10^{-5}	0.6935
350	0.5664	1056	0.04721	7.892×10^{-5}	3.101×10^{-5}	5.475×10^{-5}	0.6937
400	0.5243	1069	0.05015	8.951×10^{-5}	3.261×10^{-5}	6.219×10^{-5}	0.6948
450	0.4880	1081	0.05298	1.004×10^{-4}	3.415×10^{-5}	6.997×10^{-5}	0.6965
500	0.4565	1093	0.05572	1.117×10^{-4}	3.563×10^{-5}	7.806×10^{-5}	0.6986
600	0.4042	1115	0.06093	1.352×10^{-4}	3.846×10^{-5}	9.515×10^{-5}	0.7037
700	0.3627	1135	0.06581	1.598×10^{-4}	4.111×10^{-5}	1.133×10^{-4}	0.7092
800	0.3289	1153	0.07037	1.855×10^{-4}	4.362×10^{-5}	1.326×10^{-4}	0.7149
900	0.3008	1169	0.07465	2.122×10^{-4}	4.600×10^{-5}	1.529×10^{-4}	0.7206
1000	0.2772	1184	0.07868	2.398×10^{-4}	4.826×10^{-5}	1.741×10^{-4}	0.7260
1500	0.1990	1234	0.09599	3.908×10^{-4}	5.817×10^{-5}	2.922×10^{-4}	0.7478
2000	0.1553	1264	0.11113	5.664×10^{-4}	6.630×10^{-5}	4.270×10^{-4}	0.7539

Anexo E



Anexo F

1	Date	Datos Estacion 2M	2M	10M	50M	Form 10M	Form 50M	
2	1/1/2022 0:00		1	1	1	2	1	2
3	1/1/2022 1:00		0	1	1	1	0	0
4	1/1/2022 2:00		0	1	1	2	0	0
5	1/1/2022 3:00		0	1	1	2	0	0
6	1/1/2022 4:00		0	1	1	2	0	0
7	1/1/2022 5:00		0	1	2	3	0	0
8	1/1/2022 6:00		1	1	2	3	1	2
9	1/1/2022 7:00		1	3	4	4	1	2
10	1/1/2022 8:00		3	4	5	5	4	5
11	1/1/2022 9:00		4	4	6	6	5	6
12	1/1/2022 10:00		4	4	6	6	5	6
13	1/1/2022 11:00		5	4	6	6	6	8
14	1/1/2022 12:00		4	4	5	6	5	6
15	1/1/2022 13:00		4	4	5	5	5	6
16	1/1/2022 14:00		4	3	4	5	5	6
17	1/1/2022 15:00		4	3	4	4	5	6
18	1/1/2022 16:00		4	3	4	4	5	6
19	1/1/2022 17:00		3	2	3	3	4	5
20	1/1/2022 18:00		2	1	2	3	3	3
21	1/1/2022 19:00		2	1	1	2	3	3
22	1/1/2022 20:00		2	1	1	2	3	3
3442	5/24/2022 8:00		3	4	5	6	4	5
3443	5/24/2022 9:00		4	5	7	7	5	6
3444	5/24/2022 10:00		4	5	7	8	5	6
3445	5/24/2022 11:00		4	5	7	8	5	6
3446	5/24/2022 12:00		4	5	7	7	5	6
3447	5/24/2022 13:00		3	5	6	7	4	5
3448	5/24/2022 14:00		4	4	6	6	5	6
3449	5/24/2022 15:00		4	4	6	6	5	6
3450	5/24/2022 16:00		4	4	5	6	5	6
3451	5/24/2022 17:00		3	3	4	5	4	5
3452	5/24/2022 18:00		2	2	3	4	3	3
3453	5/24/2022 19:00		3	2	3	4	4	5
3454	5/24/2022 20:00		2	2	3	4	3	3
3455	5/24/2022 21:00		2	2	3	4	3	3
3456	5/24/2022 22:00		1	1	2	4	1	2
3457	5/24/2022 23:00		1	1	2	4	1	2
3458	5/25/2022 0:00		1	2	3	5	1	2
3459	5/25/2022 1:00		0	2	3	5	0	0
3460	5/25/2022 2:00		0	2	3	5	0	0
3461	5/25/2022 3:00		0	2	3	5	0	0
3462	5/25/2022 4:00		0	2	4	6	0	0
3463	5/25/2022 5:00		0	2	4	7	0	0

5311	8/10/2022 5:00	0	3	5	7	0	0
5312	8/10/2022 6:00	1	4	5	7	1	2
5313	8/10/2022 7:00	1	5	7	8	1	2
5314	8/10/2022 8:00	3	5	8	9	4	5
5315	8/10/2022 9:00	4	7	10	11	5	6
5316	8/10/2022 10:00	4	8	11	13	5	6
5317	8/10/2022 11:00	4	8	12	14	5	6
5318	8/10/2022 12:00	4	8	11	13	5	6
5319	8/10/2022 13:00	3	8	11	12	4	5
5320	8/10/2022 14:00	4	7	10	11	5	6
5321	8/10/2022 15:00	4	6	9	10	5	6
5322	8/10/2022 16:00	4	6	8	9	5	6
5323	8/10/2022 17:00	3	5	7	8	4	5
5324	8/10/2022 18:00	2	3	4	6	3	3
5325	8/10/2022 19:00	3	2	4	6	4	5
5326	8/10/2022 20:00	2	3	5	7	3	3
5327	8/10/2022 21:00	2	4	5	7	3	3
5328	8/10/2022 22:00	1	4	6	7	1	2
5329	8/10/2022 23:00	1	4	6	7	1	2
5330	8/11/2022 0:00	1	4	6	8	1	2
5331	8/11/2022 1:00	0	4	6	8	0	0
5332	8/11/2022 2:00	0	5	7	9	0	0
7444	11/7/2022 2:00	1	1	2	3	1	2
7445	11/7/2022 3:00	1	1	2	3	1	2
7446	11/7/2022 4:00	2	1	2	4	3	3
7447	11/7/2022 5:00	1	1	2	4	1	2
7448	11/7/2022 6:00	2	2	3	4	3	3
7449	11/7/2022 7:00	1	3	4	4	1	2
7450	11/7/2022 8:00	1	4	5	5	1	2
7451	11/7/2022 9:00	2	4	5	5	3	3
7452	11/7/2022 10:00	3	4	5	5	4	5
7453	11/7/2022 11:00	6	3	5	5	8	9
7454	11/7/2022 12:00	6	3	4	4	8	9
7455	11/7/2022 13:00	8	3	4	4	10	13
7456	11/7/2022 14:00	8	2	3	3	10	13
7457	11/7/2022 15:00	8	2	3	3	10	13
7458	11/7/2022 16:00	7	2	3	3	9	11
7459	11/7/2022 17:00	4	1	2	2	5	6
7460	11/7/2022 18:00	5	1	1	2	6	8
7461	11/7/2022 19:00	5	1	1	2	6	8
7462	11/7/2022 20:00	2	1	1	2	3	3
7463	11/7/2022 21:00	1	1	1	2	1	2
7464	11/7/2022 22:00	1	1	1	2	1	2
7465	11/7/2022 23:00	1	1	1	2	1	2

8923	1/7/2023 17:00	4	1	2	2	5	6
8924	1/7/2023 18:00	4	1	1	2	5	6
8925	1/7/2023 19:00	5	1	1	2	6	8
8926	1/7/2023 20:00	4	1	1	2	5	6
8927	1/7/2023 21:00	4	1	1	2	5	6
8928	1/7/2023 22:00	0	1	1	2	0	0
8929	1/7/2023 23:00	1	1	1	1	1	2
8930	1/8/2023 0:00	1	1	1	1	1	2
8931	1/8/2023 1:00	1	0	1	1	1	2
8932	1/8/2023 2:00	2	0	1	1	3	3
8933	1/8/2023 3:00	1	1	1	2	1	2
8934	1/8/2023 4:00	1	1	1	2	1	2
8935	1/8/2023 5:00	1	1	2	3	1	2
8936	1/8/2023 6:00	1	1	2	3	1	2
8937	1/8/2023 7:00	2	2	3	4	3	3
8938	1/8/2023 8:00	1	3	5	5	1	2
8939	1/8/2023 9:00	3	4	5	6	4	5
8940	1/8/2023 10:00	4	4	5	6	5	6
8941	1/8/2023 11:00	2	4	5	5	3	3
8942	1/8/2023 12:00	1	3	4	4	1	2
8943	1/8/2023 13:00	1	3	4	4	1	2
8944	1/8/2023 14:00	1	3	4	4	5	6
9527	2/1/2023 21:00	2	1	2	3	3	3
9528	2/1/2023 22:00	1	1	2	2	1	2
9529	2/1/2023 23:00	0	1	1	2	0	0
9530	2/2/2023 0:00	3	1	1	2	4	5
9531	2/2/2023 1:00	1	1	1	2	1	2
9532	2/2/2023 2:00	1	1	1	2	1	2
9533	2/2/2023 3:00	0	1	1	2	0	0
9534	2/2/2023 4:00	0	1	2	2	0	0
9535	2/2/2023 5:00	0	1	2	3	0	0
9536	2/2/2023 6:00	0	1	2	3	0	0
9537	2/2/2023 7:00	1	3	4	4	1	2
9538	2/2/2023 8:00	1	4	5	6	1	2
9539	2/2/2023 9:00	3	5	6	6	4	5
9540	2/2/2023 10:00	4	5	6	6	5	6
9541	2/2/2023 11:00	5	5	6	6	6	8
9542	2/2/2023 12:00	5	4	6	6	6	8
9543	2/2/2023 13:00	5	4	6	5	6	8
9544	2/2/2023 14:00	4	4	5	5	5	6
9545	2/2/2023 15:00	4	4	5	5	5	6
9546	2/2/2023 16:00	5	3	4	4	6	8
9547	2/2/2023 17:00	6	3	4	4	8	9
9548	2/2/2023 18:00	6	2	2	3	8	9

Anexo G

```
library(tidyverse) # Manipula y visualiza datos de ggplot2

library(lubridate) # Trabaja con fechas y horas

library(clifro)

library(MASS) # Funciones y datos del libro "Modern Applied Statistics with S" de Venables y
  Ripley

library(stringr) # Para manipulación de cadenas de texto

library(zoo) # Manejo de series temporales

library(viridis) # Paleta de colores para gráficos

library(broom) # Para convertir modelos estadísticos en formatos tabulares

library(plotly) # Creación de gráficos interactivos

library(knitr) # Motor de documentos dinámicos en R

library(openxlsx) # Permite guardar tablas excel, formato .csv

library(imputeTS)

library(forecast)

# Cargar el archivo CSV

Datos_Hora1 <- read.csv("C:/Users/AndresEshe/Desktop/Datos
  1/Datos_01/Informacion/Datos_Hora1.csv",
  header = TRUE, stringsAsFactors = FALSE)

# fechas sea reconocida como fecha

Datos_Hora1$Date <- as.POSIXct(Datos_Hora1$Date, format="%m/%d/%Y %H:%M")

# Ordenar los datos por fecha

Datos_Hora1 <- Datos_Hora1[order(Datos_Hora1$Date), ]
```

```

# Crear una serie temporal con la columna Estacion
serie_temporal_estacion <- ts(Datos_Hora1$Estacion, frequency = 24)

# Ajustar un modelo ARIMA para la columna Estacion
modelo_arima_estacion <- auto.arima(serie_temporal_estacion)

# Crear un conjunto de fechas hasta el 2 de noviembre de 2022
fechas_2022 <- seq(as.POSIXct("2022-01-01 00:00:00"), as.POSIXct("2022-11-02
23:00:00"), by = "hours")

# Interpolar usando el modelo ARIMA para el conjunto de fechas hasta el 2 de noviembre de
2022
predicciones_estacion <- forecast(modelo_arima_estacion, h = length(fechas_2022))
estacion_interp_2022 <- predicciones_estacion$mean

# Crear un dataframe con las fechas y valores interpolados hasta el 2 de noviembre de 2022
datos_interp_2022 <- data.frame(Date = fechas_2022, Estacion_interp =
estacion_interp_2022)

# Fusionar los datos interpolados con los originales
Datos_Hora1_interp_2022 <- merge(Datos_Hora1, datos_interp_2022, by = "Date", all.x =
TRUE)

# Redondear los valores interpolados

```

```

Datos_Hora1_interp_2022$Estacion_interp                                <-
  round(Datos_Hora1_interp_2022$Estacion_interp)

# Gráfico de los datos originales y la interpolación hasta el 2 de noviembre de 2022
ggplot(data = Datos_Hora1_interp_2022) +
  geom_line(aes(x = Date, y = Estacion, linetype = "Datos Estacion"), color = "blue") +
  geom_line(aes(x = Date, y = Estacion_interp, linetype = "Datos Interpolados"), color = "red",
    linetype = "dashed") +
  labs(title = "Interpolación ARIMA hasta el 2 de Noviembre de 2022", x = "Fecha", y =
    "Estacion") +
  scale_x_datetime(limits = c(as.POSIXct("2022-01-01"), as.POSIXct("2022-11-02")),
    date_breaks = "1 month", date_labels = "%b %Y") +
  theme_minimal() +
  scale_linetype_manual(name = "Leyenda", values = c("solid", "dashed"), labels = c("Datos
    Estacion", "Datos Interpolados"))

# Guardar el dataframe resultante hasta el 2 de noviembre de 2022 en un archivo CSV
write.csv(Datos_Hora1_interp_2022, "C:/Users/AndresEshe/Desktop/Datos
  1/Datos_01/Archivos/Datos_Hora1_interp.csv", row.names = FALSE)

#####
##### EXTRAPOLACIÓN #####

# Insertar archivo en formato .csv
Interpol <- read_csv("C:/Users/AndresEshe/Desktop/Datos
  1/Datos_01/Informacion/Interpolacion.csv")

```

```

# Mostrar la estructura de los datos
str(Interpol)

# Muestra las primeras filas de los datos de la estación meteorológica
head(Interpol)

# Convertir la columna Date a tipo POSIXct
Interpol$Date <- as.POSIXct(Interpol$Date, format = "%m/%d/%Y %H:%M")

# Crear series temporales para cada altura (2M, 10M, 50M)
serie_temporal_2M <- ts(Interpol$`2M`, frequency = 24)
serie_temporal_10M <- ts(Interpol$`10M`, frequency = 24)
serie_temporal_50M <- ts(Interpol$`50M`, frequency = 24)

# Ajustar modelos ARIMA para cada altura
modelo_arima_2M <- auto.arima(serie_temporal_2M)
modelo_arima_10M <- auto.arima(serie_temporal_10M)
modelo_arima_50M <- auto.arima(serie_temporal_50M)

# Crear un vector de fechas desde el 2022-01-01 00:00 hasta el 2023-03-01 23:00, con
intervalos de una hora
nuevas_fechas <- seq(from = as.POSIXct("2022-01-01 00:00:00"), to = as.POSIXct("2023-
03-01 23:00:00"), by = "hours")

# Realizar predicciones utilizando los modelos ARIMA para cada altura en las nuevas fechas
generadas
predicciones_2M <- forecast(modelo_arima_2M, h = length(nuevas_fechas))$mean

```

```

predicciones_10M <- forecast(modelo_arima_10M, h = length(nuevas_fechas))$mean
predicciones_50M <- forecast(modelo_arima_50M, h = length(nuevas_fechas))$mean

# Crear un nuevo dataframe con las fechas y valores predichos
predicciones_df <- data.frame(
  Date = nuevas_fechas,
  X2M = round(predicciones_2M),
  X10M = round(predicciones_10M),
  X50M = round(predicciones_50M),
  Estacion = Interpol$Estacion,
  Estacion_interpol = Interpol$Estacion_interpol
)

# Combinar datos originales con predicciones
Prediccion <- bind_rows(Interpol, predicciones_df)

# Ruta donde deseas guardar el archivo CSV con predicciones
ruta_csv_predicciones <- "C:/Users/AndresEshe/Desktop/Datos
1/Datos_01/Archivos/Predicciones_N22_F23_ARIMA_X.csv"

# Guardar todos los datos, incluyendo las columnas de predicciones, en un archivo CSV
write.csv(Prediccion, file = ruta_csv_predicciones, row.names = FALSE)

# tener el paquete ggplot2 instalado
library(ggplot2)

```

```

# Verificar si hay valores faltantes en las columnas utilizadas en el gráfico
col_names <- c("2M", "10M", "50M", "X2M", "X10M", "X50M", "Estacion", "Estacion_interpol")

for (col in col_names) {
  print(paste("Número de NA en", col, ":", sum(is.na(Prediccion[[col]]))))
}

# Imputar valores NA con la media de cada columna
Prediccion_imputada <- Prediccion %>%
  mutate(across(c(`2M`, `10M`, `50M`, `X2M`, `X10M`, `X50M`, `Estacion`,
    `Estacion_interpol`),
    ~tidyr::replace_na(., mean(., na.rm = TRUE))))

# Crear un gráfico de líneas suavizadas con las predicciones junto con los datos originales
ggplot(Prediccion_imputada, aes(x = Date)) +
  geom_smooth(aes(y = `2M`, color = "2M"), size = 1, method = "loess", se = FALSE) +
  geom_smooth(aes(y = `10M`, color = "10M"), size = 1, method = "loess", se = FALSE) +
  geom_smooth(aes(y = `50M`, color = "50M"), size = 1, method = "loess", se = FALSE) +
  geom_smooth(aes(y = X2M, color = "X2M"), size = 1, linetype = "dashed", method = "loess",
    se = FALSE) +
  geom_smooth(aes(y = X10M, color = "X10M"), size = 1, linetype = "dashed", method =
    "loess", se = FALSE) +
  geom_smooth(aes(y = X50M, color = "X50M"), size = 1, linetype = "dashed", method =
    "loess", se = FALSE) +
  geom_smooth(aes(y = Estacion, color = "Estacion"), size = 1) +
  geom_smooth(aes(y = Estacion_interpol, color = "Estacion_interpol"), size = 1) +

```

```

labs(title = "Extrapolación con ARIMA",
      y = "Velocidad del Viento [m/s]",
      x = "Fecha y Hora") +
scale_color_manual(values = c("2M" = "blue", "10M" = "green", "50M" = "red",
                              "X2M" = "black", "X10M" = "gray", "X50M" = "violet",
                              "Estacion" = "yellow", "Estacion_interpol" = "orange"),
                  breaks = c("2M", "10M", "50M", "X2M", "X10M", "X50M", "Estacion",
                              "Estacion_interpol"),
                  labels = c("2M", "10M", "50M", "X2M", "X10M", "X50M", "Estacion",
                              "Estacion_interpol")) +
theme_minimal() +
theme(legend.position = "top", legend.direction = "horizontal") +
scale_x_datetime(date_breaks = "1 month", date_labels = "%b %Y") +
theme(axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

```

Gráfico para Estacion y Estacion_interpol

```

ggplot(Prediccion_imputada, aes(x = Date)) +
  geom_line(aes(y = Estacion, color = "Estacion"), size = 1) +
  geom_line(aes(y = Estacion_interpol, color = "Estacion_interpol"), size = 1, linetype =
            "dashed") +
labs(title = "Comparación de Estacion y Estacion_interpol",
      y = "Velocidad del Viento [m/s]",
      x = "Fecha y Hora") +
scale_color_manual(values = c("Estacion" = "blue", "Estacion_interpol" = "red"),
                  breaks = c("Estacion", "Estacion_interpol"),
                  labels = c("Estacion", "Estacion_interpol")) +
theme_minimal() +

```

```

theme(legend.position = "top", legend.direction = "horizontal") +
scale_x_datetime(date_breaks = "1 month", date_labels = "%b %Y") +
theme(axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

```

Gráfico para 2M y X2M

```

ggplot(Prediccion_imputada, aes(x = Date)) +
  geom_line(aes(y = `2M`, color = "2M"), size = 1) +
  geom_smooth(aes(y = X2M, color = "X2M"), size = 1, linetype = "dashed") +
  labs(title = "Comparación de 2M y X2M",
        y = "Velocidad del Viento [m/s]",
        x = "Fecha y Hora") +
  scale_color_manual(values = c("2M" = "blue", "X2M" = "black"),
                    breaks = c("2M", "X2M"),
                    labels = c("2M", "X2M")) +
  theme_minimal() +
  theme(legend.position = "top", legend.direction = "horizontal") +
  scale_x_datetime(date_breaks = "1 month", date_labels = "%b %Y") +
  theme(axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

```

Gráfico para 10M y X10M

```

ggplot(Prediccion_imputada, aes(x = Date)) +
  geom_line(aes(y = `10M`, color = "10M"), size = 1) +
  geom_smooth(aes(y = X10M, color = "X10M"), size = 1, linetype = "dashed") +
  labs(title = "Comparación de 10M y X10M",
        y = "Velocidad del Viento [m/s]",
        x = "Fecha y Hora") +

```

```

scale_color_manual(values = c("10M" = "green", "X10M" = "black"),
                    breaks = c("10M", "X10M"),
                    labels = c("10M", "X10M")) +
theme_minimal() +
theme(legend.position = "top", legend.direction = "horizontal") +
scale_x_datetime(date_breaks = "1 month", date_labels = "%b %Y") +
theme(axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

```

Gráfico para 50M y X50M

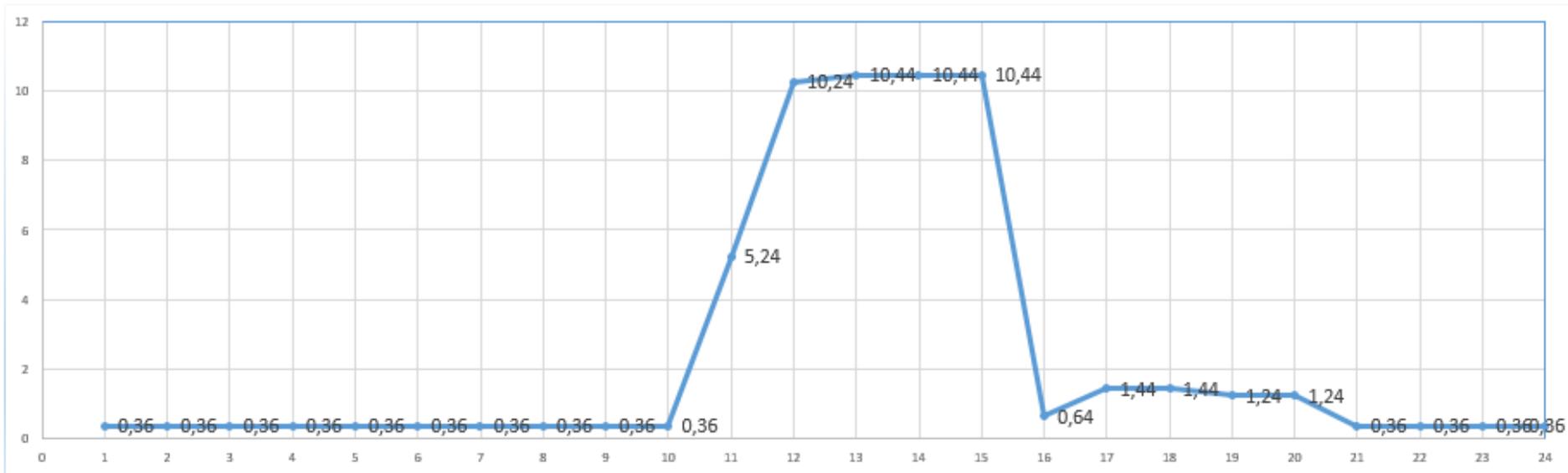
```

ggplot(Prediccion_imputada, aes(x = Date)) +
geom_line(aes(y = `50M`, color = "50M"), size = 1) +
geom_smooth(aes(y = X50M, color = "X50M"), size = 1, linetype = "dashed") +
labs(title = "Comparación de 50M y X50M",
      y = "Velocidad del Viento [m/s]",
      x = "Fecha y Hora") +
scale_color_manual(values = c("50M" = "red", "X50M" = "violet"),
                    breaks = c("50M", "X50M"),
                    labels = c("50M", "X50M")) +
theme_minimal() +
theme(legend.position = "top", legend.direction = "horizontal") +
scale_x_datetime(date_breaks = "1 month", date_labels = "%b %Y") +
theme(axis.text.x = element_text(angle = 45, hjust = 1))

```


Anexo I

POTENCIA (kW)																							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,06	0,06	0,06	0,06				
																0,08	0,08	0,08	0,08				
																0,08	0,08	0,08	0,08				
										0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08								
	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
											4,8	4,8	4,8	4,8	4,8								
												0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2				
0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	5,24	10,24	10,44	10,44	10,44	0,64	1,44	1,44	1,24	1,24	0,36	0,36	0,36	0,36



Anexo J

Technical Data of WWIG Series Grid Tie Power Inverter

Model	WWIG-2000G	
Operating DC Voltage(Input)	22V~65V	45V~90V
Peak power Tracking	26V~54V	50V~82V
Maximum Input DC Voltage	60V	90V
AC Nominal Voltage/Range(output)	220V(95-140V) , 240V(185-265V)	
Frequency Range	45Hz~60 Hz	
Power Factor	>0.95	
Output Waveform	Pure Sine Wave	
MPPT Efficiency	97,6%	
Over Current Protection	Yes	
Over Temperature Protection	Yes	
Reverse Polarity Protection	Yes	
Anit-Island Protection	Yes	
Stackable	Just for AC output	
Operating Temperature Range	-20°C~ 45°C	
Storage Temperature Range	-40°C~ 65°C	

Anexo K

Conductor de cobre para 600 V. aislado con polietileno reticulado (XLPE) 90°C, resistente a la humedad y a calor elevado.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos				
FORMACIÓN UNILAY						
14	2,08	19	0,76	3,32	25,70	25
12	3,31	19	0,76	3,82	38,31	30
10	5,261	19	0,76	4,41	57,76	40
8	8,367	19	1,14	5,90	95,25	55
6	13,3	19	1,14	6,84	144,17	75
4	21,15	19	1,14	8,03	220,89	95
2	33,62	19	1,14	9,53	341,23	130
1	42,4	19	1,40	10,94	434,72	150
1/0	53,49	19	1,40	11,95	545,03	170
2/0	67,44	19	1,40	13,07	679,41	195
3/0	85,02	19	1,40	14,33	848,06	225
4/0	107,2	19	1,40	15,75	1059,99	260

CONDUCTORES DE COBRE

THHN

Conductor de cobre para 600 V. aislado con policloruro de vinilo (PVC) 90°C, y chaqueta de poliamida (nylon), resistente a la humedad, calor elevado, aceite y gasolina.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Espesor de Chaqueta (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos					
FORMACIÓN SÓLIDO Y CABLEADO CONCÉNTRICO							
14	2,08	1	0,38	0,10	2,59	22,56	25
12	3,31	1	0,38	0,10	3,01	34,32	30
10	5,261	1	0,51	0,10	3,81	54,74	40
8	8,367	1	0,76	0,13	5,04	89,55	55
8	8,367	7	0,76	0,13	5,48	94,93	55
6	13,3	7	0,76	0,13	6,44	144,57	75
4	21,15	7	1,02	0,15	8,22	231,68	95

Anexo L

Main

Range	Acti9
Product Name	Acti9 iC40
Product Or Component Type	Miniature circuit-breaker
Device Short Name	iC40N
Device Application	Distribution
Poles Description	3P + N
Number Of Protected Poles	3
Neutral Position	Left
[In] Rated Current	10 A
Network Type	AC
Trip Unit Technology	Thermal-magnetic
Curve Code	C
Breaking Capacity	10 kA Icu at 400 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 6000 A Icn at 400 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1
Suitability For Isolation	Yes conforming to EN/IEC 60947-2
Quality Labels	IMQ OVE AENOR

Anexo M

Calculadora de Metros Cúbicos

CALCULADORA DE VOLUMEN

Cantidad ?	Longitud	Anchura	Altura		Volumen Total
1	191	72	80	cms	1.1 cbm

COTIZAR MI ENVÍO

Packing List

No	Description	Quantity	Package	Dimension (CM)			Volume (CBM)		GW (KG)		NW (KG)	
							Each	Total	Each	Total	each	total
1	Wind Turbine WKV-2KW with controller	1	1	191	72	80	1,100	1,100	155	155	140	140
			1	185	13	35	0,084	0,084	14	14	10	10
Total			2					1,184		169		150



Wind Wing

CLEAR WIND ENERGY

Seller Hefei Wind Wing Energy Technology Co.,Ltd
Bldg,No248,Changjiang West Road, Hefei,China.
VAT:91340100080314400
TEL: 86-551-65386632
CON:Wendy Zhao
Mobile:+8618919619139

Buyer: Andres Herrera
andres.herrera0517com@gmail.com

PROFORMA INVOICE

NO: WWAH-240207-1

Date:2024-02-07

Transport Details

No	Description	Quantity	Unit Price	Amount
1	Vertical axis wind turbine 2KW	1	\$1,899.00	\$1,899.00
2	On Grid inverter with controller 2kw	1	\$120.00	\$120.00
TOTAL:		EXW HEFEI		\$2,019.00

CONTRACT:
Terms of delivery: EXW
Payment term: 100%T/T In advance.

Delivery time: 10 working days
Package: Plywooden Box
Warranty: 3 years

BENEFICIARY: HEFEI WIND WING ENERGY TECHNOLOGY CO., LTD
BANK: HUI SHANG BANK SUB-BRANCH OF HEFEI HIGH TECH
ADDRESS: INDUSTRIAL DEVELOPMENT ZONE NO.848 CHANGJIANG WEST ROAD, HEFEI 230088 ANHUI, CHINA
SWIFT CODE: HFCBCNSH
A/C NO: 520983583931000002

Anexo N

Cálculo de factibilidad económica del proyecto a 10 metros de altura

Sistema conectado a la red

Tasa de descuento :12%

Costo nivelado de energía: 0,10 USD

Años	Egresos	Generación Anual	Costo de generación	Ingresos vía ahorro energético	Valor neto	Flujo de caja acumulada
0	3728,85				-3728,85	-3728,85
1	\$-	545,04	0,1	54,50	54,504	-3674,35
2	\$-	538,94	0,1	53,89	53,89	-3620,45
3	\$-	532,90	0,1	53,29	53,29	-3567,16
4	\$-	526,93	0,1	52,69	52,69	-3514,47
5	\$-	521,03	0,1	52,10	52,10	-3462,37
6	\$-	515,19	0,1	51,52	51,52	-3410,85
7	\$-	509,42	0,1	50,94	50,94	-3359,90
8	\$-	503,72	0,1	50,37	50,37	-3309,53
9	\$-	498,08	0,1	49,81	49,81	-3259,73
10	120	492,50	0,1	49,25	-70,75	-3330,48
11	\$-	486,98	0,1	48,70	48,70	-3281,78
12	\$-	481,53	0,1	48,15	48,15	-3233,62
13	\$-	476,13	0,1	47,61	47,61	-3186,01
14	\$-	470,80	0,1	47,08	47,08	-3138,93
15	\$-	465,53	0,1	46,55	46,55	-3092,38
16	\$-	460,32	0,1	46,03	46,03	-3046,35
17	\$-	455,16	0,1	45,52	45,52	-3000,83
18	\$-	450,06	0,1	45,01	45,01	-2955,82
19	\$-	445,02	0,1	44,50	44,50	-2911,32
20	\$-	440,04	0,1	44,00	44,00	-2867,32
TIR					-11,23%	
VAN					\$-3.386,44	
TIR > 12%				Aprueba	TIR < 12%	No se aprueba
VAN > 0				Aprueba	VAN < 0	No se aprueba

Nota. Esta tabla muestra los cálculos de los indicadores de la rentabilidad económica del proyecto.

Anexo O

Cálculo de factibilidad económica del proyecto a 50 metros de altura

Sistema conectado a la red

Tasa de descuento :12%

Costo nivelado de energía: 0,10 USD

Años	Egresos	Generación Anual	Costo de generación	Ingresos vía ahorro energético	Valor neto	Flujo de caja acumulada	
0	22933,55				-22933,55	-22933,55	
1	\$-	1328,4	0,1	132,84	132,840	-22800,71	
2	\$-	1313,52	0,1	131,35	131,35	-22669,36	
3	\$-	1298,81	0,1	129,88	129,88	-22539,48	
4	\$-	1284,26	0,1	128,43	128,43	-22411,05	
5	\$-	1269,88	0,1	126,99	126,99	-22284,06	
6	\$-	1255,66	0,1	125,57	125,57	-22158,50	
7	\$-	1241,59	0,1	124,16	124,16	-22034,34	
8	\$-	1227,69	0,1	122,77	122,77	-21911,57	
9	\$-	1213,94	0,1	121,39	121,39	-21790,17	
10	120	1200,34	0,1	120,03	0,03	-21790,14	
11	\$-	1186,90	0,1	118,69	118,69	-21671,45	
12	\$-	1173,60	0,1	117,36	117,36	-21554,09	
13	\$-	1160,46	0,1	116,05	116,05	-21438,04	
14	\$-	1147,46	0,1	114,75	114,75	-21323,30	
15	\$-	1134,61	0,1	113,46	113,46	-21209,84	
16	\$-	1121,90	0,1	112,19	112,19	-21097,65	
17	\$-	1109,34	0,1	110,93	110,93	-20986,71	
18	\$-	1096,91	0,1	109,69	109,69	-20877,02	
19	\$-	1084,63	0,1	108,46	108,46	-20768,56	
20	\$-	1072,48	0,1	107,25	107,25	-20661,31	
				TIR	-16,30%		
				VAN	\$-22043,48		
				TIR > 12%	Aprueba	TIR < 12%	No se aprueba
				VAN > 0	Aprueba	VAN < 0	No se aprueba

Nota. Esta tabla muestra los cálculos de los indicadores de la rentabilidad económica del proyecto.