



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“Dimensionamiento de una mini central eólica
para abastecer de energía eléctrica el molino de
yeso Fernando Tuñoque del distrito de Morrópe”**

Presentado Por:

Querebalú Santisteban, Franco Miguel

Asesor:

Dávila Hurtado, Fredy

Lambayeque – Perú

Diciembre del 2019



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO

ELECTRICISTA

**“Dimensionamiento de una mini central eólica
para abastecer de energía eléctrica el molino de
yeso Fernando Tuñoque del distrito de Morrópe”**

Presentado Por:

Querebalú Santisteban, Franco Miguel

Aprobado por el Jurado Examinador:

PRESIDENTE: Dr. Aníbal Jesús Salazar Mendoza.

SECRETARIO: M.Sc.Ing. Amado Aguinaga Paz.

MIEMBRO: Ing. Oscar Méndez Cruz.

ASESOR: M.Sc.Ing. Fredy Dávila Hurtado.

Lambayeque – Perú

Diciembre del 2019



UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

TESIS

TITULO

“Dimensionamiento de una mini central eólica para abastecer de energía eléctrica el molino de yeso Fernando Tuñoque del distrito de Morrópe”

CONTENIDO

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.

CAPITULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO V: CONCLUSIONES

AUTOR:

Querebalú Santisteban, Franco Miguel.

PRESIDENTE

SECRETARIO

MIEMBRO

ASESOR

Lambayeque – Perú

Diciembre del 2019

DEDICATORIA

A Dios en primer lugar porque creo en el fehacientemente y por permitirme llegar hasta esta instancia tan importante en mi formación profesional.

A mis padres, Sr. Hugo Baltazar Querebalú Damián, Sra. María Magdalena Santisteban Valdivieso, a mis hermanos Ana, Hugo y Valeria Querebalu Santisteban, por brindarme todo el apoyo a lo largo de mi carrera, por darme el aliento de seguir adelante en momentos difíciles y gracias a ustedes y consejos alcanzo una meta y seguir siendo el orgullo como hijo, hermano y profesional.

A mis sobrinos Joel, Camila y Gabriel por quien quiero ser una mejor persona cada día, poder convertirme en un ejemplo a seguir y siempre se sientan orgullosos de tenerme como tío.

A todos mis seres queridos, familiares y amigos quienes me ayudaron y siempre me dieron el apoyo con frases positivas hacia el futuro a lo largo de la carrera.

AGRADECIMIENTO

A Dios por brindarme la oportunidad de vivir y guiarme por el sendero correcto.

A mi asesor el M.Sc.Ing. Fredy Dávila Hurtado, un total agradecimiento por sus consejos y orientación a lo largo del desarrollo de elaboración de mi tesis, además agradecer su compromiso, tiempo y paciencia.

A los docentes de la facultad Ingeniería Mecánica Eléctrica – UNPRG, por tantas enseñanzas brindadas quienes fueron indispensables en nuestra formación académica y profesional a lo largo de nuestra carrera.

RESUMEN

El presente proyecto de investigación lleva por nombre “DIMENSIONAMIENTO DE UANMINI CENTRAL EOLICA PARA ABASTECER DE ENERGIA ELECTRICA EL MOLINO DE YESO FERNANDO TUÑOQUE DEL DISTRITO DE MÓRROPE”. Se buscó contribuir al ahorro energético aprovechando las energías renovables, especialmente la eólica, la cual es hoy en día una fuente de obtención de electricidad amical del medio ambiente en otros países desarrollados. Se realizó un estudio de viento entre los meses de julio y octubre en el molino de yeso Fernando Tuñoque y corroborado por los datos del SENAMHI- LAMBAYEQUE para estimar el potencial eólico en la zona, se aplicó una encuesta al propietario del molino para así saber cuál es la demanda requerida por el molino y se realizaron cálculos de dimensionamiento y selección del sistema eólico.

Luego se de realizar los cálculos de obtuvo que: la energía diaria promedio proyectada para el molino de yeso es de 279.6 kWh/día y su máxima demanda de 37 kW.

Se dimensionó y selecciono los equipos del sistema eólico el cual está compuesto por 01 aerogenerador VESTAS 15V de 55 kW, 34 baterías HOPPECKE OPZS de 1500 Ah, 01 regulador FLEXMAX FM80 de 80 A, un inversor SUNTREE de 30kW y motor eléctrico de 37 kW, que va ser el remplazó del motor Diésel. Y así contribuir con las mejoras que se vienen dando para la conservación del medio ambiente.

Finalmente, el diseño de Mini Central Eólica, es viable económicamente con un presupuesto inicial de S/.264106.9, un VAN de S/.149075 y una TIR de 19%. Así como el plazo de amortización de 6.64 años.

ABSTRACT

The present research project is called “DIMENSIONING OF THE CENTRAL WIND UANMINI FOR ABASTCER OF ELECTRICAL ENERGY EL MOLINO DE YESO FERNANDO TUÑOQUE DEL DISTRITO DE MÓRROPE”. The aim was to contribute to energy saving by taking advantage of renewable energy, especially wind energy, which is today a source of obtaining amical electricity from the environment in other developed countries. A wind study was carried out between the months of July and October in the Fernando Tuñoque plaster mill and corroborated by the data of the SENAMHI-LAMBAYEQUE to estimate the wind potential in the area, a survey was applied to the owner of the mill to know which it is the demand required by the mill and calculations of sizing and selection of the wind system were made.

Then, calculations were obtained: the average daily energy projected for the plaster mill is 279.6 kWh / day and its maximum demand of 37 kW.

The wind system equipment was sized and selected, which is composed of 01 VESTAS 15V 55 kW wind turbine, 34 HOPPECKE OPZS 1500 Ah batteries, 01 80 A FLEXMAX FM80 regulator, a 30kW SUNTREE inverter and 37 kW electric motor, which will be the replacement of the diesel engine. And thus contribute to the improvements that have been taking place for the conservation of the environment.

Finally, the design of Mini Wind Power Plant is economically viable with an initial budget of S / .264106.9, a NPV of S / .140975.00 and an IRR of 19%. As well as the repayment term of 6.64 years.

INDICE

INDICE DE TABLAS	X
INDICE DE FIGURAS	XI
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	2
1.1. Realidad problemática.....	2
1.2. Formulación del problema.....	2
1.3. Delimitación de la investigación.....	3
1.3.1. Ubicación política.	3
1.3.2. Ubicación del molino de yeso	3
1.4. Justificación e Importancia.....	4
1.4.1. Justificación Económica.....	4
1.4.2. Justificación Ambiental.....	4
1.4.3. Justificación Tecnológica	4
1.5. Limitaciones de la Tesis	5
1.6. Objetivos de la tesis	5
1.6.1. Objetivo General.....	5
1.6.2. Objetivos Específicos.....	5
CAPITULO II: MARCO TEORICO	6
2.1. Antecedentes de Estudio	6
2.1.1. Contexto Internacional.....	6
2.1.2. Contexto Nacional	7
2.1.3. Contexto Local	8
2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado	9
2.2.1. Central eléctrica	9
2.2.2. Energía eólica	10
2.2.3. Determinación de la potencia del viento	10
2.2.4. Límites de Betz.....	11
2.2.5. El Aerogenerador.....	12
2.2.6. Componentes	15
2.2.7. Otros componentes.....	18
2.2.8. Ley Exponencial de Hellman	19
2.2.9. Potencial Eólico	19
2.2.10. Potencia Eólica.....	20
2.2.11. Coeficiente de potencia máximo (C_p)	21
2.2.12. Evaluación Económica	22

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO.....	25
3.1. Tipo y Diseño de la Investigación	25
3.1.1. Tipo de investigación	25
3.1.2. Diseño de investigación	25
3.2. Población y muestra	25
3.2.1. Población	25
3.2.2. Muestra.....	25
3.3. Hipótesis	25
3.4. Operacionalización de variables	26
3.5. Métodos y técnicas de elaboración	26
3.5.1. Métodos.....	26
3.5.2. Técnicas.....	26
3.6. Descripción de los instrumentos utilizados	27
3.7. Análisis estadístico e interpretación de los datos	27
CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	28
4.1. Propuesta de la investigación	28
CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	29
5.1. Demanda de Energía en el molino de yeso	29
5.1.1. Cálculo de demanda:	29
5.2. Calculo de la velocidad promedio del viento	30
5.3. Velocidades de viento promedio.....	33
5.4. Selección del Tamaño del Aerogenerador.....	37
5.4.1. Cálculo de densidad del aire.....	37
5.4.2. Cálculo de la presión barométrica:	37
5.4.3. Calculamos la densidad del aire:	38
5.4.4. Cálculo de la Potencia Eólica (Peolico)	39
5.4.5. Cálculo de la Potencia Mecánica del Rotor (Pmec.rot)	42
5.4.6. Cálculo de Potencia Eléctrica	42
5.4.7. Cálculo de Energía del Aerogenerador (EA)	43
5.4.8. Calculamos el CEA en el motor eléctrico	44
5.4.9. Baterías.....	45
5.4.10. Numero de Reguladores	46
5.4.11. Numero de Inversores.....	48
5.4.12. Evaluación Financiera del proyecto	50
VI: CONCLUSIONES	56
BIOGRAFIA.....	57
ANEXOS	59

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Variables</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2: Coeficiente de Rugosidad.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 3: Velocidades de viento promedio.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 4: Velocidades de viento promedio.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 5: Histograma de carga</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 6: Datos del aerogenerador</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 7: Curva de potencia de la zona</i>	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
<i>Tabla 8: Datos del regulador</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 9: Datos del inversor.....</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 10: Costos del sistema eólico</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 11: Mano de obra, instalación y equipos.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 12: Costos totales.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 13: Gastos del motor Diésel</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 14: Flujo Neto Efectivo</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 15: Calculo del VAN</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 16: Cálculo del TIR.....</i>	<i>54</i>

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Ubicación Geográfica</i>	<i>3</i>
<i>Figura 2: Límites de Betz.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3: Eólicas de eje vertical Savonius, Darrieus y Panemonas</i>	<i>12</i>
<i>Figura 4: Máquina eólica de eje horizontal.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 5: Componentes de un aerogenerador de eje horizontal.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 6: Modelo de Betz.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 7: Velocidad Media del Viento.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 8: Comparación de velocidades.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 9: Curva de potencia del aerogenerador.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 10: Curva de potencia de la zona.....</i>	<i>41</i>

INTRODUCCIÓN

Debido que en el distrito de Mórrope cuenta con un promedio favorables de velocidad de viento, se vienen haciendo varios estudios para poder implementar un parque eólico en la zona.

El distrito de Mórrope cuenta con una mina de yeso que es propiedad de comunidad “San Pedro de Mórrope”, es por ello que en la zona hay un promedio de 30 molinos de yeso que funcionan mediante motores de combustión y otros mediante la electricidad, el molino de yeso Fernando Tuñoque se encuentra 5 Km de la red de eléctrica más cercana es por ello que en el presente proyecto se propone el dimensionamiento de una Mini Central Eólica en dicho molino, con ello reemplazaremos el motor Diésel que es el que genera movimiento al molino y lo reemplazaremos por in motor eléctrico. Con lo cual ayudaremos a la no contaminación de la atmosfera.

CAPITULO I: PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Realidad problemática

Actualmente se viene desarrollando diversos programas para reducir la contaminación ambiental de nuestro planeta. Unos de los problemas de la contaminación es la expulsión de gases fósiles por medio de motores de combustión interna.

El Plan Nacional de Energías Renovables incluye varias estrategias, programas y proyectos a desarrollarse utilizando energías renovables, que tienden a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente (Según el Artículo 11° de DLEG-1002-2008).

Dado que el Perú es un país favorable para el uso de energía renovable ya sea eólica o solar, y más como es la zona norte. Es por eso que veo favorable el estudio en energía eólica aplicado en el molino de yeso ubicado en el distrito de Mórrope de la Provincia de Lambayeque.

1.2. Formulación del problema

El molino de yeso se encuentra a 5 km de la red trifásica más cercana, en el lugar si hay energía eléctrica pero la caída de tensión es alta que solo la utilizan para alumbrarse, no es suficiente para abastecer un motor eléctrico.

El molino es abastecido mediante un motor diésel, si sumamos el costo y traslado de combustible más el mantenimiento del motor. El costo de funcionamiento anual es elevado.

Por tal motivo de planteo: ¿Cómo abastecer de energía eléctrica el molino de yeso mediante el aprovechamiento de la energía del viento?

1.3. Delimitación de la investigación

1.3.1. Ubicación política.

El molino de yeso se encuentra en el distrito de Mórrope, provincia Lambayeque, región Lambayeque.

1.3.2. Ubicación del molino de yeso

Figura 1: Ubicación Geográfica



Fuente: Google Maps.

1.4. Justificación e Importancia

1.4.1. Justificación Económica

Actualmente no se aprovecha dicho recurso y resulta necesario determinar si la factibilidad de este proyecto incentivara al uso del recurso natural para obtener un beneficio como la energía eléctrica, ya que en la zona existe un aproximado de 15 molinos.

1.4.2. Justificación Ambiental

El proyecto mejorara el perfil económico del molino, llegando a incentivar el uso de energías renovables y dejando de lado el uso de los combustibles fósiles como fuente de energía. La contaminación atmosférica es un tema de vital importancia en el clima y medio ambiente, por eso nuestro proyecto promoverá el uso de energía renovable que ayudara a no deteriorar el medio ambiente.

1.4.3. Justificación Tecnológica

En el presente trabajo se permitirá desarrollar energía eléctrica instalando una central eólica en el distrito de Mórrope, Lambayeque. En el dimensionamiento se realizara los conocimientos mecánicos y eléctricos adquiridos durante mi vida universitaria.

1.5. Limitaciones de la Tesis

Dado que el Distrito de Mórrope no cuenta con un centro meteorológico, la limitación fue la recopilación de data sobre velocidad de viento, se tomó la data del SENAMHI, ATLAS EOLICO.

Otra limitación fue el escaso conocimiento que tiene el dueño y operarios del molino sobre esta tecnología para cubrir su necesidad.

1.6. Objetivos de la tesis

1.6.1. Objetivo General

Dimensionar una mini central eólica para suministrar de energía eléctrica al molino de yeso en distrito de Mórrope.

1.6.2. Objetivos Específicos

- a) Realizar un diagnóstico de la situación energética actual del molino de yeso.
- b) Determinar el potencial eólico en la zona de influencia del proyecto.
- c) Dimensionar el equipo electromecánico de generación eólica, así como el motor electico.
- d) Realizar una evaluación económica mediante indicadores TIR Y VAN.

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. Antecedentes de Estudio

2.1.1. Contexto Internacional

Bayón Gómez, Roberto Cebadara Miranda, Laura Del Castillo Gómez(2010), en su tesis de grado de maestro, “DISEÑO DE UN PARQUE EOLICO DE 6MW EN MALPICA DE BERGANTILOS, LA CARUÑA”, concluye que; para poder conocer bien el comportamiento del viento; se debe tener por lo menos medidas de medio año. Para poder conocer el potencial eólico de la zona y su dirección preferente. Una vez conocida estas dos cosas se realizara una simulación de tres dimensiones de la zona para saber la distribución del viento y poder conocer la distribución más idónea de los aerogeneradores. Una vez conocida la colocación del aerogenerador en el terreno se puede empezar a estudiar la evacuación de la energía producida. Habiendo definido todos los elementos necesarios en el parque ya se puede definir las obras necesarias para su realización.

Galindo (2013 (Flores, 2012)), en la tesis de nombre “PRE FACTIBILIDAD DE LOS PARQUES EOLICOS MARITIMOS”, escuela superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Zacatenco, México. Determina la problemática de México en el sector energético, pues debe utilizar las energías renovables para cubrir sus carencias y cooperar en la minoración de gases contaminantes y así disminuir los efectos negativos del efecto invernadero.

Llegando a la conclusión de que el futuro de la energía eólica marina no es rentable por sí misma, por lo que necesita el apoyo de las administraciones públicas para su desarrollo. De hecho, no son los países con más recursos los que mayor potencia instalada tienen, sino aquellos con mejores apoyos a las energías renovables.

2.1.2. Contexto Nacional

Rojas Flores (2012) En su trabajo de tesis de Maestría titulado “EVALUACION DEL RECURSO EOLICO DE LA UNS PARA PROYECCION DE UN BOSQUE EOLICO DE AUTOGENERACION” nos dice que el presente trabajo realiza una evaluación del recurso eólico para proyección de un bosque eólico de autogeneración; para lo cual se trazó como objetivo evaluar el recurso eólico del campus de la UNS para cuantificar el potencial energético eólico existente en el lugar de estudio.

A partir de ello se realizó el cálculo energético básico y el nivel de generación eléctrica anual para una actividad generadora. Considero datos de las condiciones meteorológicas cercanas al lugar y por otro lado se ha procedido a la toma de mediciones de viento a la altura de 10 metros sobre el nivel del terreno, durante tres meses representativos del 2010 tomados en el campus de la USN. A partir de los resultados procedió al cálculo del aerogenerador. En el análisis económicos para un aerogenerador; se encontró un VAN de 809 674, un TIR de 73% y un numero de periodo de recuperación de 06 años. En base a los resultados hallados se puede concluir que se presenta condiciones favorables para la instalación de un parque de autogeneración de la Universidad Nacional del Santa.

Jordán (2009). En la tesis de nombre “ESTUDIO DE LA UTILIZACION DE LA ENERGIA EOLICA PARA LA GENERACION DE LA ELECTRICIDAD EN UN ASENTAMIENTO HUMANO DE SAN JUAN DE MARCONA”. Pontificia Universidad Católica del Perú indica que el problema reside en la falta de energía eléctrica en el asentamiento humano Ruta del Sol, donde los pobladores se dedican a la pesca y el comercio teniendo pocas posibilidades de progresar por la deficiencia de energía eléctrica.

En esta tesis se realizó una estimación técnico-económica comparando la generación eléctrica mediante las alternativas de Aero generación, grupo electrógeno y un sistema híbrido (diésel-eólico) que se encargue de suministrar energía eléctrica al asentamiento humano Ruta del Sol conformado por 300 familias.

El análisis realizado se comparó alternativas de solución para el problema, siendo en este caso la falta de energía eléctrica.

Se consideró el aprovechamiento del viento, un recurso que es cuantioso de la zona, teniendo la ventaja por ser un recurso renovable y ser más económico en comparación con el suministro de energía con grupos electrógenos.

2.1.3. Contexto Local

Carlos Ramos (2019). En su tesis titulado “DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE UN SISTEMA EÓLICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA PARA EL CENTRO POBLADO LA RANCHERIA BODEGONES-LAMBAYEQUE”. Nos dice que en el centro poblado los habitantes carecen de agua para lavarse, servicios higiénicos, jardines, animales, agricultura. El único suministro de agua es de los ríos y bombeo de agua a posos tubulares mediante motores diésel, siendo costoso y contaminante.

El plantea dimensionar un sistema eólico para el bombeo de agua para el uso diario mas no para el consumo diario por el alto contenido de arsénico y así poder reducir la contaminación ambiental.

Taboada Sandoval (2019). En su tesis titulado “Diseño de un sistema de generación híbrido eólico solar para la electrificación rural al caserío San Pablo del Distrito de Pacora provincia y distrito de Lambayeque”, nos dice que el centro poblado no cuenta con servicio eléctrico de energía eléctrica. Esto trae como consecuencia que se utilizan velas, generadores a gasolina, mecheros, lámparas, baterías, etc. para la iluminación de las noches y otras actividades en el día. Dichas actividades generan contaminación ambiental que contribuye el efecto invernadero y cambio climático.

El Plan Nacional de Energías Renovables incluye aquellas estrategia, programas y proyectos de desarrollarse utilizando energías renovables, que tienen a mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente (Según el Artículo 11° de DLEG-1002-2008).

Con la finalidad de contribuir a la disminución del uso de energías convencionales, reducir la emanación de los gases de efecto invernadero y el cambio climático, se propone implementar un sistema de generación híbrida eólica – solar para suministrar de energía eléctrica el caserío San Pablo y así mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

2.2. Desarrollo de la temática correspondiente al tema desarrollado

2.2.1. Central eléctrica

De todos estos procedimientos para la producción de electricidad, el más conveniente para transformar energía mecánica en corriente eléctrica es el basado en el principio de inducción.

La energía cinética del agua que cae por la tubería de una central, el movimiento de las aspas de un aerogenerador o la presión que ejerce el vapor de una central térmica son fácilmente transformables en electricidad. Para ello sólo es necesario intercalar un generador de electricidad, el cual, en esencia no es más que un conjunto de conductores que se mueven en el interior de un campo magnético.

El funcionamiento global de una central eléctrica es básicamente el mismo, sea ésta térmica, nuclear o hidroeléctrica.

El transporte de la electricidad interesa hacerlo a muy alta tensiones para reducir las pérdidas, por lo que debe elevarse la tensión de salida del generador varias decenas de veces. El transformador es el encargado de hacer esta última función.

2.2.2. Energía eólica

La energía eólica representa hoy en día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura. Los actuales aerogeneradores son capaces de producir electricidad a precios competitivos respecto a las fuentes tradicionales energéticas, partiendo de una fuente natural, renovable y no contaminante.

2.2.3. Determinación de la potencia del viento

Para seleccionar un pequeño sistema eólico de forma tal que entregue la electricidad que se necesita y que opere eficientemente en las condiciones locales, se debe conocer el potencial del viento en el sitio donde esta máquina se va a instalar. Para eso se pueden desarrollar diferentes métodos:

- a) Realizar mediciones en el sitio seleccionado previamente.
- b) Determinar las velocidades en el sitio seleccionado a partir de las mediciones de viento en otro sitio más cercano.
- c) Aprovechar las experiencias de otros usuarios.

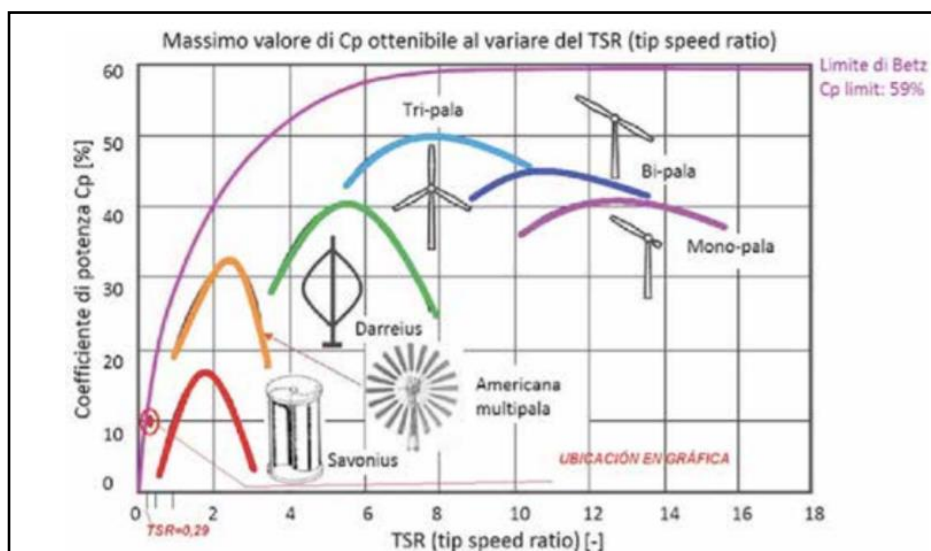
2.2.4. Límites de Betz

Estima la potencia de viento, sin embargo, no toda esta potencia puede ser extraída por un aerogenerador.

El porcentaje teórico máximo de extracción de potencia que un aerogenerador puede obtener a partir de una masa de aire en movimiento es un 59,3%. Este valor fue calculado en 1919 por el científico alemán Albert Betz, por lo que se conoce como Límite de Betz. Varía para distintas familias y tipos de turbinas eólicas.

Si bien el Límite de Betz está en torno al 60%, solo las turbinas con dos aspas se aproximan a este valor, llegando aún límite máximo real cercano al 50%. Esta razón explica en parte porque la industria eólica ha preferido utilizar tres aspas por sobre dos, en partes debido a las velocidades del viento aprovechables por las turbinas de dos aspas presentan mayores grados de inestabilidad aerodinámica por las turbinas de tres aspas, lo que impone una mayor complejidad a la operación y el control de estas, implicando esfuerzos mecánicos cíclicos inconvenientes sobre la torre de sujeción.

Figura 2: Límites de Betz



Fuente: (Prezi)

2.2.5. El Aerogenerador

En la actualidad existe toda una enorme variedad de modelos de aerogeneradores diferentes entre sí, tantos por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica. Pueden clasificarse, pues, atendiendo a distintos criterios:

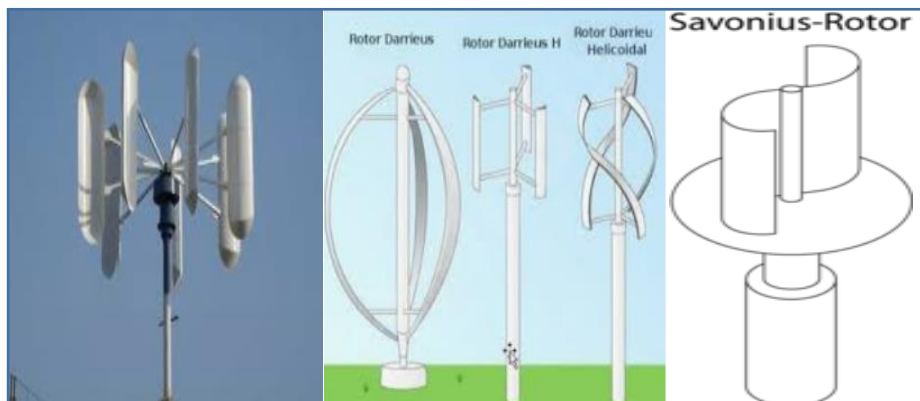
2.2.5.1. Por la posición del Aerogenerador

a) Eje vertical:

Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. En esta clasificación existen tres tipos de generadores:

- Darrieus, consiste en dos o tres arcos que giran alrededor del eje.
- Panemonas, cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo.
- Savonius, dos o más filas semicilindros colocados opuestamente.

Figura 3: Eólicas de eje vertical Savonius, Darrieus y Panemonas



Fuente: Eoliene.ooreka.fr/compredre/eolienne-vertical

b) Eje horizontal:

Son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años. Se los denomina “HAWTs”, que corresponde a las siglas de denominación inglesa “Horizontal Axis Wind Turbines”.

2.2.5.2. Por la Posición del Equipo con respecto al Viento

a) Barlovento:

Las máquinas de corriente arriba tienen el rotor de cara al viento. Las principales ventajas de los diseños corrientes arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre. La mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño. El principal inconveniente los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante inflexible, y estar situado a una cierta distancia de la torre. Además, una máquina de corriente eléctrica arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

b) Sotavento:

Las máquinas de corrientes abajo tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más cargas de fatiga en la turbina que con un diseño de corriente arriba.

2.2.5.3. Por el Numero de Palas

a) Una Pala:

El tener sólo una pala, estos aerogeneradores precisan un contrapeso en el otro extremo para equilibrar. La velocidad de giro es muy elevada. Su gran inconveniente es que introducen en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que acorta la vida de la instalación.

b) Dos Palas:

Los diseños bipala de aerogeneradores tiene la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por supuesto su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual.

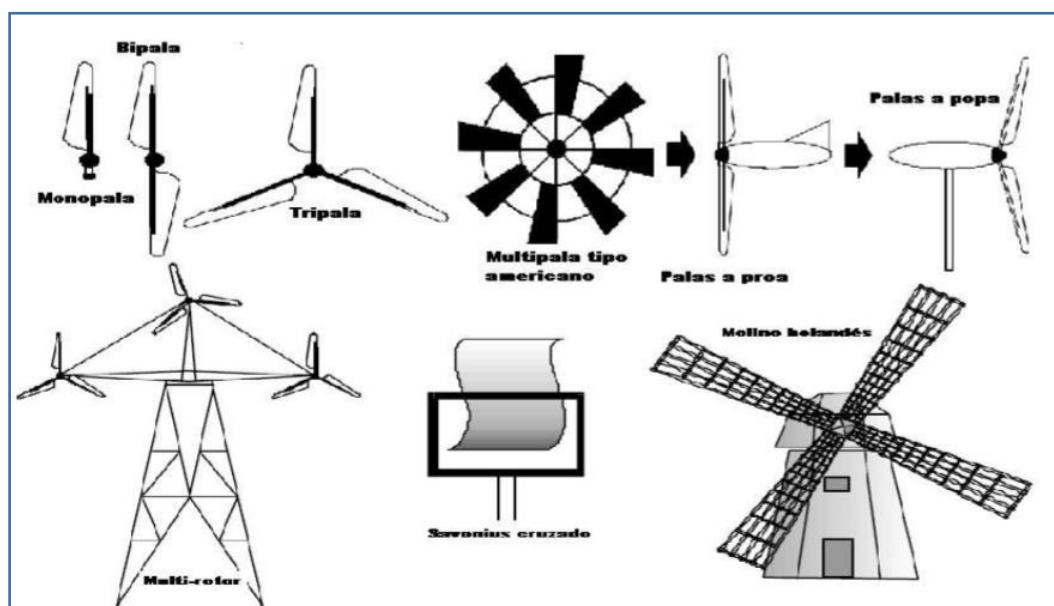
c) Tres Palas:

La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen este diseño, con el rotor manteniendo en la posición corriente arriba, usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. Este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados.

d) Multipalas:

Con un número superior de palas, se trata del llamado modelo americano, debido a que una de sus primeras aplicaciones fue la extracción de agua en pozos de las grandes llanuras del continente.

Figura 4: Máquina eólica de eje horizontal



Fuente: (Weatherspark, 2019) (SENAMHI-PERU, 2016)

2.2.6. Componentes

Una turbina eólica estándar se puede descomponer en cinco partes fundamentales:

- **Cimentación:** Es una base de hormigón con una puesta a tierra en cobre. Sobre ésta superficie descansará el aerogenerador, la nivelación de ésta superficie es fundamental para la estabilidad del equipo.
- **Torre:** Generalmente se diseñan dos tipos de torres:
 - a) Torres de Celosía: Una torre puede estar hecha a partir de perfiles de acero que se arman formando una celosía. Este tipo de torre es muy fuerte y barata de fabricar. Esto es debido a que no hay que utilizar tanto acero como el que se utiliza para fabricar una torre tubular.
 - b) Torres Tubulares: Las mejores torres para grandes aerogeneradores están fabricadas en forma de tubo, ligeramente más ancho en la parte inferior que en la superior.
- **Hélices:** Son dispositivos rotatorios contruidos con un perfil aerodinámico diseñado para girar a grandes velocidades cuando el viento los encuentra perpendicularmente. Estas hélices generalmente están contruidas con materiales compuestos, los cuales las hacen muy fuertes y ligeras a la vez.
- **Transformador:** Es la máquina eléctrica estática encargada de regular el voltaje de la corriente generada por la hélice con el fin de hacer que la energía sea útil y compatible con la energía que circula por el sistema interconectado.
- **Góndola:** Se encuentra en la parte superior de la torre y junto a la hélice es el alma de la máquina, en ella se encuentra todo el equipo eléctrico de generación y el equipo electrónico de control.

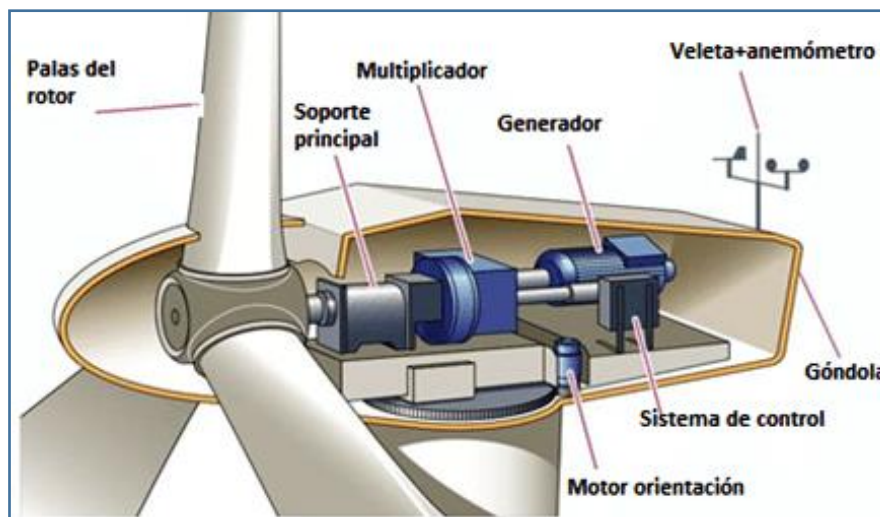
➤ **Partes en la Góndola:**

- a) **Multiplicadora:** Caja de engranes que permite a partir de una velocidad de entrada baja de alto torque, poder obtener una velocidad de salida elevada pero con menor potencia en cada revolución. Cabe resaltar que existen actualmente turbinas que ya no presentan multiplicadora que le permiten ser más eficientes.
- b) **Eje Principal:** El rotor se atornilla a un disco muy fuerte en el eje principal del aerogenerador. Es importante que el rotor esté fuertemente asegurado por muchos tornillos. La multiplicadora está situada en el otro extremo del eje principal.
- c) **Eje de salida:** Conecta la multiplicadora al generador. Éste eje no tiene que transferir tanta fuerza de giro como el eje principal, por lo cual es mucho más rápido y puede girar a velocidad promedio de 1500 rpm.
- d) **Freno Mecánico:** Es el freno auxiliar al freno en punta de pala. Es utilizado en emergencias, en caso de que el freno en punta de pala falle.
- e) **Generador:** El Generador produce electricidad cuando se encuentra en movimiento. Dentro del generador encontramos generalmente algunos imanes y varios cables de cobre.
- f) **Controlador:** El aerogenerador está controlado por varios ordenadores que vigilan diversos parámetros. Al conjunto de estos ordenadores se les denomina sistema de control del aerogenerador.

Cada vez que debe producirse un cambio en los ajustes de la turbina, es el controlador quien se ocupa de hacerlo.
- g) **Anemómetro:** Mide la velocidad del viento y avisa al controlador cuando hace el viento suficiente para que resulte rentable utilizar la energía para orientar al generador hacia el viento y empezar a funcionar.

- h) **Veleta:** Una veleta siempre se posiciona a si misma de acuerdo con la dirección del viento. Hay un pequeño sensor al pie de la veleta que avisa al controlador del aerogenerador cual es la dirección del viento.
- i) **Motor de Orientación:** El rotor siempre debe encararse al viento para que el aerogenerador obtenga tanta energía como sea posible. El motor de orientación gira la góndola de forma que el rotor se orienta la dirección del viento.
- j) **Corona de Orientación:** El motor de orientación tiene una rueda pequeña que engrana con una rueda enorme. Ésta se llama corona de orientación.
- k) **Sistema de Refrigeración:** El generador puede enfriarse generalmente por agua o por aire.
- l) **Rotor:** Todos los grandes aerogenerador, tienen tres palas fijadas al eje principal. De la longitud de las palas depende la potencia de la turbina.

Figura 5: Componentes de un aerogenerador de eje horizontal



Fuente: Energía comunes

2.2.7. Otros componentes

Además del aerogenerador para poner en marcha un pequeño sistema de energía eólica es necesario un equipo adicional que está constituido por los siguientes componentes.

a) Sistema de almacenamiento:

En sistemas que no se encuentran conectados a la red generalmente se dispone de algún sistema de almacenamiento con el objetivo de disponer de energía en periodos de vientos flojo o de calma.

b) Baterías:

Actualmente es el sistema más utilizado para almacenar la electricidad por la turbina. Permite construir sistemas de muy poco tamaño. No es adecuado para tamaños grandes por su elevado costo y dificultades de mantenimiento.

c) Inversores:

Se utilizan para convertir la corriente continua (cc) generada por los aerogeneradores eólicos, acumuladores o baterías, etc., que convierten a corriente alterna (CA) y de esta manera por ser inyectada en la red eléctrica a usada en instalaciones eléctricas aisladas.

d) Motor eléctrico:

Es el dispositivo que nos va a permitir a generar energía mecánica y a la vez no va hacer tan contaminante como los motores de combustión interna.

2.2.8. Ley Exponencial de Hellman

Esta ley es una herramienta útil para describir la magnitud del viento teórico, si no se conoce el valor de la altura dada. La siguiente formula permite obtener el valor promedio de la velocidad del viento para distintas alturas.

$$V(h) = V_{ref} \times \left(\frac{h}{h_{ref}}\right)^\alpha$$

Donde:

- ✓ $V(h)$: Velocidad promedio del viento no conocida a una altura ($\frac{m}{s}$)
- ✓ V_{ref} : Velocidad promedio del viento conocida a una altura ($\frac{m}{s}$)
- ✓ h : Altura a la que se desea conocer (m)
- ✓ h_{ref} : Altura a la que se midió la V_{ref}
- ✓ α : Coeficiente de rugosidad

2.2.9. Potencial Eólico

El uso de los modelos matemáticos para determinar el potencial eólico de una región incluye estudios preliminares de monitoreo de la velocidad y dirección del viento y un manejo adecuado de datos a fin de elaborar las herramientas que determinan el potencial.

Los perfiles de velocidades del viento y la rosa de los vientos para un periodo de tiempo establecido, nos dan la punta para ver la factibilidad de aprovechar el recurso eólico existente, por ejemplo mediante la estación de aerogeneradores y así situar los parques eólicos.

Para ello, es necesario obtener con la mayor precisión posible:

- a) Datos de viento (velocidad, dirección del viento)
- b) Datos del lugar (alturas sobre el nivel del mar, coordenadas geográficas).

La metodología para la elevación de datos, consiste en:

- a) La obtención de los datos de viento mencionados.
- b) Evolución matemática del sitio, mediante la explotación de velocidades de viento a alturas diferentes a los cuales se toman los registros.
- c) Obtención de velocidades promedio, rosa de vientos, densidad de potencia.
- d) Calculo de la producción de energía anual.

2.2.10. Potencia Eólica

La energía cinética de una masa “m” en movimiento y con una velocidad “v” se describe por:

$$T = \frac{1}{2}mv^2$$

Donde:

✓ *T: Energía cinética*

✓ *m: Masa*

✓ *v: Velocidad*

La potencia se define como energía por unidad de tiempo, entonces:

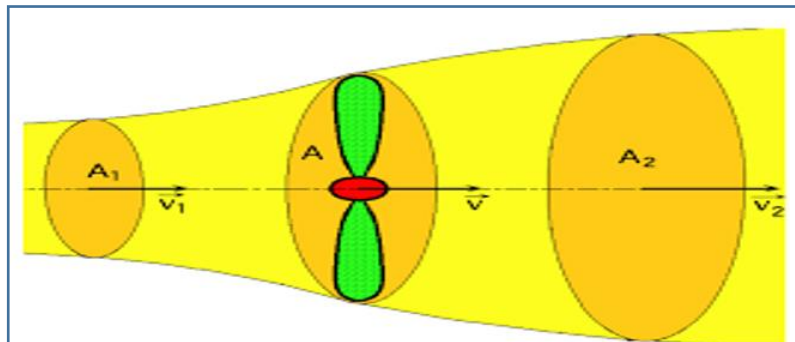
$$P = \frac{T}{t} = \frac{(\frac{1}{2})mv^2}{t}$$

$$P_{eolic} = \frac{1}{2}\rho A(v)^3$$

2.2.11. Coeficiente de potencia máximo (C_p)

No toda la energía del viento puede ser aprovechada de una turbina. De acuerdo al LIMITE DE BETZ que sea un tubo de corriente como el esquematizado en la figura. Se supondrá que a barlovento de la hélice el aire posee una velocidad v_1 (velocidad del viento sin perturbar) en la sección transversal A_1 , mientras que la velocidad V_2 se corresponde con la sección transversal V_2 a solavento de la zona en que se encuentra la hélice. En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma (área del rotor) es un disco imaginario de área A , siendo V la velocidad del viento en la misma (velocidad útil). Asimismo la hélice a un disco de área A que capta parte de la energía del aire en movimiento que llega al disco A , es decir $V_2 < V_1$. Sin embargo es obvio que V_2 nunca es cero (no puede extraerse toda la energía cinética del aire).

Figura 6: Modelo de Betz



Fuente: Revista eólica, 2012

El caudal másico ($Q_m = \text{densidad} \times \text{caudal} = \rho Q$) es constante (conservación de la masa), es decir:

$$Q_m = \rho Q = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v$$

Esto explica que el tubo de corriente se ensancha tras la turbina, como $v_2 < v_1$, entonces $A_2 > A_1$).

Podemos expresar la potencia útil transferida por el viento a la turbina de esta manera:

Perdida por unidad de tiempo, de energía cinética del viento al pasar por la hélice.

$$P_{util} = -\frac{\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{E_{k1} - E_{k2}}{\Delta t} = \frac{1}{2} \frac{\rho A d (v_1^2 - v_2^2)}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2)$$

Donde:

✓ ΔE_k : Variación de energía cinética

✓ Δt : Variación del tiempo

✓ d : Distancia

2.2.12. Evaluación Económica

La Evaluación Económica se orienta a determinar, en qué medida el proyecto contribuye al desarrollo de la economía en su conjunto y verificar si su aporte justifica la utilización de los recursos necesarios para su operación. En otras palabras, su objetivo es determinar la rentabilidad económica del proyecto, en base a los beneficios y costos económicos generados e incurridos por él. Como es común, se define una situación base o situación sin el proyecto y otra situación que considere la acción con el proyecto, en las cuales deben identificarse los beneficios y costos descritos anteriormente, realizándose como es conocido el flujo de efectivo correspondiente. En realidad es una mecánica similar a la que se efectúa en la Evaluación Financiera (flujo neto de beneficios y costos directos a precios de mercado), salvo las consideraciones adicionales como son los flujos netos de beneficios y costos indirectos, externalidades e intangibles, todo cuantificado a precios sombra. Dado que en esto se encuentra la dificultad de la Evaluación Económica, se ha destinado en este documento un apartado especial para describir su cálculo.

Los indicadores de rendimiento de la inversión se definen por el incremento o disminución del bienestar que se derivaría del uso de recursos en alguna actividad específica. Los indicadores utilizados para medir la rentabilidad económica son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) la cual es también llamada Tasa de Rentabilidad Económica (TRE), y su cálculo es exactamente igual al cálculo de la TIR Financiera pero se utilizan precios sombra.

a) Valor Actual Neto (o Valor Presente Neto):

Es el valor que actualiza, mediante una tasa de descuento prefijada, el flujo de Beneficios Netos (Beneficios Totales – Costos Totales) generados por el proyecto de inversión. La fórmula matemática para obtener el VAN es:

$$VAN = \sum (B_t - C_t) \frac{1}{(1+i^*)^t}$$

Donde:

(Bt - Ct) =Beneficios Netos Totales, implicando los directos, indirectos, externalidades e intangibles. t =valores anuales desde t =0 hasta t =n $1/(1+i^*)^t$ Factor de Actualización del flujo de Beneficios Netos i^* =Tasa Sombra de descuento

Para aprobar un proyecto de inversión desde el punto de vista económico, el VAN debe ser igual o mayor que cero, lo que es equivalente a decir, que dada una tasa de descuento sombra, el valor presente de los beneficios supera al valor presente de los costos.

b) Tasa Interna de Retorno Económica o Tasa de Rentabilidad Económica:

La TIR económica de un proyecto, es la tasa de descuento que iguala a cero el valor actualizado del flujo de beneficios netos asociados al proyecto. Su obtención se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$0 = VAN(r^*) = \sum \frac{(B_t - C_t)}{(1 + r^*)^t} = \sum (B_t - C_t) \frac{1}{(1 + r^*)^t}$$

Donde:

(r^*) = TIR económica

La principal ventaja de la TIR es que puede ser calculada con los datos del proyecto, y además determina el tiempo en que se llega al equilibrio entre los beneficios y los costos del proyecto.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo y Diseño de la Investigación

3.1.1. Tipo de investigación

El tipo de investigación de este proyecto de tesis es aplicada, ya que se emplea las teorías y conocimientos de ingeniería en el entendimiento de situaciones problemática, planteando soluciones en problemas específicos.

3.1.2. Diseño de investigación

El diseño de la investigación es de tipo no experimental, ya que tiene como fundamento principal en la observación de las condiciones tal y como se muestran de forma natural para poder analizarlos.

3.2. Población y muestra

3.2.1. Población

Esta comprendido por los diversos molinos de yeso del distrito de Mórrope.

3.2.2. Muestra

Está representada por el molino de yeso Fernando Tuñoque del distrito de Mórrope.

3.3. Hipótesis

Si se dimensiona una adecuada mini central eólica podemos abastecer de energía eléctrica al molino de yeso Fernando Tuñoque del distrito de Mórrope.

3.4. Operacionalización de variables

Tabla 1: Variables

VARIABLES	DEFINICION CONCEPTUAL	DEFINICION OPERACIONAL	INDICADORES
Variables independientes	Transforma la energía cinética que genera el viento en energía eléctrica	Sistema de generación: Dimensionamiento del sistema eólico	Data de velocidad de viento(m/s)
Mini Central Eólica			
Variables dependientes	Es la nueva fuente de energía que abastecerá el molino	Determinar la energía consumida promedio al día	Potencia (W)
Energía eléctrica			Energía consumida (W.h) Voltaje (V)

Fuente: Elaboración propia

3.5. Métodos y técnicas de elaboración

3.5.1. Métodos

- Deductivo: Porque a partir de teorías, normas y leyes las aplicamos para calcular y selección de los equipos.
- Comparativo: Porque nos ayuda a elegir cuál de los dos sistemas es más fiable, si el sistema diésel o el sistema eólico.
- Analítico: Porque se ha analizado los componentes del sistema eólico para poder determinar cada una sus características.

3.5.2. Técnicas

- Observación: Conocemos la situación actual en la que se encuentra el molino de yeso, sus necesidades y requerimientos de energía.
- Recolección de documentos: Se utilizó para obtener información de documentos vinculados a los sistemas eólicos.
- Entrevista: En esta técnica consistió en hacer una serie de preguntas tanto como al dueño del molino como a los operarios.

3.6. Descripción de los instrumentos utilizados

En nuestra elaboración de tesis se utilizó lo siguiente:

- ✓ En la técnica de observación el instrumento es la guía de observación nos permite cerciorar la realidad del trabajo de los equipos, y como los operan.
- ✓ En la técnica de recolección de datos de a utilizado normas relacionadas al tema, así como tesis y libros relacionados al tema.
- ✓ En la técnica de entrevista; es la interacción entre el investigador y el sujeto de estudio a fin de obtener respuestas verbales a los interrogantes planteados sobre el problema planteado; en la entrevista se utilizó un cuaderno y un lapicero.

3.7. Análisis estadístico e interpretación de los datos

Es la extracción de información de los instrumentos, así como la data de velocidad de viento registrada en el lugar, como la capacidad que tiene el motor de combustión para poder mover el molino.

Con respecto de la velocidad del viento utilizamos la distribución de Weibull.

Todo esto está organizado en tablas y graficas por medio del uso de MS Excel.

CAPITULO IV: PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

4.1. Propuesta de la investigación

El objetivo general es el dimensionamiento de una mini central eólica para suministrar de energía eléctrica al molino de yeso que se ubica a 5 kilómetros del distrito de Mórrope, provincia de Lambayeque.

Para lo cual se propone lo siguiente:

- a) Aerogenerador. En este se considerara un aerogenerador de acuerdo a la velocidad de viento del lugar que esta implementado con su controlador de carga.
- b) Motor eléctrico. Ya que el molino es movido mediante un motor diésel, se busca la selección de un motor eléctrico en su reemplazo.

CAPITULO V: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1. Demanda de Energía en el molino de yeso

El molino de yeso es movido mediante un motor diésel estacionario Perkins de 108 kW de potencia teórica, siendo operado 8 horas al día.

✓ Datos del motor diésel estacionario:

Marca: Perkins

Modelo: T6.3544

Potencia: 108 kW

Revoluciones: 2600 rev/min

Nº de Cilindros: 6

✓ Tiempo de trabajo:

Horas de trabajo: 8 horas diarias

Días de trabajo: 20 días al mes

Estos datos fueron entregados por el dueño y los operarios del molino y corroborados por el tesista.

5.1.1. Cálculo de demanda:

Demanda diaria:

$$Demanda = Potencia \times Horas\ de\ trabajo$$

$$Demanda = 108kW \times 8\ horas$$

$$Demanda = 864kW.h$$

Demanda al mes:

$$\text{Demanda mensual} = \text{Demanda diaria} \times \text{Días de trabajo al mes}$$

$$\text{Demanda mensual} = 864\text{kW.h} \times 20 \text{ días}$$

$$\text{Demanda mensual} = 17280\text{kW.h/días}$$

Demanda al año:

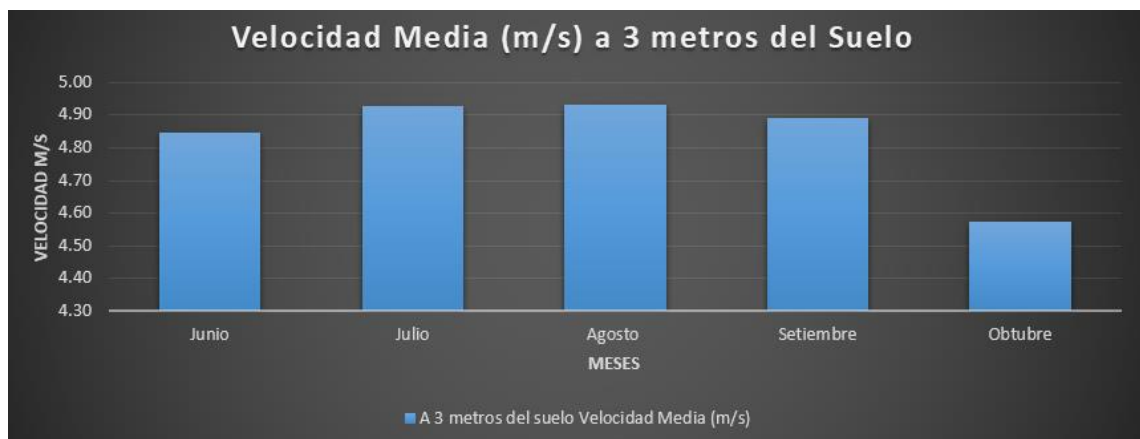
$$\text{Demanda anual} = 17280\text{kW.h/día} \times 12\text{meses}$$

$$\text{Demanda anual} = 207360\text{kWh/año}$$

5.2. Cálculo de la velocidad promedio del viento

Con la finalidad de evaluar el recurso eólico utilizaremos los datos obtenidos mediante las mediciones realizadas entre los meses de junio hasta octubre del año 2019, se utilizarán valores promedios en cada mes, los datos obtenidos son a una altura de 3 metros del suelo.

Figura 7: Velocidad Media del Viento



Fuente: Elaboración Propia

El aerogenerador trabajara a 18 metros del suelo por lo que utilizaremos la Ley exponencial de HELLMAN que se muestra a continuación.

$$V(h) = V_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha}$$

Donde:

- ✓ V (h): Velocidad promedio del viento no conocida a una altura (m/s).
- ✓ Vref: Velocidad promedio del viento conocida a una altura (m/s).
- ✓ H: Altura a la cual se desea conocer Vref. (m/s)
- ✓ Herf: Altura a la cual se midió Vref. (m)
- ✓ α : Coeficiente de rugosidad.

Tabla 2: Coeficiente de Rugosidad

TIPO DE TERRENO	COEFICIENTE DE RUGOSIDAD
Lugares llanos con hielo o hierba	0.08 – 0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 – 0.16
Zonas rústicas	0.2
Terrenos accidentados	0.2 – 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 – 0.4

Fuente: Atlas Eólico SENAMHI

Así obtenemos la velocidad del viento a 18 metros de altura.

Observamos que a mayor altura, mayor velocidad de viento y por consecuencia mayor generación de energía eléctrica.

En este caso utilizaremos en coeficiente de rugosidad, $\alpha = 0.25$, por que el tipo es de tipo de terreno accidentado.

En la siguiente tabla he realizado la ley exponencial de HELLMAN, para las velocidades promedio de cada día en los meses medidos.

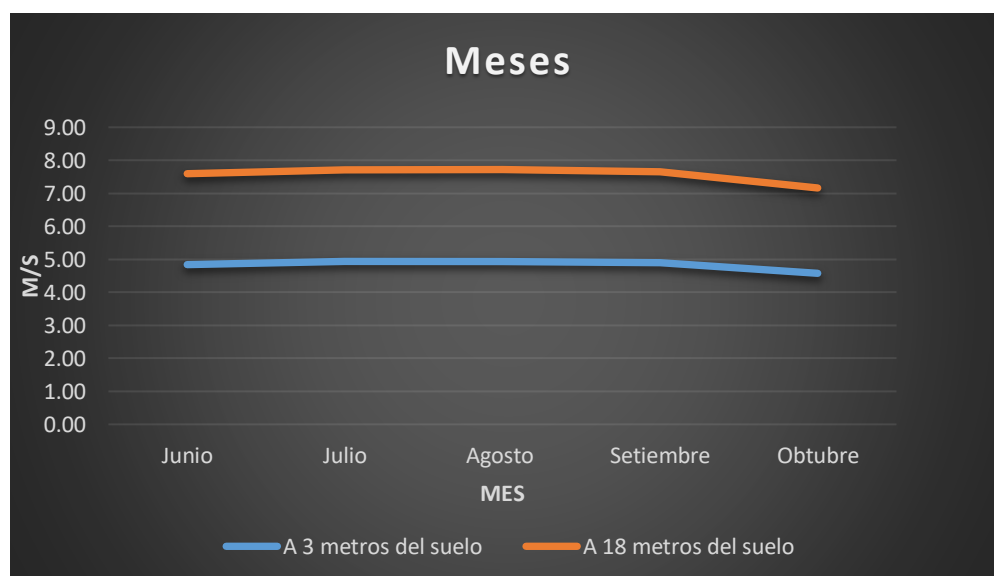
5.3. Velocidades de viento promedio

Tabla 3: Velocidades de viento promedio

	Junio		Julio		Agosto		Setiembre		Octubre	
	a 3 metros	a 18 metros	a 3 metros	a 18 metros	a 3 metros	a 18 metros	a 3 metros	a 18 metros	a 3 metros	a 18 metros
1	4.58	7.17	4.92	7.70	4.94	7.74	4.90	7.67	4.81	7.52
2	4.74	7.41	4.92	7.70	4.94	7.74	4.92	7.70	4.79	7.50
3	4.75	7.43	4.92	7.70	4.94	7.74	4.92	7.70	4.78	7.48
4	4.75	7.43	4.92	7.70	4.94	7.74	4.92	7.70	4.76	7.46
5	4.78	7.48	4.92	7.70	4.94	7.74	4.92	7.70	4.74	7.41
6	4.78	7.48	4.92	7.70	4.94	7.74	4.92	7.70	4.74	7.41
7	4.81	7.52	4.92	7.70	4.94	7.74	4.90	7.67	4.72	7.39
8	4.83	7.56	4.92	7.70	4.94	7.74	4.90	7.67	4.69	7.35
9	4.82	7.54	4.92	7.70	4.94	7.74	4.90	7.67	4.69	7.35
10	4.82	7.54	4.93	7.72	4.94	7.74	4.92	7.70	4.68	7.33
11	4.83	7.56	4.93	7.72	4.93	7.72	4.92	7.70	4.65	7.28
12	4.83	7.56	4.92	7.70	4.94	7.74	4.92	7.70	4.65	7.28
13	4.88	7.63	4.92	7.70	4.93	7.72	4.92	7.70	4.63	7.24
14	4.85	7.59	4.92	7.70	4.94	7.74	4.90	7.67	4.61	7.22
15	5.01	7.85	4.92	7.70	4.94	7.74	4.90	7.67	4.58	7.17
16	4.88	7.63	4.92	7.70	4.94	7.74	4.89	7.65	4.57	7.15
17	4.88	7.63	4.92	7.70	4.94	7.74	4.89	7.65	4.56	7.13
18	4.88	7.63	4.92	7.70	4.94	7.74	4.89	7.65	4.54	7.11
19	4.89	7.65	4.93	7.72	4.93	7.72	4.89	7.65	4.51	7.06
20	4.89	7.65	4.93	7.72	4.93	7.72	4.90	7.67	4.50	7.04
21	4.88	7.63	4.93	7.72	4.92	7.70	4.89	7.65	4.49	7.02
22	4.89	7.65	4.94	7.74	4.92	7.70	4.89	7.65	4.47	7.00
23	4.89	7.65	4.94	7.74	4.92	7.70	4.89	7.65	4.47	7.00
24	4.89	7.65	4.94	7.74	4.92	7.70	4.89	7.65	4.44	6.96
25	4.90	7.67	4.94	7.74	4.92	7.70	4.88	7.63	4.44	6.96
26	4.90	7.67	4.94	7.74	4.92	7.70	4.88	7.63	4.43	6.93
27	4.90	7.67	4.94	7.74	4.92	7.70	4.85	7.59	4.43	6.93
28	4.90	7.67	4.94	7.74	4.92	7.70	4.83	7.56	4.42	6.91
29	4.90	7.67	4.96	7.76	4.92	7.70	4.82	7.54	4.42	6.91
30	4.92	7.70	4.96	7.76	4.92	7.70	4.81	7.52	4.40	6.89
31			4.94	7.74	4.90	7.67			4.22	6.61

Fuente: Elaboración propia

Figura 8: Comparación de velocidades



Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar en la última semana del mes de octubre es donde se registra el índice más bajo de velocidad de viento. Por lo cual optaremos por el análisis en esos puntos.

El viento sigue una distribución del Weibull pero en este caso para simplificar los cálculos se estima que la velocidad del viento se distribuye según un Historial de cargas, sabiendo que la mayoría de generadores empieza a producir energía pasando los 4 m/s.

Para nuestro cálculo utilizaremos los datos horarios del viento del 25 de octubre hasta 31 de octubre por ser los días con menor velocidad. Como podemos observar en la tabla N°4.

El cálculo del Histograma se realizara con la velocidad promedio de los días ya mencionados en cada hora.

Velocidad de Viento Promedio

Tabla 4: Velocidades de viento promedio

Hora	Velocidad de viento (m/s)
0:00	4.82
1:00	4.54
2:00	4.15
3:00	3.89
4:00	3.63
5:00	3.67
6:00	3.59
7:00	3.60
8:00	3.73
9:00	3.83
10:00	4.21
11:00	5.78
12:00	7.06
13:00	8.56
14:00	9.26
15:00	9.89
16:00	9.97
17:00	9.49
18:00	8.88
19:00	8.09
20:00	7.27
21:00	6.36
22:00	5.76
23:00	5.30

Fuente: Elaboración propia

Datos para el Histograma de Carga

Tabla 5: Histograma de carga

Velocidad de Viento	Cantidad de Velocidades	Velocidad Promedio en los Intervalos	Porcentaje de las Velocidades
4 - 6 m/s	7	4.94	41.2%
6 - 8 m/s	3	6.90	17.6%
8 - 10 m/s	7	9.16	41.2%

Fuente: Elaboración propia

- a) El tiempo que trabaja el aerogenerador son las 16 horas ya que no hay valores menores a 4 m/s.
- b) Los intervalos de velocidades se formó son de 4 grupos; 4-6 m/s, 6-8 m/s, 8-10 m/s, 10-12 m/s.
- c) Cantidades de velocidades: de los cuatro intervalos cuantas velocidades cada uno tiene y por lo tanto significa igual número de horas de trabajo.
- d) Porcentaje de velocidades: se realiza para reconocer el Histograma de Cargas, se obtiene para cada intervalo.

Para nuestro cálculo de diseño utilizaremos el valor promedio de todas las velocidades dadas por el Histograma de Cargas que es 7.02 m/s.

5.4. Selección del Tamaño del Aerogenerador

Para conocer el tamaño de Aerogenerador teniendo en cuenta la potencia proyectada, es necesario además obtener los valores de densidad del aire, la velocidad del viento a la altura de la góndola, y la constante de empuje (C_p).

5.4.1. Cálculo de densidad del aire

Para el cálculo de densidad de aire, es necesario contar con parámetros como la presión atmosférica y la humedad relativa del lugar.

Para ello calculamos inicialmente la presión barométrica considerando la altura de la góndola respecto al nivel del mar. La altitud del terreno donde se ubica el molino es de 16 msnm que es la altitud de distrito de Mórrope.

5.4.2. Cálculo de la presión barométrica:

$$P = P_o e^{\alpha \gamma}$$

Donde:

- ✓ P: Presión barométrica (mbar)
- ✓ P_o : Presión atmosférica normalizada (mbar)
- ✓ γ : Altura sobre el nivel del mar (km)
- ✓ α : Constante igual a 0.116km

Tenemos:

La altura de la torre es de 18 m por lo tanto una altitud de 34 msnm.

Reemplazamos:

$$P = P_0 e^{\alpha y}$$

$$P = 1013,25(2.71828)^{0.116 \times 0,034}$$

$$P = 1017.96 \text{ mbar}$$

5.4.3. Calculamos la densidad del aire:

$$\rho = 1.225 \frac{288.15}{T} \frac{P}{1013.3}$$

Donde:

- ✓ ρ : densidad del aire
- ✓ P: Presión barométrica (mbar)
- ✓ T: temperatura (K)

La temperatura promedio en el distrito de Mórrope es de 22.6 °C a convertirlos a Kelvin es 295.75 K.

Reemplazamos:

$$\rho = 1.225 \frac{288.15}{T} \frac{P}{1013.3}$$

$$\rho = 1.225 \frac{288.15}{295.75} \frac{1017.96}{1013.3}$$

$$\rho = 1.198 \text{ kg/m}^3$$

5.4.4. Cálculo de la Potencia Eólica (P_{eolico})

En primer lugar seleccionamos el diámetro del rotor del aerogenerador, en el cual la más viable es de 15 metros de diámetro ya que es una medida comercial de rotores según la fábrica de aerogeneradores “VESTAS”. Entonces:

$$A = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A = \frac{\pi \times 15^2}{4}$$

$$A = 117 \text{ m}^2$$

Donde:

✓ A : Area de barrido del rotor (m^2)

✓ d : diametro del rotor (m)

Reemplazando:

$$P_{eolico} = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

$$P_{eolico} = \frac{1}{2} \times 1.198 \times 117 \times (7.02^3)$$

$$P_{eolico} = 24245.10 \text{ W}$$

Donde:

✓ P_{eolico} : Potencia eolica (W)

✓ ρ : densidad del aire ($\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$)

✓ A : area (m^2)

✓ V : velocidad ($\frac{\text{m}}{\text{s}}$)

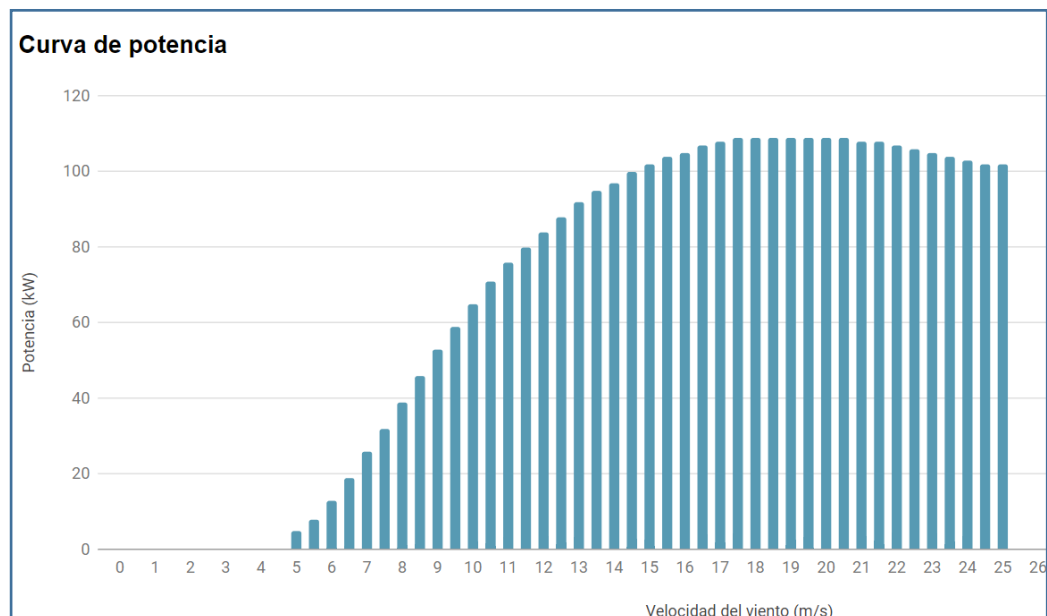
Datos del Aerogenerador

Tabla 6: Datos del aerogenerador

Características	Datos
Modelo	Vestas V15
Potencia Nominal	55 kW
Voltaje nominal	240 Vcc
Diametro del aspa	15 m
Area de barrido	117 m ²
Velocidad de viento inicial	4 m/s
Velocidad de viento Nominal	16 m/s
Velocidad de viento Maxima	25 m/s
Numero de cuchillas	3
Generador	ASync
Altura de la torre	18

Fuente: Catalogo Vestas.

Figura 9: Curva de potencia del aerogenerador



Fuente: Catalogo Vestas

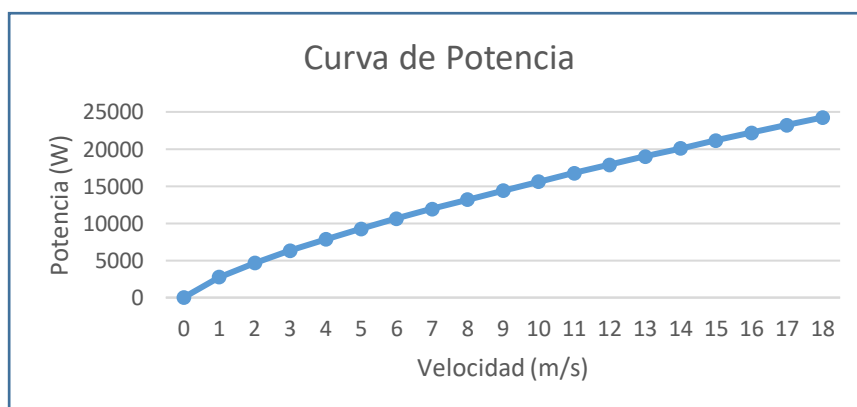
5.4.5. Curva de Potencia

Es la variación de potencia respecto al cambio de velocidad en la zona.

Altura (m)	Velocidad (m/s)	Potencial Eólico (W)
0	0.00	0
1	3.41	2773.69744
2	4.05	4664.78446
3	4.49	6322.66288
4	4.82	7845.20107
5	5.10	9274.41635
6	5.33	10633.4091
7	5.54	11936.6543
8	5.73	13194.0029
9	5.90	14412.5547
10	6.06	15597.6469
11	6.21	16753.4247
12	6.34	17883.1912
13	6.47	18989.6342
14	6.59	20074.9796
15	6.71	21141.0975
16	6.82	22189.5795
17	6.92	23221.7944
18	7.02	24238.9311

Fuente: Elaboración propia

Figura 10: Curva de potencia de la zona



Fuente: Elaboración propia

5.4.6. Cálculo de la Potencia Mecánica del Rotor ($P_{mec.rot}$)

$$P_{mec.rot} = C_p \times (P_{eolico})$$

$$P_{mec.rot} = 0.59 \times (24245.10)$$

$$P_{mec.rot} = 14304.61 \text{ W}$$

Donde:

- ✓ $P_{mec.rot}$: potencia mecanica del rotor
- ✓ C_p : coeficiente de potencia 0.59(para generacion de electricidad)
- ✓ P_{eolica} : Potencia eolica (W)

5.4.7. Cálculo de Potencia Eléctrica

$$P_{elec} = P_{mec.rot} \times R_{sm}$$

$$P_{elec} = 14304.61 \times 0.95$$

$$P_{elec} = 13589.38 \text{ W}$$

Donde:

- ✓ P_{elec} : Potencia electrica (W)
- ✓ $P_{mec.rot}$: potencia mecanica del rotor
- ✓ R_{sm} : rendimiento del sistema mecanico 0.95

5.4.8. Cálculo de Energía del Aerogenerador (E_A)

$$E_A = P_{elec} \times H_t \times R_{se}$$

$$E_A = 13589.37 \times 17 \times 0.95$$

$$E_A = 219468.48 \text{ Wh}$$

Entonces la producción de energía anual estimada por la turbina (PEEA) es:

$$PEEA = 219468.48 \times 365$$

$$PEEA = 80105996.73 \text{ Wh/año}$$

$$PEEA = 80105.99 \frac{kWh}{año}$$

Donde:

- ✓ P_{elec} : potencia eléctrica (W)
- ✓ H_t : horas de trabajo (horas)
- ✓ R_{se} : rendimiento del sistema eléctrico (0.95)
- ✓ $PEEA$: Producción de energía anual estimada por la turbina ($\frac{kWh}{año}$)

Como tenemos entendido las pérdidas de un motor de combustión interna son mayores a las de un motor eléctrico, es por ello que con el cálculo de potencial eólico y tomando referencias otros molinos que son movidos mediante motores eléctricos, se ha llegado a seleccionar un motor eléctrico de 37kW. Dado que si cumple con la energía generada por el aerogenerador.

5.4.9. Calculamos el CEA en el motor eléctrico

Es la energía consumida por el motor eléctrico.

Tiempo de trabajo

Horas de trabajo: 8 horas diarias

Días de trabajo: 20 días al mes

Potencia: 50 HP

Potencia: 37.28 kW

Demanda diaria:

$$Demanda = Potencia \times Horas de trabajo$$

$$Demanda = 37.28kW \times 8 horas$$

$$Demanda = 298.24kW.h$$

Demanda al mes:

$$Demanda mensual = Demanda diaria \times Dias de trabajo al mes$$

$$Demanda mensual = 298.24kW.h \times 20 dias$$

$$Demanda mensual = 5964.8kW.h/dias$$

$$Demanda anual = 5964.8kW.h/dia * 12meses$$

$$Demanda anual = 71577.6kWh/año$$

Comparación de energía producida y energía consumida.

$$\frac{PEEA}{CEA} > 1$$

$$\frac{80105.99}{71577.6} > 1$$

$$1.119 > 1$$

Por lo tanto la turbina producirá más energía que la requerida por el motor en el molino de yeso.

5.4.10. Baterías

Cualquier batería está hecha de un numero de celdas conectadas en serie, por lo que el voltaje suma un valor estándar, como 12volitios, 24 voltios y 48 voltios.

➤ Capacidad total de las baterías (C_t)

$$C_t = \frac{E_d \times N}{V \times pd}$$

$$C_t = \frac{864000 \times 2}{48 \times 0.7}$$

$$C_t = 51428.57 Ah$$

Donde:

- ✓ C_t : Capacidad total del banco de baterías.
- ✓ N : Días de autonomía del sistema.
- ✓ pd : Profundidad de descarga.
- ✓ V : Voltaje de trabajo del sistema.

➤ Numero de Baterías

$$n^{\circ} = \frac{C_t}{C_b}$$

$$n^{\circ} = \frac{51428.57}{1500}$$

$$n^{\circ} = 34.28$$

$$n^{\circ} = 34$$

Donde:

✓ C_t : Capacidad total de la batería.

✓ C_b : Capacidad de la batería.

Se seleccionó 34 unidades de baterías de 1500Ah obteniendo una capacidad total de 51000Ah, ya que es el más aproximado a 51428,57 A.

5.4.11. Numero de Reguladores

$$N_{Reg} = \frac{I_{Reg}}{i_{reg}}$$

Se determina la corriente de salida del regulador

$$i_{reg} = i_{NA} \times 1.25$$

$$i_{NA} = \frac{P_{NA}}{V_{NA}}$$

$$i_{NA} = \frac{23101.12W}{400V}$$

$$i_{NA} = 57.75 A$$

Entonces:

$$i_{reg} = 57.75 \times 1.25$$

$$i_{reg} = 72.191 \text{ A}$$

Donde:

- ✓ 1.25: *Factor de seguridad del regulador*
- ✓ i_{NA} : *Corriente nominal del aerogenerador (A)*
- ✓ P_{NA} : *Potencia nominal del aerogenerador (W)*
- ✓ V_{NA} : *Voltaje nominal del aerogenerador (V)*

Por lo tanto el número de reguladores son:

$$N_{reg} = \frac{I_{Reg}}{i_{reg}}$$

$$N_{reg} = \frac{80A}{72.191A}$$

$$N_{reg} = 1.108$$

Por lo tanto se seleccionó un regulador de 80 A con una tensión nominal de 48v.

Tabla 7: Datos del regulador

Características	Datos
Modelo del producto	FLEXmax FM80
Voltaje	48V
Voltaje de entrada de energía solar o Eólica	150 V
Corriente eléctrica de carga	80 A
Voltaje desconectado de sobretensión	70V
Perdida de no carga	$\leq 15\text{mA}$
Caída de voltaje del circuito de carga	$\leq 0.5\text{V}$
Caída de voltaje del circuito de descarga	$\leq 0.16\text{V}$
Voltaje de carga absorbida	16.6V
Voltaje de carga igualada	16.6V
Duración de carga de absorbido	2 horas
Temperatura de almacenamiento	40°C
Peso total	1.50 Kg

Fuente: Catálogo Monsolar.

5.4.12. Número de Inversores

➤ Potencia del inversor

Potencia del motor (W): 37.28kW

$$P_{inv} = P_M \times 1.5$$

$$P_{inv} = 37280 \times 1.5$$

$$P_{inv} = 55920 \text{ W}$$

Donde:

✓ P_{inv} : Potencia del inversor seleccionado (W)

✓ P_M : Potencia del motor (W)

Numero de Inversores

$$N_{inv} = \frac{P_M}{P_{inv}}$$

$$N_{inv} = \frac{37280}{55920}$$

$$N_{inv} = 0.67$$

$$N_{inv} \equiv 1$$

Como es difícil encontrar reguladores de 50kW a más se optó por seleccionar dos reguladores de 300000 W.

Tabla 8: Datos del inversor

Características	Datos
Modelo	SUNTREE 30 KWHD
Potencia de salida	30000 W
Potencia de entrada	40000 Wp
Potencia aparente maximo	2200VA
Tension de entrada	650 V
Eficiencia	97%
Tension de salida	3/N/PE:220V
Salidas	3

Fuente: Catalogo SUNTRE

5.4.13. Evaluación Financiera del proyecto

En esta parte, se presentara la evaluación financiera del proyecto, determinando la factibilidad económica mediante el cálculo del VAN Y el TIR del flujo financiero proyectado para 20 años.

➤ Inversión

La inversión es la suma del costo del sistema eólico más el costo montaje, instalación del aerogenerador.

a) Costos del sistema eólico

Tabla 9: Costos del sistema eólico

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (\$)	COSTO TOTAL (\$)	COSTO TOTAL S/.
Aerogenerador + Torre VESTAS V15	UND	1	60000.00	60000.00	202200
Bateria Hoppecke OPZS 1500 Ah	UND	34	250.00	8500.00	28645
Regulador FLEXmax FM80	UND	1	720.00	720.00	2426.4
Inversor SUNTREE 30 KW	UND	2	1460.00	2920.00	9840.4
Motor de 50 HP	UND	1	5490.00	5490.00	18501.3
TOTAL (Incluye IGV)				77630.00	261613.1

Fuente: Elaboración propia

b) Costos de mano de obra, instalación y equipos

Tabla 10: Mano de obra, instalación y equipos

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTOS UNITARIOS (\$)	COSTOS TOTAL (\$)	COSTOS TOTAL S/.
Montaje y ensamblaje del sistema eolico	UND	1	200	200	674
Traslado del aerogenerador	UND	1	300	300	1011
Inatacion del aerogenerador	UND	1	120	120	404.4
Mano de obra	PERSONAS	6	20	120	404.4
TOTAL				740	2493.8

Fuente: Elaboración propia

c) Costos totales

Tabla 11: Costos totales

GASTOS TOTALES	TOTAL (\$)	TOTAL (S/.)
COSTO DEL SISTEMA EOLICO	77630.00	261613.1
COSTO DE MANO DE OBRA - INSTALACION	740.00	2493.8
TOTAL	78370.00	264106.9

Fuente: Elaboración propia

➤ **Gastos**

El trabajo de mantenimiento se realizara cada 8 meses, lo cual es costo por cada trabajo de mantenimiento que incluye personal capacitado herramientas y accesorios es de 1500.00 USD, que equivalente a la moneda nacional es de S/ 5055.00.

a) **Costos de ahorro del Motor Diésel**

Dado que el motor Diésel generaba egresos para el molino; como mantenimiento, traslado de combustible, operación, etc.

Esto generaba una suma fuerte para el molino.

Tabla 12: Gastos del motor Diésel

Galones diarios de Diesel	12	gal
Mantenimiento	20	días
Bateria	1	año
Balde de refrigerante	6	meses
Reparacion	2	años
Tiempo de trabajo	20	días

Precios		
Precio por galon	12.45	nuevos soles
Costo de Mantenimiento	300	nuevos soles
Transportes de Combustible	5	soles diaros
Precio de Batria	250	nuevos soles
Precio de Refrigerante	200	nuevos soles
Costo por Repacion	7000	nuevos soles

Costo Mensual	3733.83	nuevos soles
Costo Anual	44806	nuevos soles

Por lo tal los ingresos del proyecto más la cantidad de mantenimiento del aerogenerador.

5.4.13.1.Cálculo del VAN

Con el fin de averiguar la inversión realizada producirá ganancias o pérdidas, se calculara los Flujos Netos de Efectividad por cada periodo.

a) Flujo Neto Efectivo

Tabla 13: Flujo Neto Efectivo

AÑO	COSTO POR MANTENIMIENTO (S/.)	MOTOR DIESEL (S/.)	COSTO TOTAL (S/.)
1	5055	44806	49861
2	10110	44806	54916
3	5055	44806	49861
4	10110	44806	54916
5	5055	44806	49861
6	10110	44806	54916
7	5055	44806	49861
8	10110	44806	54916
9	5055	44806	49861
10	10110	44806	54916
11	5055	44806	49861
12	10110	44806	54916
13	5055	44806	49861
14	10110	44806	54916
15	5055	44806	49861
16	10110	44806	54916
17	5055	44806	49861
18	10110	44806	54916
19	5055	44806	49861
20	10110	44806	54916

Fuente: Elaboración propia

Tener en cuenta que del año 1 al 20 son flujos proyectados, como son cada 8 meses de mantenimiento no son los mismos costos.

Se realiza el cálculo del VAN mediante el programa Microsoft Excel.

Tabla 14: Calculo del VAN

DATOS	VALORES
NUMERO DE PERIODOS	20
TIEMPO DE PERIODO	ANUAL
TASA DE DESCUENTO	8%

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FLUJO NETO DE EFECTIVO PROYECTADO	-264106.9	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916	49861	54916

VAN	149075
-----	--------

5.4.13.2.Cálculo del TIR

Se realiza el cálculo para hallar el TIR mediante el programa Microsoft EXCEL.

El TIR se compara con la tasa mínima o tasa de corte, si la inversión no tiene riesgo. Si la tasa de rendimiento del proyecto (TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en lo contrario, se rechaza:

Tabla 15: Cálculo del TIR

AÑO	COSTO TOTAL (S/.)
1	49861
2	54916
3	49861
4	54916
5	49861
6	54916
7	49861
8	54916
9	49861
10	54916
11	49861
12	54916
13	49861
14	54916
15	49861
16	54916
17	49861
18	54916
19	49861
20	54916

TIR=	19%
------	-----

Por lo tanto se llega a la conclusión que el proyecto es viable con un VAN de 149075

Nuevos soles y con un TIR del 19%.

5.4.13.3. Amortización

El periodo de amortización es el valor más importante a la hora de evaluar la viabilidad económica del proyecto, ya que dependiendo de este dato el dueño del molino optara por llevar a cabo el proyecto eólico, o por lo contrario, desestiman hacer la inversión.

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{\text{Costos de inversión}}{\text{Ingresos anuales} - \text{costos de mantenimiento}}$$

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{261613.1 \text{ S/.}}{44806 \frac{\text{S/.}}{\text{año}} - 5055 \text{ S/.}}$$

$$\text{Plazo de amortización} = 6.58 \text{ años}$$

Con lo que se estima que la inversión de la Mini Central Eólica estará totalmente amortizada en un periodo de 6.58 años.

Considerando que la vida útil de un aerogenerador de las características del proyecto está por encima de los 20 años, podemos afirmar que a partir del noveno año la inversión sería totalmente amortizada a partir de ahí hasta el final de la vida útil del aerogenerador.

VI: CONCLUSIONES

- 1) Se obtuvo una velocidad promedio de 7.02 m/s a una altura de 18 m en el mes más crítico que fue el mes de octubre, un potencial eólico de 24245.10 W, un potencial eléctrico de 13589.38 W y por último se determinó la energía que produce el aerogenerador, que es 80105.99 kW.h/año.
- 2) Se llegó a la conclusión que la energía promedio diaria que necesita el molino para ser abastecido es de 297.6 kW.h/día y una máxima demanda de 37 kW.
- 3) Luego de realizar los cálculos correspondientes pudimos obtener los siguientes componentes: 01 aerogenerador VESTAS V15 de 55 kW, 34 baterías HOPPECKE OPZS de 1500 Ah cada una, 01 regulador FLEXMAX FM80 de 80 A, 01 inversor SUNTREE de 30 kW, 01 motor eléctrico de 37kW.
- 4) El proyecto es viable económicamente con un presupuesto de inversión inicial de S/. 261613.1, un VAN de S/. 149075 y una TIR DE 19%. Dado que está proyectado hacia 20 años que es la vida útil del aerogenerador tiene un plazo de amortización es de 6.64 años.

BIOGRAFIA

- Bayon Gomes , Cebara Miranda , R., & Del Castillo Gomes , L. (2010). *Diseño de un parque eolico de 6 MW en Malpica de Bergantilos, La Coruña*. La Coruña.
- Flores, R. (2012). *Evaluacion del Recurso Eólico de la UNS para proyeccion de un bosuqe eólico de autogeneración* . Chimbote, Perú: Universidad Nacional del Santa .
- Galindo. (2013). *Pre Factibilidad de los Parques eólicos maritimos*. Zacatenco, Mexico.
- Jordan. (2009). *Estudio de la utilizacion de la energia eólica para la generacion de la electicidad en un asentamiento humano de San Juan de Marcona* . Lima, Peru: Universidad Catolica del Peru .
- Monsolar. (s.f.). *Estructuras solares* . Obtenido de Estructuras solares : <https://www.monsolar.com>
- Ramos, C. (2019). *Dimensionamiento y seleccion de un sistema eolico para la generacion de energia electrica en el sistema de bombeo de agua para el centro poblado La Ranchera Bodegones-Lambayeque* . Lambayeque, Peru : Universidad Nacional Pedro Ruis Gallo .
- Sandoval, T. (2019). *Diseño de un sistema de generacion hibrido eólico solar para la electrificación rural al caserío San Pablo del Distrito de Pacora provincia y distrito de Lambayeque* . Lambayeque, Peru : Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo.
- SENAMHI-PERU. (2016). *Atlas Eólico del Perú*. Obtenido de Atlas Eólico del Perú : <http://www.minem.gob.pe>
- Vestas, A. (2019). *Aerogeneradores Vestas* . Obtenido de <https://en.wind-turbine-models.com>

Weatherspark. (25 de Noviembre de 2019). *Data de clima en el distrito de Mórrope* .

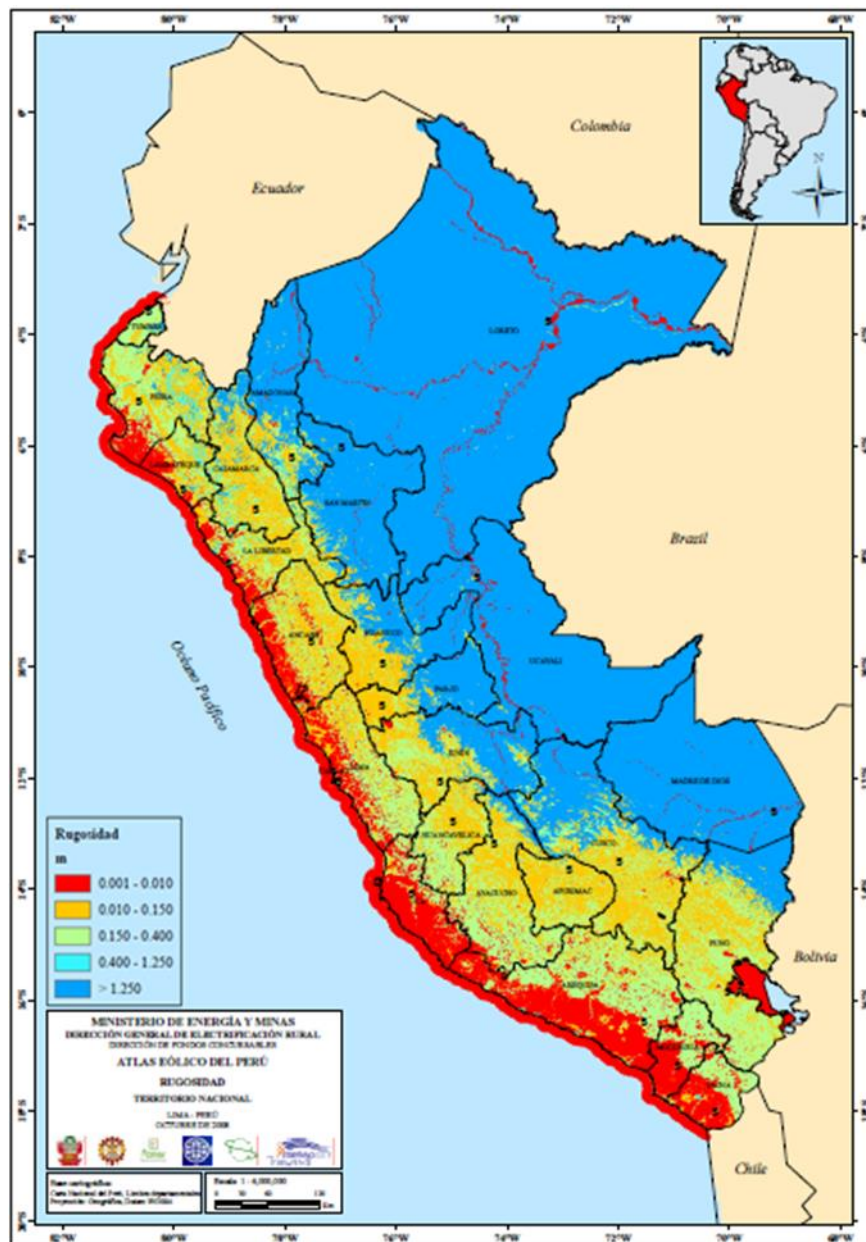
Obtenido de Data de clima en el distrito de Mórrope :

<https://es.weatherspark.com/y/18253/Clima-promedio-en-M%C3%B3rrope-Per%C3%BA-durante-todo-el-a%C3%B1o>

ANEXOS

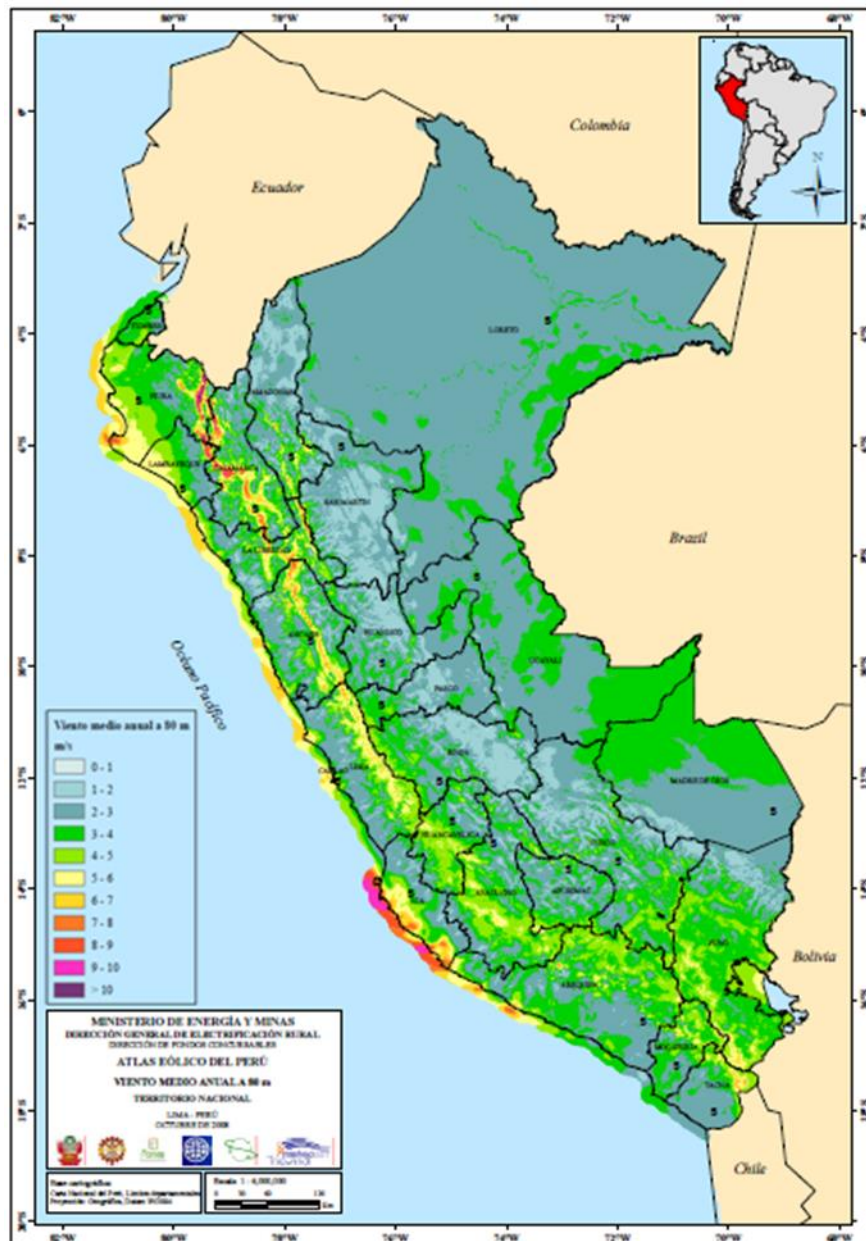
Anexo 1

Mapa 1. Mapa de Rugosidad Eólica del Perú



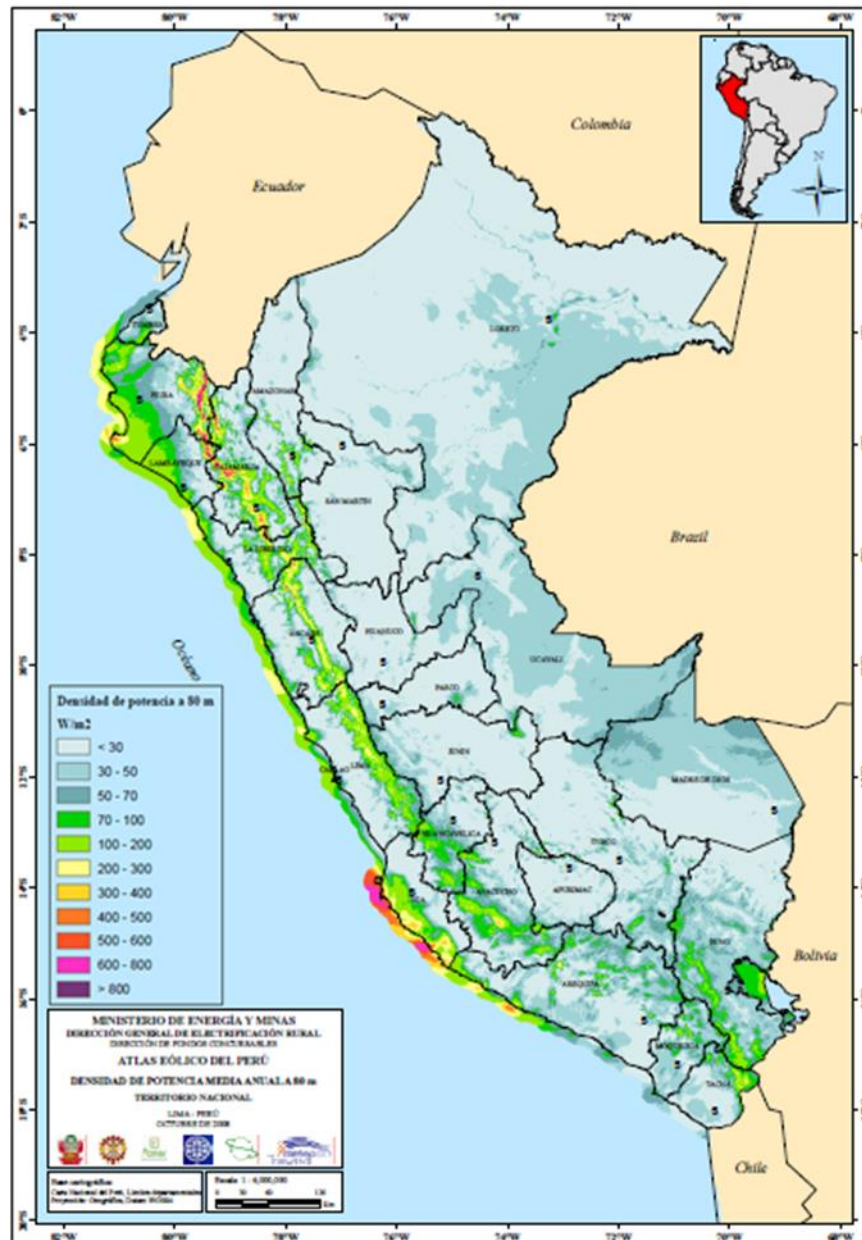
Fuente: Atlas Eólico del Perú

Mapa 2. Mapa de Velocidad Eólico del Perú



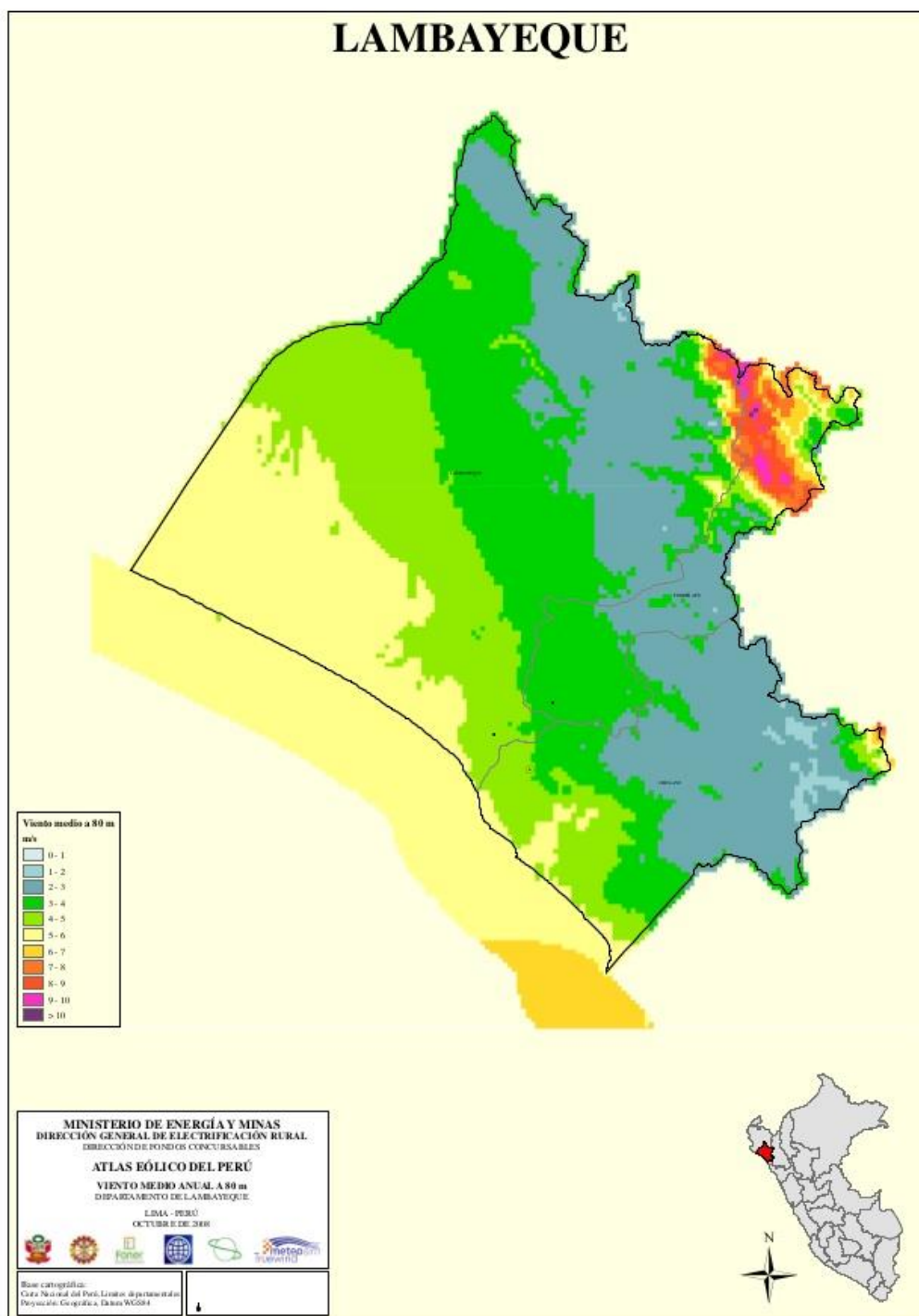
Fuente: Atlas Eólico del Perú

Mapa 3. Mapa de Densidad de Potencia Eólica del Perú



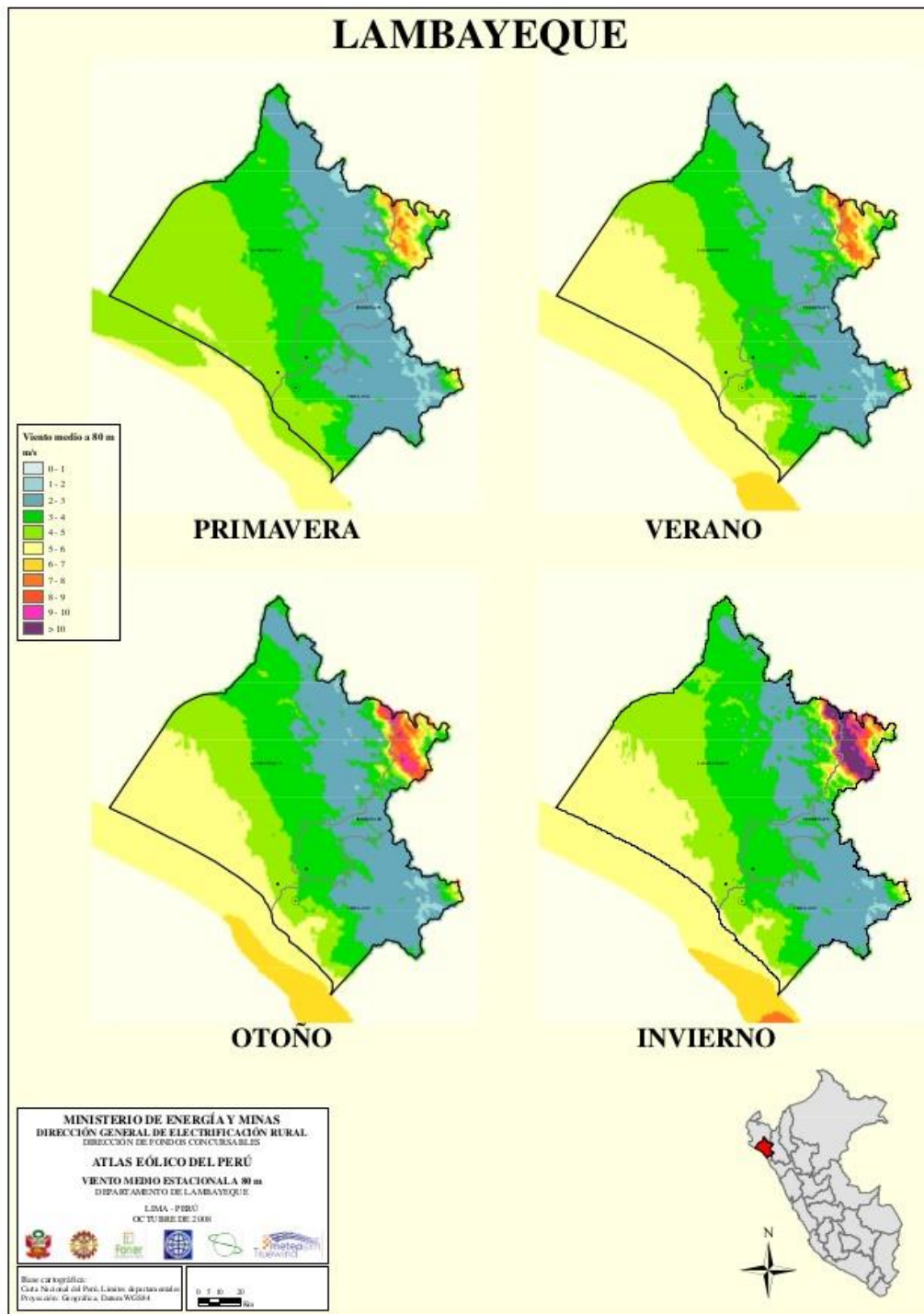
Fuente: Atlas Eólico del Perú

Mapa 4. Mapa Eólico de Lambayeque



Fuente: Atlas Eólico del Perú

Mapa 5. Mapa Eólico de Lambayeque (Estaciones)



Fuente: Atlas Eólico del Perú

Anexo 2

Aerogenerador Vestas V15

De energía	
Potencia nominal:	55.0 kW
Rangos de potencia flexibles:	-
Velocidad del viento:	4.0 m/s
Velocidad nominal del viento:	16.0 m/s
Velocidad del viento de corte:	25.0 m/s
Velocidad del viento de supervivencia:	50.0 m/s
Hélice	
diámetro:	15.0 m
superficie del rotor:	177.0 m ²
número de hojas:	3

Fuente: Recuperado de <http://www.vestas.com>

Motor eléctrico de 37 KW



FICHA TÉCNICA	
Corriente	Trifásica (380 Volt)
Frame	225S
Diámetro Eje	60 mm
RPM	1500 / 4 Polos
Protección	IP 55
Origen	Eslovaquia / Alemania
Potencia	50 HP / 37 kW
Flange	B3

Fuente: Siemens

Anexo 3

Mediciones de viento: Mes de junio

Mes de Junio					
				A 3 metros del suelo	A 18 metros del suelo
Dia	Velocidad Minima (km/h)	Velocidad Maxima (km/h)	Velocidad Media (Km/h)	Velocidad Media (m/s)	Velocidad Media (m/s)
01/06/2019	9	24	16.5	4.58	7.17
02/06/2019	9.3	24.8	17.05	4.74	7.41
03/06/2019	9.3	24.9	17.1	4.75	7.43
04/06/2019	9.3	24.9	17.1	4.75	7.43
05/06/2019	9.3	25.1	17.2	4.78	7.48
06/06/2019	9.3	25.1	17.2	4.78	7.48
07/06/2019	9.4	25.2	17.3	4.81	7.52
08/06/2019	9.5	25.3	17.4	4.83	7.56
09/06/2019	9.3	25.4	17.35	4.82	7.54
10/06/2019	9.3	25.4	17.35	4.82	7.54
11/06/2019	9.3	25.5	17.4	4.83	7.56
12/06/2019	9.3	25.5	17.4	4.83	7.56
13/06/2019	9.5	25.6	17.55	4.88	7.63
14/06/2019	9.3	25.6	17.45	4.85	7.59
15/06/2019	9.5	26.6	18.05	5.01	7.85
16/06/2019	9.4	25.7	17.55	4.88	7.63
17/06/2019	9.4	25.7	17.55	4.88	7.63
18/06/2019	9.4	25.7	17.55	4.88	7.63
19/06/2019	9.4	25.8	17.6	4.89	7.65
20/06/2019	9.4	25.8	17.6	4.89	7.65
21/06/2019	9.3	25.8	17.55	4.88	7.63
22/06/2019	9.3	25.9	17.6	4.89	7.65
23/06/2019	9.3	25.9	17.6	4.89	7.65
24/06/2019	9.3	25.9	17.6	4.89	7.65
25/06/2019	9.3	26	17.65	4.90	7.67
26/06/2019	9.3	26	17.65	4.90	7.67
27/06/2019	9.3	26	17.65	4.90	7.67
28/06/2019	9.3	26	17.65	4.90	7.67
29/06/2019	9.3	26	17.65	4.90	7.67
30/06/2019	9.3	26.1	17.7	4.92	7.70
Promedio	9.33	25.5733333	17.4516667	4.85	7.59

Mediciones de viento: Mes de julio

Mes de Julio					
				A 3 metros del suelo	A 18 metros del suelo
Dia	Velocidad Minima (km/h)	Velocidad Maxima (km/h)	Velocidad Media (km/h)	Velocidad Media (m/s)	Velocidad Media (m/s)
01/07/2019	9.3	26.1	17.7	4.92	7.70
02/07/2019	9.3	26.1	17.7	4.92	7.70
03/07/2019	9.3	26.1	17.7	4.92	7.70
04/07/2019	9.3	26.1	17.7	4.92	7.70
05/07/2019	9.2	26.2	17.7	4.92	7.70
06/07/2019	9.2	26.2	17.7	4.92	7.70
07/07/2019	9.2	26.2	17.7	4.92	7.70
08/07/2019	9.2	26.2	17.7	4.92	7.70
09/07/2019	9.2	26.2	17.7	4.92	7.70
10/07/2019	9.2	26.3	17.75	4.93	7.72
11/07/2019	9.2	26.3	17.75	4.93	7.72
12/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
13/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
14/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
15/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
16/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
17/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
18/07/2019	9.1	26.3	17.7	4.92	7.70
19/07/2019	9.1	26.4	17.75	4.93	7.72
20/07/2019	9.1	26.4	17.75	4.93	7.72
21/07/2019	9.1	26.4	17.75	4.93	7.72
22/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
23/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
24/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
25/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
26/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
27/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
28/07/2019	9.1	26.5	17.8	4.94	7.74
29/07/2019	9.1	26.6	17.85	4.96	7.76
30/07/2019	9.1	26.6	17.85	4.96	7.76
31/07/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
Promedio	9.14516129	26.3419355	17.7435484	4.93	7.71

Mediciones de viento: Mes de agosto

Mes de Agosto					
				A 3 metros del suelo	A 18 metros del suelo
Dia	Velocidad Minima (km/h)	Velocidad Maxima (km/h)	Velocidad Media (km/h)	Velocidad Media (m/s)	Velocidad Media m/s)
01/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
02/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
03/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
04/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
05/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
06/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
07/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
08/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
09/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
10/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
11/08/2019	8.9	26.6	17.75	4.93	7.72
12/08/2019	9	26.6	17.8	4.94	7.74
13/08/2019	8.9	26.6	17.75	4.93	7.72
14/08/2019	8.9	26.7	17.8	4.94	7.74
15/08/2019	8.9	26.7	17.8	4.94	7.74
16/08/2019	8.9	26.7	17.8	4.94	7.74
17/08/2019	8.9	26.7	17.8	4.94	7.74
18/08/2019	8.9	26.7	17.8	4.94	7.74
19/08/2019	8.9	26.6	17.75	4.93	7.72
20/08/2019	8.9	26.6	17.75	4.93	7.72
21/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
22/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
23/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
24/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
25/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
26/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
27/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
28/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
29/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
30/08/2019	8.8	26.6	17.7	4.92	7.70
31/08/2019	8.8	26.5	17.65	4.90	7.67
Promedio	8.9	26.6129032	17.7564516	4.93	7.72

Mediciones de viento: Mes de setiembre

Mes de Setiembre					
				A 3 metros del suelo	A 18 metros del suelo
Dia	Velocidad Minima (km/h)	Velocidad Maxima (km/h)	Velocidad Media (km/h)	Velocidad Media (m/s)	Velocidad Media (m/s)
01/09/2019	8.8	26.5	17.65	4.90	7.67
02/09/2019	8.9	26.5	17.7	4.92	7.70
03/09/2019	8.9	26.5	17.7	4.92	7.70
04/09/2019	8.9	26.5	17.7	4.92	7.70
05/09/2019	8.9	26.5	17.7	4.92	7.70
06/09/2019	8.9	26.5	17.7	4.92	7.70
07/09/2019	8.9	26.4	17.65	4.90	7.67
08/09/2019	8.9	26.4	17.65	4.90	7.67
09/09/2019	8.9	26.4	17.65	4.90	7.67
10/09/2019	9	26.4	17.7	4.92	7.70
11/09/2019	9	26.4	17.7	4.92	7.70
12/09/2019	9	26.4	17.7	4.92	7.70
13/09/2019	9	26.4	17.7	4.92	7.70
14/09/2019	9	26.3	17.65	4.90	7.67
15/09/2019	9	26.3	17.65	4.90	7.67
16/09/2019	9	26.2	17.6	4.89	7.65
17/09/2019	9	26.2	17.6	4.89	7.65
18/09/2019	9	26.2	17.6	4.89	7.65
19/09/2019	9	26.2	17.6	4.89	7.65
20/09/2019	9.1	26.2	17.65	4.90	7.67
21/09/2019	9.1	26.1	17.6	4.89	7.65
22/09/2019	9.1	26.1	17.6	4.89	7.65
23/09/2019	9.1	26.1	17.6	4.89	7.65
24/09/2019	9.1	26.1	17.6	4.89	7.65
25/09/2019	9.1	26	17.55	4.88	7.63
26/09/2019	9.1	26	17.55	4.88	7.63
27/09/2019	9	25.9	17.45	4.85	7.59
28/09/2019	9	25.8	17.4	4.83	7.56
29/09/2019	9	25.7	17.35	4.82	7.54
30/09/2019	9	25.6	17.3	4.81	7.52
Promedio	8.99	26.2266667	17.6083333	4.89	7.66

Mediciones de viento: Mes de octubre

Mes de Octubre					
				A 3 metros del suelo	A 18 metros del suelo
Día	Velocidad Minima (km/h)	Velocidad Maxima (km/h)	Velocidad Media (km/h)	Velocidad Media (m/s)	Velocidad Media (m/s)
01/10/2019	9	25.6	17.3	4.81	7.52
02/10/2019	8.9	25.6	17.25	4.79	7.50
03/10/2019	8.9	25.5	17.2	4.78	7.48
04/10/2019	8.9	25.4	17.15	4.76	7.46
05/10/2019	8.8	25.3	17.05	4.74	7.41
06/10/2019	8.8	25.3	17.05	4.74	7.41
07/10/2019	8.8	25.2	17	4.72	7.39
08/10/2019	8.7	25.1	16.9	4.69	7.35
09/10/2019	8.7	25.1	16.9	4.69	7.35
10/10/2019	8.7	25	16.85	4.68	7.33
11/10/2019	8.6	24.9	16.75	4.65	7.28
12/10/2019	8.6	24.9	16.75	4.65	7.28
13/10/2019	8.5	24.8	16.65	4.63	7.24
14/10/2019	8.5	24.7	16.6	4.61	7.22
15/10/2019	8.4	24.6	16.5	4.58	7.17
16/10/2019	8.4	24.5	16.45	4.57	7.15
17/10/2019	8.4	24.4	16.4	4.56	7.13
18/10/2019	8.4	24.3	16.35	4.54	7.11
19/10/2019	8.3	24.2	16.25	4.51	7.06
20/10/2019	8.3	24.1	16.2	4.50	7.04
21/10/2019	8.2	24.1	16.15	4.49	7.02
22/10/2019	8.2	24	16.1	4.47	7.00
23/10/2019	8.2	24	16.1	4.47	7.00
24/10/2019	8.1	23.9	16	4.44	6.96
25/10/2019	8.1	23.9	16	4.44	6.96
26/10/2019	8.1	23.8	15.95	4.43	6.93
27/10/2019	8.1	23.8	15.95	4.43	6.93
28/10/2019	8	23.8	15.9	4.42	6.91
29/10/2019	8	23.8	15.9	4.42	6.91
30/10/2019	8	23.7	15.85	4.40	6.89
31/10/2019	7.4	23	15.2	4.22	6.61
Promedio	8.41935484	24.5258065	16.4725806	4.58	7.16

Mediciones de viento: Del 25 al 31 de octubre

Día / Hora	Velocidad Máxima (m/s)	Velocidad Mínima (m/s)	Velocidad Promedio (m/s)
25/10/2019 00:00	12.6	3.50	5.89
25/10/2019 01:00	11.3	3.14	5.28
25/10/2019 02:00	11.3	3.14	5.28
25/10/2019 03:00	11.3	3.14	5.28
25/10/2019 04:00	11.3	3.14	5.28
25/10/2019 05:00	10.8	3.00	5.05
25/10/2019 06:00	8.6	2.39	4.02
25/10/2019 07:00	7.8	2.17	3.64
25/10/2019 08:00	10.8	3.00	5.05
25/10/2019 09:00	12.4	3.44	5.79
25/10/2019 10:00	14.3	3.97	6.68
25/10/2019 11:00	17.6	4.89	8.22
25/10/2019 12:00	19.4	5.39	9.06
25/10/2019 13:00	22.6	6.28	10.56
25/10/2019 14:00	23.5	6.53	10.98
25/10/2019 15:00	24.2	6.72	11.31
25/10/2019 16:00	25.5	7.08	11.91
25/10/2019 17:00	24	6.67	11.21
25/10/2019 18:00	21.5	5.97	10.04
25/10/2019 19:00	18.3	5.08	8.55
25/10/2019 20:00	16.7	4.64	7.80
25/10/2019 21:00	14.5	4.03	6.77
25/10/2019 22:00	13.2	3.67	6.17
25/10/2019 23:00	12.1	3.36	5.65
26/10/2019 00:00	11	3.06	5.14
26/10/2019 01:00	11	3.06	5.14
26/10/2019 02:00	10	2.78	4.67
26/10/2019 03:00	8	2.22	3.74
26/10/2019 04:00	7	1.94	3.27
26/10/2019 05:00	8	2.22	3.74
26/10/2019 06:00	10	2.78	4.67
26/10/2019 07:00	11	3.06	5.14
26/10/2019 08:00	12	3.33	5.61
26/10/2019 09:00	13	3.61	6.07
26/10/2019 10:00	14	3.89	6.54
26/10/2019 11:00	17	4.72	7.94
26/10/2019 12:00	19	5.28	8.88
26/10/2019 13:00	22	6.11	10.28
26/10/2019 14:00	23	6.39	10.74
26/10/2019 15:00	24	6.67	11.21
26/10/2019 16:00	25	6.94	11.68
26/10/2019 17:00	23	6.39	10.74
26/10/2019 18:00	21	5.83	9.81

26/10/2019 19:00	18	5.00	8.41
26/10/2019 20:00	16	4.44	7.47
26/10/2019 21:00	14	3.89	6.54
26/10/2019 22:00	13	3.61	6.07
26/10/2019 23:00	12	3.33	5.61
27/10/2019 00:00	11	3.06	5.14
27/10/2019 01:00	10	2.78	4.67
27/10/2019 02:00	8	2.22	3.74
27/10/2019 03:00	7	1.94	3.27
27/10/2019 04:00	6	1.67	2.80
27/10/2019 05:00	6	1.67	2.80
27/10/2019 06:00	5	1.39	2.34
27/10/2019 07:00	5	1.39	2.34
27/10/2019 08:00	4	1.11	1.87
27/10/2019 09:00	4	1.11	1.87
27/10/2019 10:00	7	1.94	3.27
27/10/2019 11:00	11	3.06	5.14
27/10/2019 12:00	14	3.89	6.54
27/10/2019 13:00	18	5.00	8.41
27/10/2019 14:00	22	6.11	10.28
27/10/2019 15:00	25	6.94	11.68
27/10/2019 16:00	22	6.11	10.28
27/10/2019 17:00	19	5.28	8.88
27/10/2019 18:00	16	4.44	7.47
27/10/2019 19:00	13	3.61	6.07
27/10/2019 20:00	10	2.78	4.67
27/10/2019 21:00	7	1.94	3.27
27/10/2019 22:00	6	1.67	2.80
27/10/2019 23:00	6	1.67	2.80
28/10/2019 00:00	5	1.39	2.34
28/10/2019 01:00	5	1.39	2.34
28/10/2019 02:00	4	1.11	1.87
28/10/2019 03:00	4	1.11	1.87
28/10/2019 04:00	4	1.11	1.87
28/10/2019 05:00	5	1.39	2.34
28/10/2019 06:00	5	1.39	2.34
28/10/2019 07:00	6	1.67	2.80
28/10/2019 08:00	6	1.67	2.80
28/10/2019 09:00	7	1.94	3.27
28/10/2019 10:00	9	2.50	4.20
28/10/2019 11:00	11	3.06	5.14
28/10/2019 12:00	13	3.61	6.07
28/10/2019 13:00	14	3.89	6.54
28/10/2019 14:00	16	4.44	7.47
28/10/2019 15:00	18	5.00	8.41
28/10/2019 16:00	17	4.72	7.94

28/10/2019 17:00	17	4.72	7.94
28/10/2019 18:00	16	4.44	7.47
28/10/2019 19:00	15	4.17	7.01
28/10/2019 20:00	15	4.17	7.01
28/10/2019 21:00	14	3.89	6.54
28/10/2019 22:00	14	3.89	6.54
28/10/2019 23:00	13	3.61	6.07
29/10/2019 00:00	13	3.61	6.07
29/10/2019 01:00	12	3.33	5.61
29/10/2019 02:00	11	3.06	5.14
29/10/2019 03:00	10	2.78	4.67
29/10/2019 04:00	9	2.50	4.20
29/10/2019 05:00	9	2.50	4.20
29/10/2019 06:00	9	2.50	4.20
29/10/2019 07:00	9	2.50	4.20
29/10/2019 08:00	10	2.78	4.67
29/10/2019 09:00	11	3.06	5.14
29/10/2019 10:00	12	3.33	5.61
29/10/2019 11:00	15	4.17	7.01
29/10/2019 12:00	18	5.00	8.41
29/10/2019 13:00	21	5.83	9.81
29/10/2019 14:00	22	6.11	10.28
29/10/2019 15:00	22	6.11	10.28
29/10/2019 16:00	23	6.39	10.74
29/10/2019 17:00	23	6.39	10.74
29/10/2019 18:00	23	6.39	10.74
29/10/2019 19:00	22	6.11	10.28
29/10/2019 20:00	21	5.83	9.81
29/10/2019 21:00	19	5.28	8.88
29/10/2019 22:00	17	4.72	7.94
29/10/2019 23:00	15	4.17	7.01
30/10/2019 00:00	13	3.61	6.07
30/10/2019 01:00	11	3.06	5.14
30/10/2019 02:00	10	2.78	4.67
30/10/2019 03:00	9	2.50	4.20
30/10/2019 04:00	8	2.22	3.74
30/10/2019 05:00	8	2.22	3.74
30/10/2019 06:00	9	2.50	4.20
30/10/2019 07:00	9	2.50	4.20
30/10/2019 08:00	8	2.22	3.74
30/10/2019 09:00	6	1.67	2.80
30/10/2019 10:00	4	1.11	1.87
30/10/2019 11:00	10	2.78	4.67
30/10/2019 12:00	15	4.17	7.01
30/10/2019 13:00	21	5.83	9.81
30/10/2019 14:00	22	6.11	10.28

30/10/2019 15:00	23	6.39	10.74
30/10/2019 16:00	23	6.39	10.74
30/10/2019 17:00	22	6.11	10.28
30/10/2019 18:00	22	6.11	10.28
30/10/2019 19:00	21	5.83	9.81
30/10/2019 20:00	17	4.72	7.94
30/10/2019 21:00	15	4.17	7.01
30/10/2019 22:00	12	3.33	5.61
30/10/2019 23:00	10	2.78	4.67
31/10/2019 00:00	9	2.50	4.20
31/10/2019 01:00	10	2.78	4.67
31/10/2019 02:00	10	2.78	4.67
31/10/2019 03:00	11	3.06	5.14
31/10/2019 04:00	11	3.06	5.14
31/10/2019 05:00	10	2.78	4.67
31/10/2019 06:00	9	2.50	4.20
31/10/2019 07:00	8	2.22	3.74
31/10/2019 08:00	7	1.94	3.27
31/10/2019 09:00	6	1.67	2.80
31/10/2019 10:00	5	1.39	2.34
31/10/2019 11:00	8	2.22	3.74
31/10/2019 12:00	11	3.06	5.14
31/10/2019 13:00	14	3.89	6.54
31/10/2019 14:00	15	4.17	7.01
31/10/2019 15:00	17	4.72	7.94
31/10/2019 16:00	19	5.28	8.88
31/10/2019 17:00	19	5.28	8.88
31/10/2019 18:00	18	5.00	8.41
31/10/2019 19:00	18	5.00	8.41
31/10/2019 20:00	17	4.72	7.94
31/10/2019 21:00	15	4.17	7.01
31/10/2019 22:00	14	3.89	6.54
31/10/2019 23:00	14	3.89	6.54

Anexo 4

Fotografia. 1



Fotografía 2



Fotografia 3



Fotografía 4

