

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

---

---

**“Impacto energético del uso de energía eólica en  
la iluminación de la plataforma flotante arco iris -  
Pesquera Austral Group S.A.A. Coishco”**

---

---

**Tesis para obtener el Título Profesional de  
Ingeniero en Energía**

**Autorer:**

**Bach. Castañeda Tolentino, Wilmer Amado**  
**Bach. Ishikane Leon, Alexis Keichi**

**Asesor:**

**M.Sc. Calderón Torres, Hugo Rolando**  
**Código, ORCID: 0000-0002-0210-5565**  
**DNI: 32913914**

**Nuevo Chimbote - Perú**  
**2023**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGÍA**

**IMPACTO ENERGÉTICO DEL USO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA  
ILUMINACION DE LA PLATAFORMA FLOTANTE ARCO IRIS PESQUERA  
AUSTRAL GROUP S.A.A. COISHCO**

**AUTORES :**

- Bach. Castañeda Tolentino Wilmer Amado
- Bach. Ishikane Leon Alexis Keichi

---

M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torres  
ASESOR  
DNI: 32913914  
ORCID: 0000-0002-0210-5565

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR**

El presente Jurado Evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en cumplimiento del objetivo propuesto y presentado con forme al Reglamento General para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa, titulado:

**“IMPACTO ENERGÉTICO DEL USO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA  
ILUMINACION DE LA PLATAFORMA FLOTANTE ARCO IRIS PESQUERA  
AUSTRAL GROUP S.A.A. COISHCO”**

AUTORES:

- Bach. Castañeda Tolentino Wilmer Amado
- Bach. Ishikane Leon Alexis Keichi

Revisado y evaluado por el siguiente Jurado Evaluador:

Dr. Gilmer Juan Luján Guevara  
**PRESIDENTE**  
DNI: 32823443  
CÓD. ORCID: 0000-0003-4619-3795

M.Sc. Hugo Rolando Calderón Torres  
**SECRETARIO**  
DNI: 32913914  
CÓD. ORCID: 0000-0002-0210-5565

M.Sc. Julio Hipólito Néstor Escate  
Ravello  
**INTEGRANTE**  
DNI: 32850228  
CÓD. ORCID: 0000-0001-9950-2999





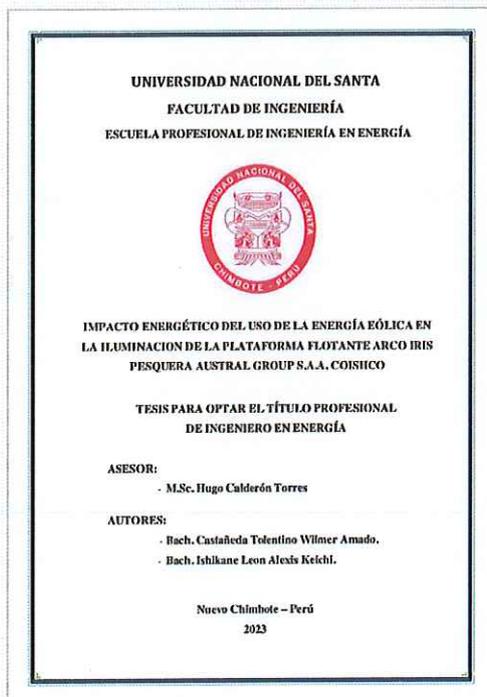


## Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Wilmer Amado Castañeda Tolentino  
Título del ejercicio: IMPACTO ENERGÉTICO DEL USO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ...  
Título de la entrega: IMPACTO ENERGÉTICO DEL USO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ...  
Nombre del archivo: Informe\_Final\_de\_Tesis,\_Wilmer\_Casta\_ed\_a\_e\_Ishikane\_Leon...  
Tamaño del archivo: 2.74M  
Total páginas: 106  
Total de palabras: 22,086  
Total de caracteres: 106,399  
Fecha de entrega: 15-ene.-2024 05:18p. m. (UTC-0500)  
Identificador de la entre... 2271555945



# IMPACTO ENERGÉTICO DEL USO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN LA ILUMINACION DE LA PLATAFORMA FLOTANTE ARCO IRIS PESQUERA AUSTRAL GROUP S.A.A. COISHCO

## INFORME DE ORIGINALIDAD

16%

INDICE DE SIMILITUD

15%

FUENTES DE INTERNET

2%

PUBLICACIONES

8%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

## FUENTES PRIMARIAS

1	<a href="http://www.colombiacompra.gov.co">www.colombiacompra.gov.co</a> Fuente de Internet	6%
2	<a href="http://qdoc.tips">qdoc.tips</a> Fuente de Internet	1%
3	<a href="http://www.coursehero.com">www.coursehero.com</a> Fuente de Internet	1%
4	<a href="http://repositorio.unprg.edu.pe">repositorio.unprg.edu.pe</a> Fuente de Internet	1%
5	<a href="http://site.sabesp.com.br">site.sabesp.com.br</a> Fuente de Internet	1%
6	<a href="http://repositorio.uns.edu.pe">repositorio.uns.edu.pe</a> Fuente de Internet	1%
7	<a href="http://es.wikipedia.org">es.wikipedia.org</a> Fuente de Internet	1%
8	Submitted to Universidad Cesar Vallejo Trabajo del estudiante	<1%

## **DEDICATORIA**

*A Dios por siempre haber guiado mi camino, dándome fortaleza en los momentos más difíciles.*

*A mis padres Otilia León Velásquez y Roberto Ishikane Jiménez, por ser mi motor y motivo en mi vida familiar y profesional. Por siempre confiar en mí en todas las decisiones que tomé, tomo y seguiré tomando. Gracias por ese apoyo incondicional que han sabido mostrarme en estos años fáciles y difíciles de mi vida profesional. Gracias por ser mi fuerza de empuje que necesito todas las mañanas para poder continuar.*

*A mis hermanos, por siempre saber brindarme apoyo y cuidado a lo largo de mi vida. Sin ustedes mi enfoque hubiera sido distinto. Gracias por dedicarme tiempo y paciencia.*

*Atentamente*

*Alexis Keichi Ishikane León*

*A Dios por estar conmigo, a mis padres que me impulsaron en esta carrera de la vida, que con su esfuerzo y mucha dedicación aportaron sus valores para que hoy pueda cumplir mis sueños, ellos que ahora desde el cielo me ven triunfar y cosechar alegrías, para mi familia, gracias, muchas gracias, te amo mamá, te amo papá.*

*Atentamente*

*Wilmer Amado Castañeda Tolentino*

## **AGRADECIMIENTO**

*Agradecimiento al M.Sc. Hugo Calderón Torres, por su acostumbrado apoyo, asesoramiento y recomendaciones brindadas para la presente tesis.*

*A todos los Docentes de la Escuela Profesional De Ingeniería en Energía, por compartir los conocimientos necesarios para elaborar la presente tesis. Sin sus conocimientos y asesoramientos nada hubiera sido posible.*

*A todos nuestros amigos pertenecientes a la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, por sus recomendaciones y colaboración al momento de realizar el informe.*

*A todos ustedes les hacemos extensivo nuestros más gratos saludos y agradecimientos.*

*Atentamente*

*Los autores*

# ÍNDICE

DEDICATORIA .....	II
AGRADECIMIENTO.....	III
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT.....	X
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN. ....	1
1.1. ANTECEDENTES .....	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.3. OBJETIVOS .....	3
<b>1.3.1. OBJETIVO GENERAL.</b> .....	3
<b>1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.</b> .....	3
1.4. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS .....	3
1.5. JUSTIFICACIÓN .....	3
1.6. LIMITACIONES DEL TRABAJO .....	4
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....	5
2.1. ORIGEN DE LOS VIENTOS. ....	5
2.2. CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO .....	6
2.3. VARIACION DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON RESPECTO A LA ALTURA.....	6
2.4. PERFIL DEL VIENTO. ....	7
2.5. POTENCIA DISPONIBLE DEL VIENTO.....	7
2.6. LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.....	10
2.7. TURBINAS EÓLICAS.....	11
2.8. ESTADÍSTICA DEL VIENTO. ....	14
2.9. FACTOR “K” DE DISTRIBUCIÓN DE FORMA. ....	14
2.10. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	15
2.11. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO. ....	16
2.12. PARÁMETROS DE LA DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD.....	17
2.13. PARÁMETROS ENERGÉTICOS PARA UN AEROGENERADOR. ....	18
2.14. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA. ....	20
2.15. ¿QUÉ ES UN AEROGENERADOR?.....	21
<b>2.15.1. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.</b> .....	21
<b>2.15.2. PARAMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN                 AEROGENERADOR.</b> .....	22
<b>2.15.3. CURVA DE POTENCIA.</b> .....	23
CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS .....	25

3.1	MATERIALES .....	25
3.2	INSTRUMENTOS.....	25
3.3	METODOLOGÍA DE ESTUDIO .....	25
	<b>3.3.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN</b> .....	25
	<b>3.3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</b> .....	25
	<b>3.3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA</b> .....	26
	<b>3.3.4. TÉCNICA DE INVESTIGACIÓN</b> .....	26
	<b>3.3.5. PROCEDIMIENTO PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS.</b> ....	26
CAPITULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN. ....		27
4.1	CALCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA. ....	27
4.2	CALIBRACION DE ANEMÓMETRO. ....	28
4.3	ESTUDIO ESTADÍSTICO DEL VIENTO. ....	29
4.4	DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO .....	32
4.5	VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO METODO POR EXCEL	33
4.6	VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO CON EL MÉTODO MÍNIMOS CUADRADOS.....	36
4.7	PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD .....	38
4.8	CALCULO DE POTENCIA TEORICA DEL VIENTO. ....	40
4.9	ANÁLISIS DE ENERGÍA CUBIERTA EN PLATAFORMA FLOTANTE.....	44
4.10	PROPUESTA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR.....	45
4.11	NUMERO DE AEROGENERADORES A SOLICITAR E INSTALAR .....	47
4.12	NÚMERO DE BATERÍAS A SOLICITAR .....	47
4.13	PROPUESTA TÉCNICA-ECONÓMICA DEL PROVEEDOR.....	49
4.14	ANÁLISIS ECONOMICO DE LA INVESTIGACIÓN. ....	49
4.15	ANÁLISIS MEDIO AMBIENTAL PARA LA TOMA DE DECISION. .....	53
4.16	EVALUACION ECONOMICA-AMBIENTAL .....	54
4.17	ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD .....	55
CAPITULO V: CONCLUSIONES.....		57
CAPITULO VI: RECOMENDACIONES .....		59
CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES .....		60
7.1.	TESIS .....	60
7.2.	ARTICULOS CIENTÍFICOS.....	61
7.3.	LINKOGRAFIA .....	62

CAPÍTULO VIII: ANEXOS .....	63
ANEXO A: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA PLATAFORMA DE DESCARGA.....	63
ANEXO B: DATA DE VIENTO AÑO 2019 .....	64
ANEXO C: DIAGRAMA ROSA DE VIENTO AÑO 2019 .....	77
ANEXO D: DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DEL VIENTO .....	83
ANEXO E: TABLA DE FUNCIÓN GAMMA .....	84
ANEXO F: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA .....	86
ANEXO G: FICHA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR .....	88
ANEXO H: POSIBLES MONTAJES DE AEROGENERADORES .....	89
ANEXO I: DATOS GENERALES DEL VIENTO Y EL AEROGENERADOR. .....	90
ANEXO J: COTIZACIÓN DEL AEROGENERADOR .....	91
ANEXO K: TABLA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE.....	91
ANEXO L: FOTOS.....	92

## ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Circulación de la atmosfera.....	5
Ilustración 2: Perfil del viento en la capa límite superficial.....	7
Ilustración 3: Potencia del viento por metro cuadrado de sección transversal, a 15°C y 1 atm.....	8
Ilustración 4: Área de barrido por el rotor.....	9
Ilustración 5: Rotores de eje horizontal.....	11
Ilustración 6: Rotores de eje vertical.....	12
Ilustración 7: Coeficiente de potencia en función al TSR.....	13
Ilustración 8: Energía disponible para una velocidad media de viento.....	16
Ilustración 9: Caracterización de la rosa de vientos.....	16
Ilustración 10: Sistema eólico de generación.....	20
Ilustración 11: Componentes de un sistema de generación de energía eólica.....	22
Ilustración 12: Porcentaje de pérdidas de un aerogenerador.....	24
Ilustración 13: Curva de calibración de anemómetro.....	29
Ilustración 14: Frecuencia acumulada velocidad de viento.....	32
Ilustración 15: Parámetro (a) y (b) por Excel para pendiente $y=ax-b$ .....	34
Ilustración 16: Distribución acumulada.....	35
Ilustración 17: Función Weibull.....	36
Ilustración 18: Propuesta Técnica.....	45
Ilustración 19: Curva de potencia con Weibull.....	46
Ilustración 20: Curva de potencia aerogenerador CIME 800 W.....	46
Ilustración 21: Propuesta técnica económica.....	49
Ilustración 22: Ubicación geográfica de la plataforma de descarga Austral Group S.A.A.....	63
Ilustración 23: Dirección del viento del mes de enero 2019.....	77
Ilustración 24: Dirección del viento del mes de febrero 2019.....	77
Ilustración 25: Dirección del viento del mes de marzo 2019.....	78
Ilustración 26: Dirección del viento del mes de abril 2019.....	78
Ilustración 27: Dirección del viento mes de mayo 2019.....	79
Ilustración 28: Dirección del viento del mes junio 2019.....	79
Ilustración 29: Dirección del viento del mes de julio 2019.....	80
Ilustración 30: Dirección del viento del mes de agosto 2019.....	80
Ilustración 31: Dirección del viento del mes de setiembre 2019.....	81
Ilustración 32: Dirección del viento del mes de octubre 2019.....	81
Ilustración 33: Dirección del viento del mes de noviembre 2019.....	82
Ilustración 34: Dirección del viento del mes de diciembre 2019.....	82
Ilustración 35: Distribución de Weibull.....	83
Ilustración 36: Distribución acumulada.....	83
Ilustración 37: Producción de energía diaria, mensual y anual.....	87
Ilustración 38: Evaluación de montajes en la plataforma flotante.....	89
Ilustración 39: Posibles ubicaciones de los aerogeneradores.....	90
Ilustración 40: Cotización de aerogenerador.....	91
Ilustración 41: Consumo de combustible.....	91
Ilustración 42: Calibración de anemómetro.....	92
Ilustración 43: Calibración de anemómetro 2.....	92
Ilustración 44: Instalación de anemómetro en Muelle austral.....	93
Ilustración 45: Instalación de anemómetro en Cerro Austral.....	94
Ilustración 46: Instalación de anemómetro en Virgen Austral.....	95

## ÍNDICE TABLAS

Tabla 1: Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno. ....	11
Tabla 2: Potencia instalada chata Arco Iris - Austral Group S.A.A.....	27
Tabla 3: Datos de calibración anemómetro .....	28
Tabla 4: Velocidades máximas y mínimas de cada mes evaluado. ....	30
Tabla 5: Parámetros estadísticos para procesamiento de data.....	31
Tabla 6: Parámetros estadísticos de los datos de viento.....	31
Tabla 7: Valores estadísticos – Método por Excel. ....	34
Tabla 8: Parámetros estadísticos distribución de Weibull.....	37
Tabla 9: Resumen de ahorro económico por combustible .....	51
Tabla 10: Repuestos utilizados en el mantenimiento preventivo CAT C4.....	51
Tabla 11: Resumen ahorro económico mantto preventivo.....	52
Tabla 12: Presupuesto de proveedor.....	52
<i>Tabla 13: Datos del viento enero 2019 .....</i>	<i>64</i>
Tabla 14: Datos del viento febrero 2019 .....	65
Tabla 15: Datos del viento marzo 2019.....	66
Tabla 16: Datos del viento abril 2019 .....	67
Tabla 17: Datos del viento mayo 2019.....	68
Tabla 18: Datos del viento junio 2019 .....	69
Tabla 19: Datos del viento Julio 2019.....	70
Tabla 20: Datos del viento agosto 2019 .....	71
Tabla 21: Datos de viento agosto 2019 .....	72
Tabla 22: Datos de viento setiembre 2019 .....	73
Tabla 23: Datos de viento octubre 2019.....	74
Tabla 24: Datos de viento noviembre 2019.....	75
Tabla 25: Datos de viento diciembre 2019.....	76
Tabla 26: Tabla de la función gamma .....	84
Tabla 27: Tabla de la función gamma 2 .....	85
Tabla 28: Distribución de energía y potencia.....	86
Tabla 29: Parámetro estadístico del viento.....	90
Tabla 30: Energía aprovechable del viento .....	90

## RESUMEN

La base de la matriz energética del mundo durante décadas han sido los hidrocarburos. Pero es inminente el agotamiento de estos recursos, esto conllevará a que el mundo busque nuevas matrices sustentables y renovables en el tiempo. El presente informe presenta el estudio de la tecnología eólica marina, mediante la presentación de datos tomados a tiempo real a 1 km mar adentro, sobre una plataforma flotante llamada “Arco Iris” perteneciente a la pesquera Austral Group S.A.A Coishco. La plataforma flotante “Arco Iris” situada en el departamento de Ancash, Provincia del Santa, distrito de Coishco, tiene una demanda de iluminación de 2.7 kW, proporcionada por un grupo electrógeno CAT C4 con una potencia de 99 kW, evidenciando claramente el uso ineficiente del motor para cubrir la demanda de iluminación. Al detectar este uso ineficiente del motor CAT C4 para cubrir la demanda de iluminación de dicha plataforma. Se realizó un estudio de la velocidad y dirección del viento. Para esto se colocó un anemómetro con data logger, capaz de almacenar datos cada minuto durante 24 horas, por más de 365 días. La toma de dato comprende desde enero del 2019 a enero del 2020. Obteniendo una velocidad promedio en el lugar de 5.8258 m/s. Para cubrir un consumo total 27016 Wh/día, y con una velocidad promedio del lugar de 5.8258 m/s a una altura de 5 metros sobre el nivel del mar, se calculó que era necesario implementar 2 aerogeneradores tripala de 800 W para cubrir un 80% de la carga, el otro 20% será cubierto por el grupo electrógeno CAT C4. Esta forma de operación nos permitirá generar un ahorro económico \$12564.02 al año, dejando de emitir 39 TM de CO2 al año, aportando claramente a la huella de carbono.

**PALABRA CLAVE:** Velocidad y dirección del viento, anemómetro, aerogeneradores tripala, huella de carbono.

## ABSTRACT

The world's energy matrix for decades has been hydrocarbons. But the depletion of these resources is imminent, this will lead the world to seek new sustainable and renewable matrices over time. This report presents the study of offshore wind technology, by presenting data taken in real time 1 km offshore, on a floating platform called "Arco Iris" belonging to the Austral Group S.A.A Coishco fishery. The floating platform "Arco Iris" located in the department of Ancash, Province of Santa, district of Coishco, has a lighting demand of 2.7 kW, provided by a CAT C4 generator set with a power of 99 kW, clearly evidencing the inefficient use of the motor to cover the lighting demand. By detecting this inefficient use of the CAT C4 engine to meet the lighting demand of said platform. A study of the speed and direction of the wind was carried out. For this, an anemometer with a data logger was placed, capable of storing data every minute for 24 hours, for more than 365 days. The data collection covers from January 2019 to January 2020. Obtaining an average speed at the location of 5.8258 m/s. To cover a total consumption of 27,016 Wh/day, and with an average speed of 5.8258 m/s at a height of 5 meters above sea level, it was calculated that it was necessary to implement 2 800 W three-blade wind turbines to cover 80%. of the load, the other 20% will be covered by the CAT C4 generator set. This form of operation will allow us to generate economic savings of \$12,564.02 per year, avoiding the emission of 39 MT of CO<sub>2</sub> per year, clearly contributing to the carbon footprint.

**KEYWORD:** Speed and direction of the wind, anemometer, three-blade wind turbines, carbon footprint.

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.

## 1.1. ANTECEDENTES

- **Naranjo Toapanta, Juan José (2017)** en su tesis el autor tiene como objetivo: Determinar el potencial eólico disponible en el sector de Río Blanco perteneciente al cantón Ambato provincia de Tungurahua; por lo cual empleó un método estadístico para evaluar las variables presentes en el sitio de estudio, como la dirección y velocidad del viento, utilizando una torre eólica ubicada en el predio del proyecto y cuyos instrumentos de medición se ubicaron a 10, 20 y 30 metros de altura. La información fue recopilada a lo largo de un año y analizada, arrojando un potencial eléctrico disponible de 151.123 W/m<sup>2</sup> a 10 metros, 147.327 W/m<sup>2</sup> a 20 metros y 143.548 W/m<sup>2</sup> a 30 metros, siendo predominante el viento con dirección procedente del este. Por ello, la conclusión del análisis es que: Las características del viento difieren según la altura a la que se conduce debido a causas como la temperatura, el relieve, los obstáculos y la rugosidad del terreno. Por lo cual, dichas causas hacen que el viento fluya en diferentes direcciones y disminuya su velocidad en altitudes más bajas, mientras que hace lo contrario en altitudes más altas.
- **Cometivos Exson, Jara & Ponce Quiñones, Jhonny Henry (2015)** en su investigación detalla el cálculo y diseño de un aerogenerador triangular horizontal para suministrar energía eléctrica a la plataforma flotante San Antonio III de Pesquera Diamante S.A. Se realizó un estudio deductivo mediante análisis estadístico basado en datos físicos, mecánicos y eléctricos. Este proyecto concluye que es factible diseñar y dimensionar un aerogenerador capaz de generar 3 925 W-h/día de electricidad, presentándolo como una alternativa realista y viable para abordar la innovación tecnológica (sustituir la tecnología de combustión parcial por energía eléctrica) y lograr energía limpia y no -energía contaminante.
- **William Fernando, Álvarez Castañeda (2013)**. En su artículo: “Potencial eólico del campus de la Universidad Santo Tomás de Tunja”, el autor evaluó el potencial eólico del campus mediante un grupo de investigación EICIT. La investigación fue técnica y económicamente sólida para apoyar la implementación de sistemas híbridos de energía solar eléctrica alternativa en ese campus. Teniendo en cuenta que para determinar el potencial eléctrico es necesario aplicar la ecuación de Weibull, que se utiliza frecuentemente en estudios para ajustar factores aleatorios como la velocidad del viento. Obteniendo en la zona un viento promedio 2.64 m/s

y un potencial aprovechable de 102.97 W”.

- **Amancio Ramiro, Rojas Flores (2012.)** En su artículo busca **evaluar recursos eólicos del UNS para el desarrollo de un bosque eólico productor de energía;** de esa manera, para desarrollar un parque eólico autónomo es necesario evaluar los recursos eólicos disponibles. Se decidió hacer esto midiendo el potencial eólico disponible en el campus de la UNS utilizando estándares de medición existentes. Los hallazgos muestran, que una velocidad media del viento de 5 m/s en dirección mayoritariamente sureste. En el análisis económico de un aerogenerador se ha descubierto un VAN de \$809674, una TIR del 73% y un número de años de recuperación de 6. Con base a esta información, se puede decir que existen excelentes condiciones para la instalación de un parque solar autónomo en la institución en estudio.

## 1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Las limitadas reservas de combustibles fósiles y su uso tienen un efecto adverso sobre el medio ambiente, lo que impulsa a organizaciones y gobiernos a buscar tecnologías más efectivas y menos contaminantes para la generación de energía, como las fuentes de energía renovables. Por lo tanto, la energía eólica es una fuente inagotable que cuenta con un crecimiento exponencial de implantación en el mundo, debido al valor de generar energía eléctrica sin contaminar el medio ambiente ha conllevado a que la energía eólica sea una de las que más se consideran para generar energía eléctrica en varios países. Por lo tanto, para el desarrollo de proyectos de energía eólica es fundamental conocer el régimen del viento, por lo que es necesario realizar un seguimiento de los registros de velocidad del viento a lo largo del tiempo.

Para los seres humanos la energía eólica es un recurso fascinante, durante mucho tiempo en Austral Group S.A.A. en la plataforma flotante “Arco Iris” se ha tenido una poca concientización de los recursos renovables, hoy por hoy para generar energía en dicha plataforma se ha dado uso de grupos electrógenos que a ciencia cierta se sabe que tiene un impacto negativo sobre el ambiente. La carga por cubrir de iluminación es un 3% de la potencia nominal del grupo encargado de abastecer de energía a la plataforma flotante, es por eso por lo que el trabajo tiene como finalidad dar una opción más de producción de energía mediante el uso de la energía eólica. Con esta situación nos planteamos lo siguiente: ¿Seremos capaces de cubrir la demanda de energía y favorecer a la disminución del impacto económico y ambiental en la empresa? ¿Todo esto resulta muy laborioso para los representantes de la planta

pesquera para apostar por la factibilidad de la implementación de los aerogeneradores? Con la hipótesis desarrollamos un enunciado global para la investigación, es así como se plantea el siguiente problema: ¿La utilización de energía eólica para iluminación, que impacto energético tendrá en la plataforma flotante de la empresa pesquera Austral Group S.A.A.?

### **1.3. OBJETIVOS**

#### **1.3.1. OBJETIVO GENERAL.**

- Realizar un estudio de impacto energético al usar la energía eólica en la plataforma flotante de la pesquera Austral Group S.A.A.

#### **1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Realizar mediciones de la velocidad y dirección del viento en la zona de estudio para determinar el potencial eólico (velocidad y dirección del viento).
- Calcular la máxima demanda y la energía anual consumida en la plataforma flotante “Arco Iris” de la empresa pesquera Austral Group S.A.A.
- Efectuar el estudio del aerogenerador para estimar las horas de aprovechamiento y calcular la producción de energía eléctrica.
- Efectuar el análisis económico y ambiental del sistema eólico en la plataforma flotante “Arco Iris” de la empresa pesquera Austral Group S.A.A.

### **1.4. FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS**

El uso de la energía eólica en la iluminación de la plataforma flotante de la empresa pesquera Austral Group S.A.A. permitirá reducir hasta un 80% la energía eléctrica convencional usada para su iluminación y una alcanzar una disminución del 50% en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

### **1.5. JUSTIFICACIÓN**

El presente estudio permitirá una mejor alternativa de abastecimiento de energía posiblemente económico, eficiente, rentable y óptimo. Un buen estudio del viento facilita una selección adecuada de un diseño de turbina, dentro de ello, es esencial conocer los parámetros que permiten conocer las características del viento, tanto su densidad como frecuencia.

### **Justificación Técnica**

El elevado consumo de electricidad y los elevados costes resultantes para su producción, en la plataforma flotante Arco Iris, pueden ser reducidos con el empleo de la energía eólica, esta investigación permitirá evaluar si se puede satisfacer la necesidad de energía eléctrica en la plataforma flotante Arco Iris.

### **Justificación Económica**

Esta investigación permitirá determinar el costo total de la inversión, así como también el beneficio económico esperado para implementar un sistema de generación de energía eólica.

### **Justificación Ambiental**

Tener un generador eólico permitirá aprovechar los recursos naturales situados en la zona de investigación, tales como el viento para producir energía eléctrica, eliminando las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas por el combustible fósil, el cual es muy importante ya que contribuye a mitigar el cambio climático en la zona de investigación.

### **Justificación Social**

El sistema eólico mejorará la calidad de vida de los operadores de la plataforma flotante Arco Iris, así como también será reconocido por favorecer y promover el respeto por el medio ambiente, optando por usar recursos energéticos estables y renovables.

## **1.6. LIMITACIONES DEL TRABAJO**

Las limitaciones de la presente investigación fueron dadas por la escases de estudios con respecto al aprovechamiento de energías renovables debido al poco interés político del país. La información existente es de acceso restringido en diferentes instituciones y entidades públicas y privadas.

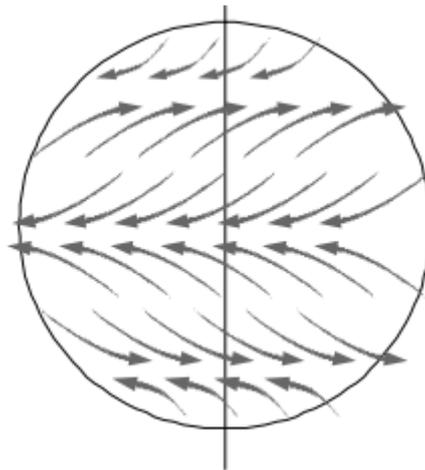
La presente investigación estuvo limitado a atender los siguientes indicadores: Indicador ambiental, indicador económico, indicador de generación eólico, e indicador de consumo de combustible.

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. ORIGEN DE LOS VIENTOS.

La causa más importante del viento es el calentamiento desigual de la superficie terrestre por la radiación solar. Las regiones ecuatoriales absorben más radiación solar que las regiones polares. El aire cálido que asciende en la troposfera es sustituido por una masa de aire frío procedente de las regiones polares. El ciclo concluye con aire caliente moviéndose a través de la atmósfera superior hacia las canchas de polo. Esta circulación general se observaría si la Tierra no estuviera girando, pero cambia considerablemente debido al movimiento rotacional del campo de viento generadoras de tierra dominantes sensibles a patrones definido (ver Figura 1). Las variaciones en la fuerza y dirección de los vientos principales en cada punto del cortejo terrestre se producen durante el curso de cambios estacionales que duran todo un año. (Moragues y Rapallini, 2003)

Ilustración 1: Circulación de la atmosfera



Fuente: Moragues y Rapallini Libro “Energía eólica”

Las variaciones en la presión atmosférica probablemente sean el resultado de cambios de temperatura provocados por la actividad calorífica anormal de la Tierra. En otras palabras, debido a las diferentes temperaturas en la Tierra y en la atmósfera, la distribución desigual de la energía solar y las diferentes características térmicas de la superficie terrestre y de los océanos provocan la formación de corrientes de aire. Debido al hecho de que el movimiento de una masa depende de su temperatura, las masas más calientes tienden a elevarse y las masas más frías y densas tienden a caer. La rotación de la Tierra en las proximidades del ecuador de Coriolis es lo que causa la

fuerza. En la dirección opuesta del tiempo, si las masas de aire se están moviendo desde los polos hacia el Ecuador, se están moviendo hacia el este (hacia la derecha), y si se están moviendo desde los polos hacia el Ecuador, se están moviendo hacia el oeste (hacia la izquierda) tanto al hemisferio norte como el sur experimentan este fenómeno. (Salvador, 2017)

## **2.2. CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO**

Se aplica la ley de densidad de probabilidad de Weibull para describir el viento. Lo cual permite también poder explicar la distribución de la velocidad del viento de manera que se pueda utilizar en una fórmula matemática para predecir el comportamiento de la velocidad del viento a lo largo de su longitud de un determinado lugar durante un determinado período de tiempo.

Pero a la hora de describir la energía del viento, es importante no solo considerar la aproximación de los datos del viento mediante una distribución de Weibull, sino también una serie de factores que modifican las características del viento, tales como la altura, la pendiente del terreno o el efecto de los obstáculos cercanos. (Fernández, 2010).

## **2.3. VARIACION DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO CON RESPECTO A LA ALTURA.**

Dependiendo de la altura sobre el suelo, la velocidad del viento cambia. Las siguientes razones hacen que dichos estudios de esta variación sean extremadamente importantes:

- A la hora de recoger datos de velocidad del viento, es fundamental conocer la variación con la altitud (perfil de velocidad), por lo que accede a determinar el régimen del viento cerca de la torre de medición (donde están instalados otros aerogeneradores) de esa manera rescatar los datos de velocidad del viento en caso de errores de medición.
- A medida que aumenta la altura, también aumentan la velocidad del viento y la producción de energía adicional del generador, lo que explica la tendencia hacia una mayor construcción de turbinas.
- Cada pala hace diferentes esfuerzos cuando gira porque viaja a través de puntos ubicados a diferentes alturas con diferentes velocidades del viento (el viento se mueve más rápido cuando la palabra pasa por la vertical superior que cuando pasa por la vertical inferior), lo que resulta en cargas variables. (Salvador, 2017)

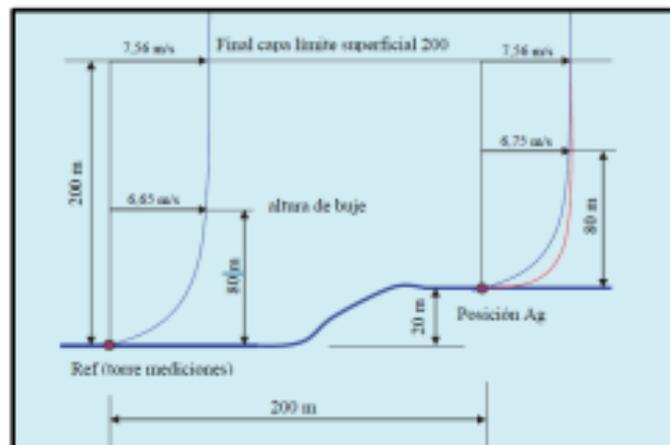
## 2.4. PERFIL DEL VIENTO.

El viento a cierta altitud está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de Coriolis y de presión. Pero cuando nos acercamos al suelo, el viento se vuelve más frío debido al efecto de rozamiento terrestre. Este proceso de congelación tiene lugar en el límite de **la superficie terrestre**.

Desde un avión, a veces es posible identificar la porción superior de la capa límite terrestre como una región de baja visibilidad con una densa mezcla de smog y niebla. La porción del talud que alcanza una profundidad de 200 metros se conoce como casquete superficial o logarítmico. Se sabe que el resto limita a Ekman.

A medida que nos alejamos del suelo, la dirección del viento cambia en el cabo de Ekman, con tendencia a pasar de una presión mayor a una menor. La línea límite superficial es muy útil ya que es la que representa las particularidades de los entornos pequeños, como ubicaciones de parques etéreos que se extienden por sólo unos pocos kilómetros, la velocidad de los vientos en su límite no variaría de una posición a otra. Concluye que la dicha función se emplea para la obtención de información del viento en varias ubicaciones de la máquina dentro de un parque energético. (Salvador, 2017).

Ilustración 2: Perfil del viento en la capa límite superficial.



Fuente: Salvador Cuco Pardillas “Manual Energía Eólica”

## 2.5. POTENCIA DISPONIBLE DEL VIENTO.

La energía cinética de una masa de aire en movimiento es:

$$E = \frac{1}{2} * m * V^2 \quad (1)$$

Donde:

m: Flujo de masa (kg/s) =  $\rho A V$

V: Velocidad del viento (m/s)

La ecuación detallada líneas arriba nos define que la energía cinética del viento aumenta con el cuadrado de su velocidad, con esto podemos decir que, si duplicamos la velocidad del viento, estamos sujetos a cuatro veces más energía cinética.

Con esta definición partimos que, si la energía cinética varía con el pasar del tiempo, tenemos entonces la potencia. Por lo tanto, definimos la siguiente ecuación.

Sustituyendo:

$$P_{viento} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} * \rho A V^3 \quad ( 2 )$$

Donde:

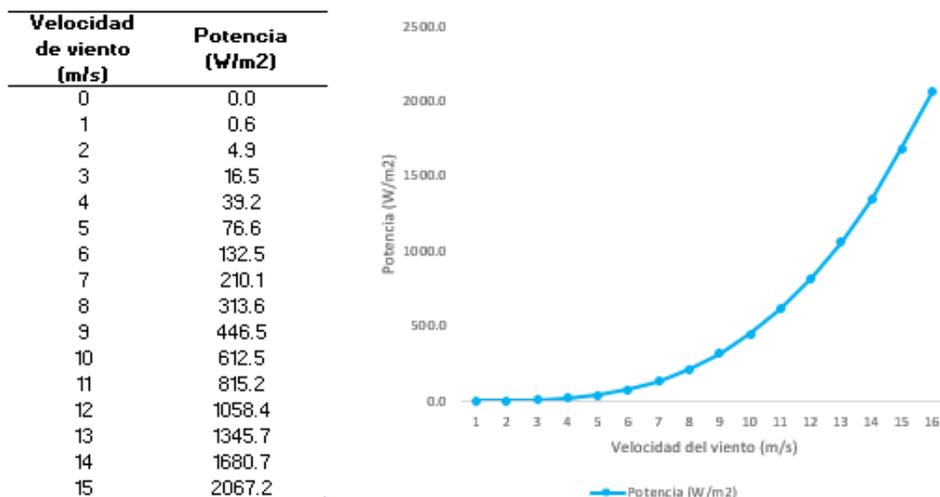
$P_{viento}$ : Potencia disponible del viento (W).

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

A: Área transversal del “cilindro” que traspasa el viento (m<sup>2</sup>)

La siguiente figura nos muestra la relación entre la velocidad y la potencia del viento. De aquí se define la importancia de la velocidad del viento y el análisis crítico que se debe tener para hacer un proyecto eólico.

Ilustración 3: Potencia del viento por metro cuadrado de sección transversal, a 15°C y 1 atm



Fuente: Pinto, M. Libro “Fundamentos de la energía eólica”.

Por lo que, el volumen de aire que llega a una determinada área de barrido del rotor en un tiempo está dado por la siguiente ecuación.

$$V = A \cdot v \cdot t \quad ( 3 )$$

Donde:

A: Área de barrido del rotor (m<sup>2</sup>)

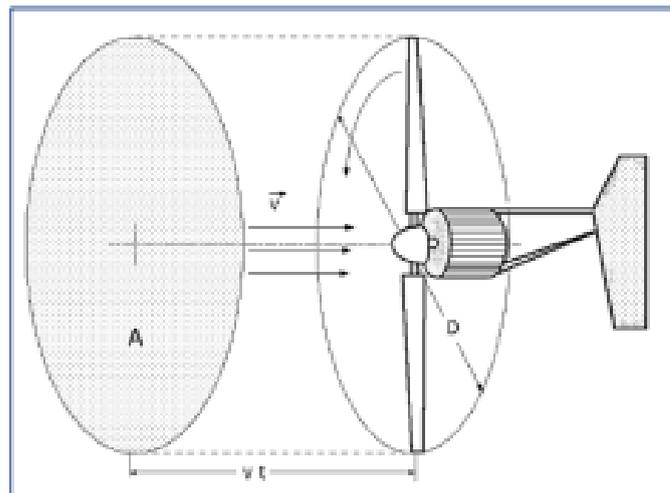
t: Intervalo de tiempo considerado (segundos)

v: Velocidad del viento (m/s)

V: Volumen de barrido del rotor (m<sup>3</sup>)

En la siguiente figura se expone la ecuación.

Ilustración 4: Área de barrido por el rotor



Fuente: Energía eólica, Universidad de Cantabria

Sustituyendo la ecuación (3) en la expresión (1), obtenemos:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot A \cdot t \cdot \rho \cdot v^3 \quad ( 4 )$$

Teniendo como referencia que la potencia es la derivada de la energía con respecto al tiempo, se define la siguiente ecuación:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad ( 5 )$$

La sección barrida por la pala en un aerogenerador de eje horizontal y diámetro D es:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (6)$$

Finalizando, se tiene que la potencia del viento es:

$$P_V = \frac{\pi \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3}{8} \quad (7)$$

Recalcando  $P_v$  no equivale a la cantidad máxima de energía que se puede extraer mediante una turbina eléctrica. Como resultado, manifiesta que la potencia mecánica de una turbina eléctrica es conforme al cuadrado de la velocidad del viento, por lo que es crucial entender el comportamiento del viento en todas las zonas donde se esté considerando la instalación de un aerogenerador.

La potencia que se transmitirá al aspa será una parte de la potencia del viento y dependerá de varios de sus factores constructivos. Estos factores repercutirán en el coeficiente de potencia, o  $C_p$ , que es el producto de la potencia extraída por la turbina y la potencia del viento.

Según la ley de Betz, en este tipo de máquinas los valores típicos de este coeficiente se encuentran en el rango del 40%, demostrando que  $C_p$  si tiene un límite superior teórico del 59%. Por lo tanto, la potencia extraída por la turbina eléctrica queda expresada en la siguiente ecuación: (Pedro Fernández, 2010).

$$p_t = C_p \cdot P_v = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (8)$$

## 2.6. LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.

Según una ecuación aproximadamente estadística conocida como Ley del Poder de Hellmann, la velocidad del viento varía con la altura y es así:

$$V_h = V_{10} * \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \quad (9)$$

Donde:

$V_h$ : Velocidad del viento a una determinada altura “h”

h: Altura a evaluar

$V_{10}$ : Velocidad del viento a 10 metros de altura.

$\alpha$ : Exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno.

Tabla 1: Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha=0.008$ ; $\alpha=0.012$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha=0.14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha=0.13$ ; $\alpha=0.16$
Zonas Rusticas	$\alpha=0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha=0.2$ ; $\alpha=0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha=0.25$ ; $\alpha=0.4$

Fuente: Pedro Fernández, Libro “Energía eólica”

Porque las máquinas de viento arrancan por un cierto la información empleada son las curvas de duración de velocidad que se pueden convertir en curvas de energía usando el ejemplo de magnitudes ordenadas ( $N = k \cdot v^3$ ) están proporcionar la máxima potencia eólica disponible para velocidades iguales o mayores que el  $V_{nom}$  dado. De esto sólo es posible extraer una fracción. (Pedro Fernández, 2010)

## 2.7. TURBINAS EÓLICAS

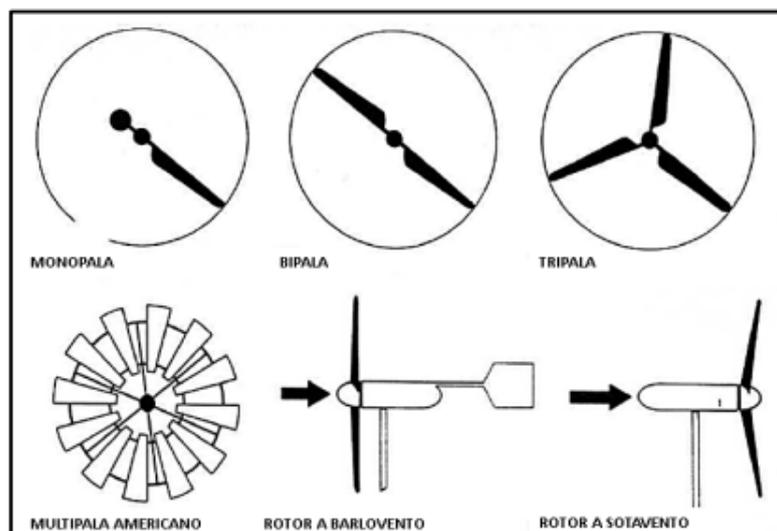
Los aerogeneradores son equipos que absorben parte de la energía cinética del viento, convirtiéndolo en energía mecánica, que se transforma en energía eléctrica a través de un generador eléctrico acoplado. la clasificación de aerogeneradores puede hacerse desde varios puntos de vista, teniendo lo siguiente:

### A. EN FUNCIÓN DE LA DISPOSICIÓN DEL EJE DE GIRO (Rosato, 1991).

#### - De eje horizontal:

La mayoría de los aerogeneradores pertenecen a este grupo son los rotores más extendidos, ya que presentan mejores cualidades aerodinámicas. Por ende, un mejor uso de la energía eólica.

Ilustración 5: Rotores de eje horizontal.

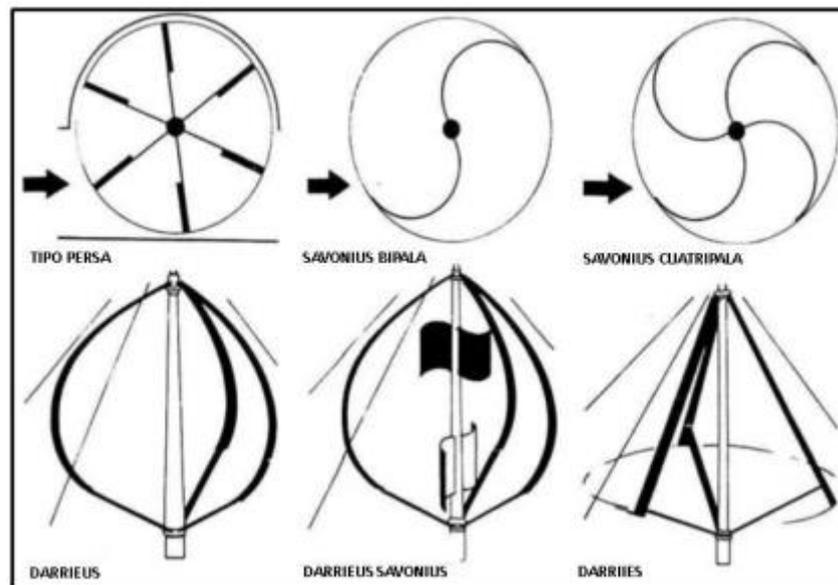


Fuente: M. Rosario, “Diseño de máquinas eólicas de pequeña Potencia” 1991.

- **De eje vertical:**

Estos motores tienen la ventaja de no requerir sistema de orientación, lo que los hace más adecuados para su uso en zonas donde el viento no mantiene una dirección más o menos constante. Pero su aprovechamiento de la energía eólica es insuficiente.

Ilustración 6: Rotores de eje vertical.



Fuente: M. Rosario, “Diseño de máquinas eólicas de pequeña Potencia” 1991.

**B. EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA (Rojas, 2018)**

- Pequeña potencia, hasta 100 kW con un radio de rotor entre 1 a 9 m.
- Media potencia, entre 100 y 1000 kW con un radio entre 9 y 27 m.
- Gran potencia, superiores a 1000 kW con un radio superior a 27 m.

**C. EN FUNCION AL NÚMERO DE PALAS.**

- **Una pala:**

En este caso, al tener una sola pala se necesitan de contrapeso en el otro extremo para equilibrarse, pero su velocidad de rotación es bastante alta. Su principal inconveniente es que inyectan muchos esfuerzos impredecibles en la ecuación, acortando la vida útil de la instalación.

- **Dos palas:**

La ventaja de los diseños de aerogeneradores de dos palas es que ahorran los gastos y, por supuesto, el peso de un palacio. Sin embargo, con frecuencia tienen dificultades para ingresar al mercado ya que requieren una velocidad centrífuga más alta para proporcionar la misma fuerza de expulsión. Esto supone un inconveniente tanto en términos de ruido como de aspecto estético.

- **Tres palas:**

La mayoría de las turbinas eólicas actuales están diseñadas de esta manera, con el rotor sostenido sobre el agua y sus mecanismos direccionales accionados por motores eléctricos. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados globales tienen este diseño, que tiende a marcar la pauta para el resto de conceptos evaluados.

- **Multipala:**

La variante americana se conoce por tener un mayor número de palas o múltiples ya que uno de sus primeros usos fue extraer agua de las grandes llanuras del continente.

**D. EN FUNCIÓN DEL RENDIMIENTO AERODINÁMICO.**

A diferencia de los aerogeneradores, las turbinas utilizan un parámetro para distinguir entre diferentes tipos de turbulencia: la conexión entre la velocidad lineal de la punta de la pala y la velocidad nominal del viento, se utilizan para describirlo como la velocidad particular de la turbina (TIP SPEED RATIO) y se designa por ( $\lambda$ ).

$$\lambda = \frac{\omega_t \cdot r}{v} \quad ( 10 )$$

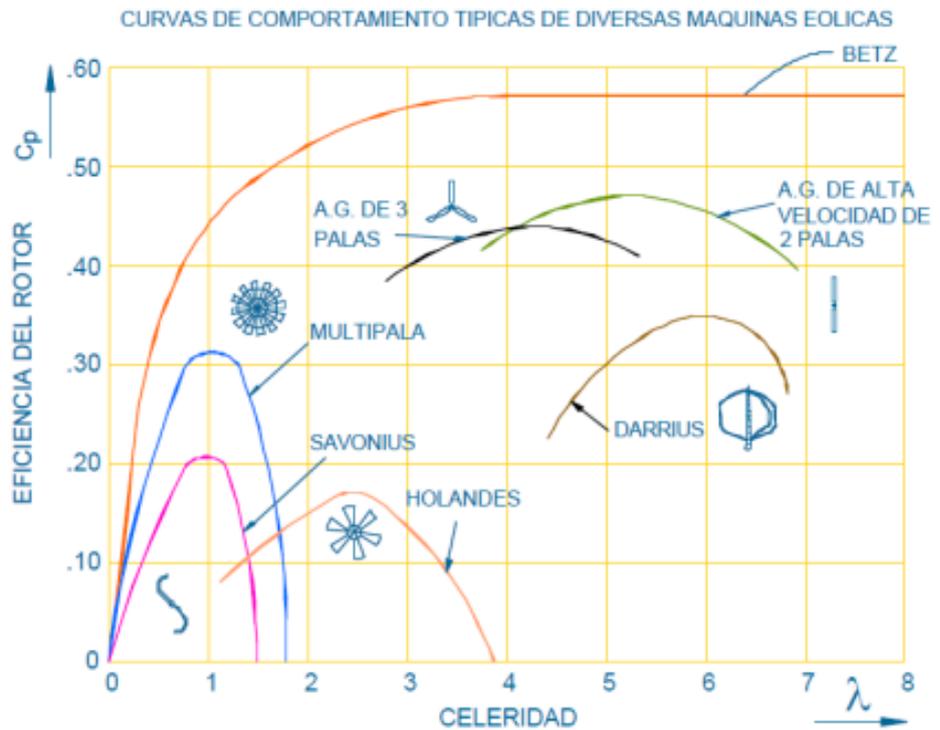
Donde:

$\omega_t$ : Velocidad de rotación del rotor (rad/s)

$r$ : Radio de motor (m).

$v$ : Velocidad de viento (m/s)

Ilustración 7: Coeficiente de potencia en función al TSR



Función: M. Pinto, 2012. Libro “Fundamentos de la energía eólica”

## 2.8. ESTADÍSTICA DEL VIENTO.

Debido a que la energía eólica está tan dispersa e impredecible, el análisis estadístico es la única forma de determinar si una ubicación es adecuada o no. Para ello, empleamos la representación de la velocidad del viento como una variable asimétrica con alguna función distributiva. Generalmente se utiliza la distribución de Weibull, que consta de dos parámetros: un parámetro de escala y un parámetro de factor de distribución. La distribución estadística de las velocidades del viento varía geográficamente dependiendo de las condiciones climáticas locales, el paisaje y la superficie. (Pedro Fernández, 2010).

## 2.9. FACTOR “K” DE DISTRIBUCIÓN DE FORMA.

La energía de este apartado está representada por  $\hat{N}$ , que es la que se llevaría el viento si se moviera a una velocidad igual a la media durante las 8760 horas que tiene el año.

$$\hat{N} = \int_0^{8760} k \cdot \hat{v}^3 dt = 8760 \cdot k \cdot \hat{v}^3 = 4380 \cdot \rho \cdot A \cdot \hat{v}^3 \quad (11)$$

De la ecuación (11) se puede deducir que realmente la energía disponible en el año es:

$$N_{anual} = \int_0^{8760} k \cdot v^3 \cdot dt \quad (12)$$

Entonces, el factor “k”, para la distribución de energía eólica se define como la relación entre la energía obtenida en un año determinado  $N_{anual}$  y la energía  $\hat{N}$  que se obtendría en ese año, si la velocidad promedio del viento obtenida durante ese año se mantuviera constante  $\hat{v}$ , obteniendo la siguiente expresión.

$$k = \frac{N_{anual}}{\hat{N}} = \frac{v^3}{\hat{v}^3} \quad (13)$$

## 2.10. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.

La siguiente fórmula describe la función de densidad de probabilidad para la distribución de la velocidad del viento dada por la función  $f(v)$ :

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (14)$$

Esta fórmula es una distribución de dos parámetros, donde "c" es el parámetro de escala y "k" es el factor de forma; k=2 es un valor ampliamente utilizado, la cual es la distribución más conocida “Rayleigh”.

La fórmula función de distribución es la siguiente:

$$f(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (15)$$

Para precisar los parámetros “c” y “k” de escala y forma respectivamente de la distribución, se puede utilizar la aproximación de mínimos cuadrados a partir de la siguiente ecuación. (Pedro Fernández, 2010).

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (16)$$

Desarrollando la ecuación usando logaritmos dos veces se tiene:

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

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

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k \ln v - k \ln c$$

$$y = kx - bx \quad (17)$$

Donde:

$k$  = Factor de forma

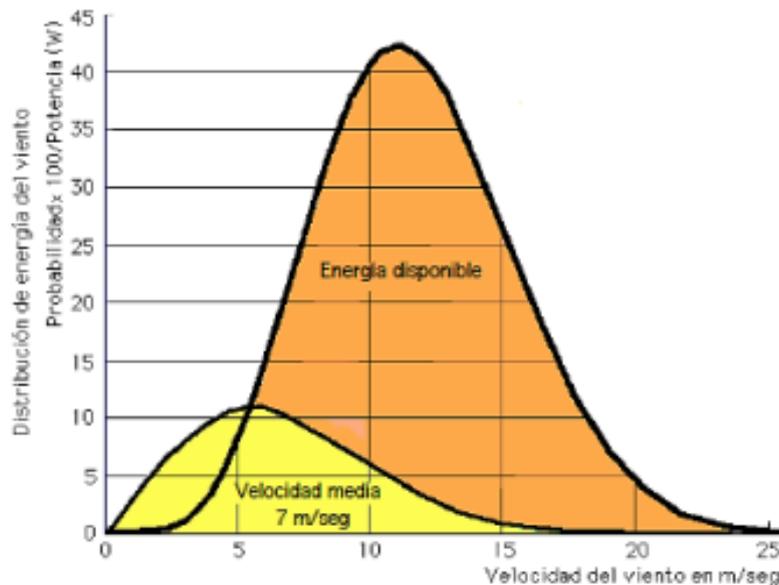
$$y = \ln(-\ln(1 - F(v)))$$

$$x = \ln(v); b = -k \ln c; c = e^{-\frac{b}{k}}$$

Finalizando con la siguiente expresión:

$$Y = ax - b \quad (18)$$

Ilustración 8: Energía disponible para una velocidad media de viento



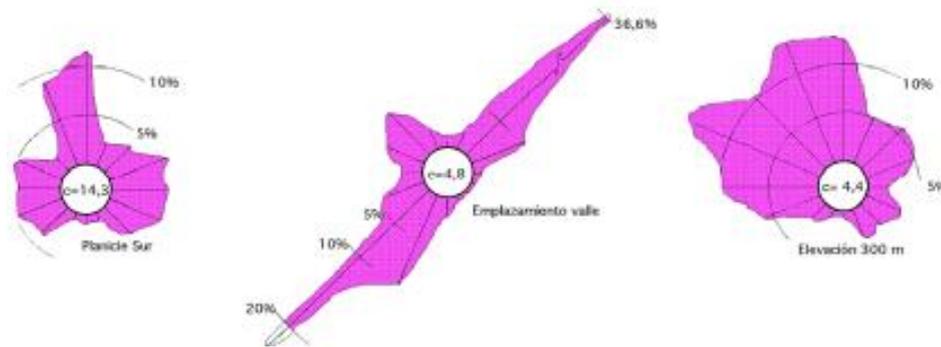
Fuente: Libro “Energía eólica”, Universidad de Cantabria.

## 2.11. VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO.

Las características principales del viento vienen definidas por dos parámetros principales: dirección y velocidad.

Para la dirección del viento y su valoración con respecto al tiempo se representa en la llamada *rosa de vientos*. La cuál se representa como ejemplo en la siguiente ilustración.

Ilustración 9: Caracterización de la rosa de vientos.



Fuente: Libro “Energía eólica”, Universidad de Cantabria.

Por otra parte, para la velocidad del viento, esta varía entre 3 a 7 m/seg, según diversos estados meteorológicos y evaluados.

En las costas, la velocidad del viento es en promedio más de 6 m/seg. En otras regiones es, en un promedio general, de 3 a 4 m/seg, en elevadas montañas dependiendo de la altitud y topografía esta se torna bastante más elevada.

La velocidad del viento durante la noche es mucho más débil, aumenta con la salida del sol y alcanza su máximo entre las 12 y 16 horas. (Pedro Fernández, 2010).

El instrumento de medición para la velocidad del viento son los llamados anemómetros, se dividen en rotación y presión. Pero el anemómetro más interesante es el Papillon, por ser un molino de eje vertical con cazoletas en forma de semiesferas; mientras que el de presión se basa en el método de tubo de Pitot. (Pedro Fernández, 2010).

## 2.12. PARÁMETROS DE LA DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD.

Para desarrollar un proyecto de energía eólica es vital importancia conocer los regímenes de vientos. Para lo cual es necesario contar con registros de velocidad y dirección del viento en un tiempo determinado de evaluación.

Con el registro de viento es importante encontrar un modelo específico que especifique de manera exacta el comportamiento del viento, este modelo es un estudio estadístico de los registros.

Para realizar este estudio de comportamiento estadístico tenemos la función de densidad, se la conoce como "Distribución de Weibull" y puede usarse para describir registros de velocidad del viento.

➤ **Velocidad Mediana:**

$$\tilde{v} = c(\ln 2)^{\frac{1}{k}} \quad (19)$$

➤ **Velocidad promedio:**

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v p(v) dv = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (20)$$

➤ **Desviación estándar:**

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

➤ **Varianza:**

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2 \quad (22)$$

➤ **Velocidad cubica promedio:**

$$\langle v^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (23)$$

➤ **Velocidad eficaz promedio:**

$$v^* = \langle v^3 \rangle^{1/3} \quad (24)$$

➤ **Factor de potencia eólica:**

$$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (25)$$

### 2.13. PARÁMETROS ENERGÉTICOS PARA UN AEROGENERADOR.

Para el diseño de un aerogenerador es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros energéticos.

➤ **Potencia disponible del aerogenerador.**

$$P_d = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (26)$$

Donde:

A: Área de barrido del aerogenerador.

$\rho$ : Densidad del viento (1.225 kg/m<sup>3</sup>).

v: Velocidad eficaz promedio.

➤ **Eficiencia de un aerogenerador.**

Está determinada son la potencia generada por un aerogenerador y la energía eólica neta que pasa por la zona del rotor.

$$\eta = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia neta entregada por el viento}} \quad ( 27 )$$

Nota: El valor típico para el diseño de la eficiencia de transformación y conversión del generador es del 70% aproximadamente.

➤ **Coefficiente de potencia.**

$$C_p = \frac{\text{Potencia del aerogenerador}}{\text{Potencia disponible}} \quad ( 28 )$$

Está determinada por la razón de la potencia producida respecto a la potencia disponible del viento.

Nota: El Cp no excede del 59% según estudios ya realizados, generalmente para el diseño se toma un Cp típico de 0.35.

➤ **Potencia eólica de diseño de un aerogenerador.**

$$P = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad ( 29 )$$

Donde:

Cp: Es el coeficiente de potencia.

v: Velocidad eficaz promedio del viento.

A: Área de barrido del aerogenerador.

$\rho$ : Densidad del viento (1.225 kg/m<sup>3</sup>).

$\eta$ : Eficiencia eléctrica.

➤ **Velocidad de giro del aerogenerador.**

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d} \quad ( 30 )$$

Donde:

N: rpm.

$\lambda$ : Celeridad de la punta o velocidad específica, la cual se encuentra en rango de 7 a 10 para turbinas operando al máximo Cp.

v: Velocidad promedio.

d: Diámetro del rotor.

➤ **Potencia máxima (Ley Betz)**

Es la potencia del viento que pasa por las hélices, esta viene dada por la siguiente ecuación.

$$P_{max} = \frac{16}{54} \rho A v_1^3$$

$$P_{max} = 0.593 P_d \quad ( 31 )$$

Donde:

Pd: Potencia disponible.

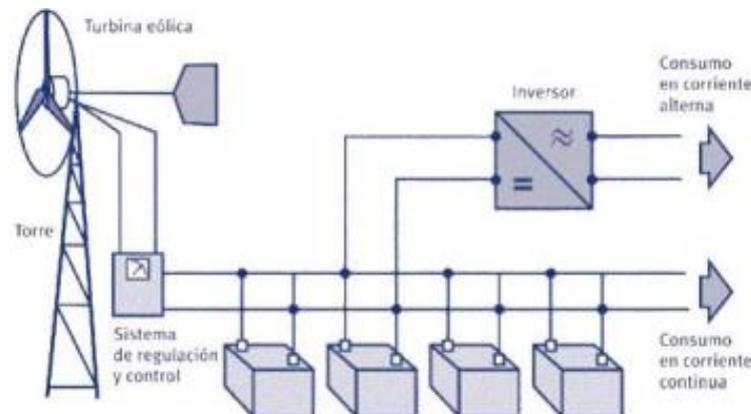
Fuente: Pedro Fernández, 2010.

## 2.14. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA.

Los equipos para generar energía eléctrica a partir de la energía suministrada por el viento se llama aerogenerador. La energía cinética del viento impulsa la turbina que produce energía mecánica, transmitiéndola al generador, que, a su vez, convierte la energía mecánica en eléctrica.

Un sistema de energía eólica es un sistema de generación de energía que se traslada a las palas vía medio de un eje conectado un multiplicador (también conocido como caja de cambios), que desempeña un papel generador. La función de las engranadas es aumentar las revoluciones por minuto (r.p.m.) del generador. La corriente generada se envía desde el generador al banco de almacenamiento, al inversor de potencia y finalmente a la carga. Trabajar de acuerdo con los requerimientos energéticos de la carga y el nivel del banco de baterías. (Hervas y Moscoso, 2015).

Ilustración 10: Sistema eólico de generación



Fuente: Libro “Análisis del potencial eólico y solar para la implementación de un sistema híbrido se GE”, Hervas y Moscoso, 2015.

## 2.15. ¿QUÉ ES UN AEROGENERADOR?

Los dispositivos que se utilizan para convertir la energía mecánica del viento en electricidad se conocen como aerogeneradores o turbinas eólicas. Debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura sobre el suelo, generalmente se colocan sobre columnas o torres. Además, para maximizar su rendimiento, se colocan lejos de todo aquello que pueda provocar turbulencias en el aire y en lugares donde el viento sopla con una intensidad constante. Los aerogeneradores iniciales tenían un rendimiento deficiente, del orden del 10%, pero los modelos actuales cuentan con sofisticados sistemas de control que les permiten alcanzar niveles de rendimiento cercanos al 50% (Pinto, 2012).

### 2.15.1. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.

Los aerogeneradores presentan un principal grupo de componentes, los cuales son:

- **Cuchilla de rotor:** Convierte la energía cinética del viento en energía rotacional del rotor. En esta ocasión las palas son conductor de un generador eólico que captura la energía cinética del viento. Todos estos conductos o palas del aerogenerador están unidos para formar un único soporte conocido como cubo o buje.
- **Cubo:** Este es un elemento de conexión específico para conectar un para al eyector giratorio del rotor. Además, este es el componente del generador del avión encargado de captar la energía cinética del viento y convertirla en energía mecánica a la salida. En estos equipos, el número de palas suele ser tres, debido al equilibrio entre su coste y las fuerzas en el eje. Se fabrican en poliéster reforzado con fibra de carbono.
- **Góndola:** Ubicada en la parte de arriba del aerogenerador, lo cual también está el resto de los elementos que lo integran, integrando así el conjunto de componentes mecánicos y eléctricos de la turbina eólico, como:
  - El generador: Componente que encargado de convertir energía mecánica en energía eléctrica.
  - El multiplicador: Su función es aumentar la velocidad de rotación del sistema de 20-30 rpm para la turbina a 1000-1500 rpm para el generador. Los generadores de aviones modernos están equipados con generadores de baja velocidad, por lo que no es necesario utilizar un generador de baja velocidad.

- **Aleta de la cola:** En es el componente encargado de mantener la posición perpendicular de la turbina a la dirección del viento mediante un pasivo seguimiento automático. En este caso, normalmente se utilizan motores hidráulicos accionados por un dispositivo automatizado que recibe información de la dirección del viento desde una veleta.
- **Mástil:** Es el componente encargado de aumentar la posición del rotor, buscando así mejorar el rendimiento.
- **Anemómetro:** Mide la velocidad del viento horizontalmente.
- **Sensor de dirección de viento:** Mide la dirección del viento de manera horizontal.

Ilustración 11: Componentes de un sistema de generación de energía eólica.



Fuente: Manual de Festo, 2017

### 2.15.2. PARAMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN AEROGENERADOR.

- **Velocidad nominal:** Es la velocidad del viento para la cual alcanza la potencia nominal del equipo, comprendido entre 12 y 15 m/s.
- **Velocidad de arranque:** Viene a ser la velocidad del viento a la que el generador empieza a suministrar una cantidad útil de energía. En aquellos aerogeneradores rápidos de tres palas de eje horizontal suelen tener una velocidad entre 3 a 4 m/s. Por debajo de estas velocidades, el generador no puede producir potencia eléctrica.
- **Velocidad de parada:** Es aquella velocidad que el sistema de control y regulación detiene el rotor para reducir el riesgo de daños por vientos fuertes. En rotores tripalas, la velocidad habitual de parada oscila entre 25 a

30 m/s.

- **Velocidad de supervivencia:** A pesar de estar detenido, son las velocidades del viento las que pueden dañar el aerogenerador. Dicha velocidad suele situarse alrededor de los 70 m/s.

### 2.15.3. CURVA DE POTENCIA.

La curva de potencia de un aerogenerador representa la potencia eléctrica teóricamente producida por un aerogenerador a diferentes velocidades del viento. El fabricante del compresor de aire proporciona estas curvas.

Basado en mediciones de laboratorio, lo cual no siempre estará disponible los valores de generación precisos para los valores de velocidad del viento.

En ciertas situaciones cuando existan turbulencias debido a terrenos complicados, por ejemplo, cuando los equipos aerogeneradores se ubican en una pendiente rugosa, o con terrenos a desnivel, pueden aparecer ráfagas de viento que golpeen el rotor desde distintas direcciones. Es así, que es complicado reproducir exactamente la curva de potencia. (Marčiukaitis, 2017). Según el autor Marčiukaitis (2017) concluye que es posible modelar las curvas de potencia del aerogenerador y para eso propuso el modelo estadístico de regresión no lineal para la predicción de la energía eólica siendo no directamente dependiente del conjunto de datos iniciales, con la finalidad de evitar la eliminación de los valores atípicos de los datos iniciales y el impacto de la concentración variable de observaciones en todo el rango de la velocidad del viento. Para esto utilizan MAPE como medida de precisión del método de aproximación:

- **MAPE (ERROR PORCENTUAL ABSOLUTO MEDIO):** esta aproximación mide la exactitud del método para la construcción ajustada de valores de series de tiempo en estadísticas. La fórmula para calcular MAPE o Error Porcentual Absoluto Medio, es la siguiente:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|P_i - \hat{P}_1|}{P_i} * 100\% \quad ( 32 )$$

Donde:

$P_i$ : Son las observaciones actuales de las series de tiempo.

$\hat{P}_1$ : Son las series de tiempo estimadas o pronosticadas.

$n$ : Es el número de puntos de datos no faltantes.

La ecuación para calcular la curva de potencia real para el aerogenerador es:

$$C_{p,real} = (P_{ext})\left(\frac{1}{2}\right)\rho Av^3 \quad ( 33 )$$

Donde:

$P_{ext}$ : Potencia aprovechable (W)

$P_{viento}$ :  $(1/2) \rho Av^3$ : Potencia de viento o disponible (W).

### ➤ **PÉRDIDAS DE UN AEROGENERADOR**

Los equipos aerogeneradores como todo equipo, presentan pérdidas energéticas en varias formas. Según López (2003), el conjunto de pérdidas mecánicas y eléctricas oscilan entre el 17%. Se toma en cuenta este porcentaje como factor de pérdidas, a partir del valor de la potencia mecánica obtenida. Por lo tanto, en la siguiente ilustración se muestran los diferentes tipos de un aerogenerador.

Ilustración 12: Porcentaje de pérdidas de un aerogenerador.



Fuente: Manual de energía eólica, J.M. López, 2003.

## **CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS**

### **3.1 MATERIALES**

Para entender este capítulo se debe tener en cuenta los materiales y equipos que conformaron la investigación.

Materiales empleados en la investigación:

- Una laptop 8 RAM para el tratamiento estadístico en Excel.
- Anemómetro casero para la medición del viento, diseñado y confeccionado por los investigadores.
- Data Logger, diseñado y fabricado por una empresa especialista en estos equipos.

### **3.2 INSTRUMENTOS**

#### **a. Anemómetro Data Logger:**

Este instrumento sensor de viento, se utiliza para detectar el componente en forma horizontal de la velocidad del viento. El valor medido por el anemómetro se transmite en la curva debidamente calibrada durante su diseño para posteriormente ser almacenada en su sistema de almacenamiento, que consta de una tarjeta SD que puede almacenar la velocidad detectada en cada segundo.

### **3.3 METODOLOGÍA DE ESTUDIO**

#### **3.3.1. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

La presente es una investigación explicativa, deductiva, aplicada, estadística y tecnológica, los cuales estarán basados en las leyes físicas, y estadísticas de tratamiento de datos.

#### **3.3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

El diseño de la investigación es del tipo experimental y aplicado.

Datos de entrada	Proceso	Datos de salida
X1	Y	X2

Dónde:

X1: Condición actual-

X2: Información después del proceso evaluativo.

Y: Análisis de datos.

### **3.3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA**

Para esta investigación la población y muestra es única, y está formado por un anemómetro, el cuál fue instalado en la plataforma flotante

### **3.3.4. TÉCNICA DE INVESTIGACIÓN**

El proyecto de investigación hace uso de la técnica experimental, utilizando material informativo bibliográfico a cerca del campo netamente de energía eólica, tratamiento estadístico y diseño de aerogeneradores. La recolección de datos será en Software Excel y aparte de ello se aplicará técnicas estadísticas para recoger los datos que se obtuvieron a partir de la experimentación tecnológica forjada en el centro de investigación. Posteriormente el análisis de los resultados se procesará conforme a libros recomendados de diseño de aerogeneradores.

- Análisis documentario: Se recolectaron datos de fuentes de investigaciones, libros, boletines, etc. Que fueron usados como bases para la elaboración de la investigación.
- Observación directa: recojo de información de la data Logger a través de memorias externas SD, para posteriormente tratarlas en hojas de cálculos Excel.

### **3.3.5. PROCEDIMIENTO PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS.**

Dada la naturaleza de la investigación que es netamente tecnológico, aplicativo experimental, comprenderá el desarrollo y ejecución de las siguientes etapas:

- 1) Recopilación de información y estudios acerca de la caracterización del viento en diferentes ciudades del país y el mundo.
- 2) Obtener datos de velocidad y dirección del viento en el centro de investigación.
- 3) Elegir una metodología de tratamiento de datos eólicos.
- 4) De acuerdo con la metodología elegida, hacer el tratamiento estadístico de los datos de velocidad y dirección de viento.
- 5) Obtener un viento promedio y posteriormente el potencial eólico.
- 6) Discutir y analizar la información y establecer los resultados.
- 7) Discutir y analizar los resultados para comprobar la hipótesis.
- 8) Proponer el diseño del aerogenerador como una alternativa de abastecimiento de energía a la empresa competente.
- 9) Elaborar el informe de investigación

## CAPITULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

### 4.1 CALCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA.

En este capítulo se evalúan y define antes de realizar el estudio de requerimientos energéticos de la plataforma flotante, con el objetivo de determinar la potencia mínima requerida, y un estudio atmosférico para determinar la velocidad del viento en la zona, se determinó la potencia del aerogenerador.

La cantidad total de energía utilizada por todos los equipos de iluminación en la plataforma flotante se suma para determinar la potencia, siempre teniendo en cuenta para la evaluación que estos equipos no estarán conectados todos a la vez, considerando un coeficiente de simultaneidad  $F_s$ .

Tabla 2: Potencia instalada chata Arco Iris - Austral Group S.A.A

ILUMINACIÓN	N° DE LUMINARIAS	POTENCIA C/U (W)	POTENCIA TOTAL (W)	HORAS CONSUMO (h/día)	Total (w-h/día)
REFLECTORES	4	220	880	12	10560
COCINA Y COMEDOR	1	36	36	6	216
PAÑOL	1	36	36	4	144
SALA DE MAQUINAS 1er piso	18	36	648	12	7776
SALA DE MAQUINAS 2do piso	18	36	648	8	5184
CAMAROTES	1	36	36	4	144
BAÑO	1	36	36	4	144
SALA DE CONTROL-RADIO	1	36	36	6	216
AMBIENTES EXTERIORES	6	36	216	12	2592
RADIO	1	20	20	2	40
<b>TOTAL</b>			<b>2592</b>		<b>27016</b>

Fuente: Elaboración propia

Como se dijo anteriormente, la cantidad total de energía utilizada por los dispositivos de iluminación no es igual a la cantidad mínima necesaria para alimentar el aerogenerador. Como se sabe por teoría, potencia mínima eléctrica total ponderada es la potencia global total multiplicada por un coeficiente  $F_s$  de simultaneidad. En términos de potencia instalada, se estima que es del 60%.

$$P_{\text{mínima}} = F_s * P_{\text{instalada}} = 0.6 * 2592 = 1555.2 \text{ W} \quad ( 34 )$$

#### 4.2 CALIBRACION DE ANEMÓMETRO.

Para estudiar el comportamiento del viento nos apoyamos de un anemómetro casero, el cuál fue correctamente calibrado en los laboratorios de la UNS de acuerdo con el procedimiento de calibración enseñado en el curso de Energía Eólica de la Escuela Profesional De Ingeniería en Energía. A dicho anemómetro se le acopló un data logger, capaz de almacenar datos cada minuto durante 24 horas al día.

Tabla 3: Datos de calibración anemómetro

Horario	mVoltios	Velocidad	Horario	mVoltios	Velocidad
16:40	43	3.6	17:10	19	2.1
16:41	49	4.6	17:11	56	5.4
16:42	60	5.2	17:12	59	5.9
16:43	56	5	17:13	22	2.4
16:44	60	6.5	17:14	17	0.8
16:45	49	4.3	17:15	45	4.2
16:46	41	3	17:16	29	2.8
16:47	31	2.8	17:17	27	2.5
16:48	13	1.6	17:18	25	2.4
16:49	25	2.4	17:19	33	3.2
16:50	23	2	17:20	42	4.3
16:51	47	4.3	17:21	47	4.1
16:52	36	3.4	17:22	52	5.1
16:53	25	2.4	17:23	31	3.2
16:54	38	3.9	17:24	30	2.9
16:55	45	4.8	17:25	46	4.2
16:56	26	2.8	17:26	47	4.3
16:57	63	6.1	17:27	25	2.4
16:58	41	3.9	17:28	61	5.2
16:59	42	4.3	17:29	93	8.5
17:00	48	4.6	17:30	38	3.4
17:01	40	4.5	17:31	60	6.5
17:02	50	5.1	17:32	63	5.8
17:03	35	3.6	17:33	82	8
17:04	27	2.5	17:34	54	5.1
17:05	53	5.4	17:35	53	4.9
17:06	50	5.2	17:36	59	5.9
17:07	31	3.2	17:37	26	1.9
17:08	33	3.2	17:38	78	7.6
17:09	36	3.9	17:39	57	5.6
			17:40	30	3.2

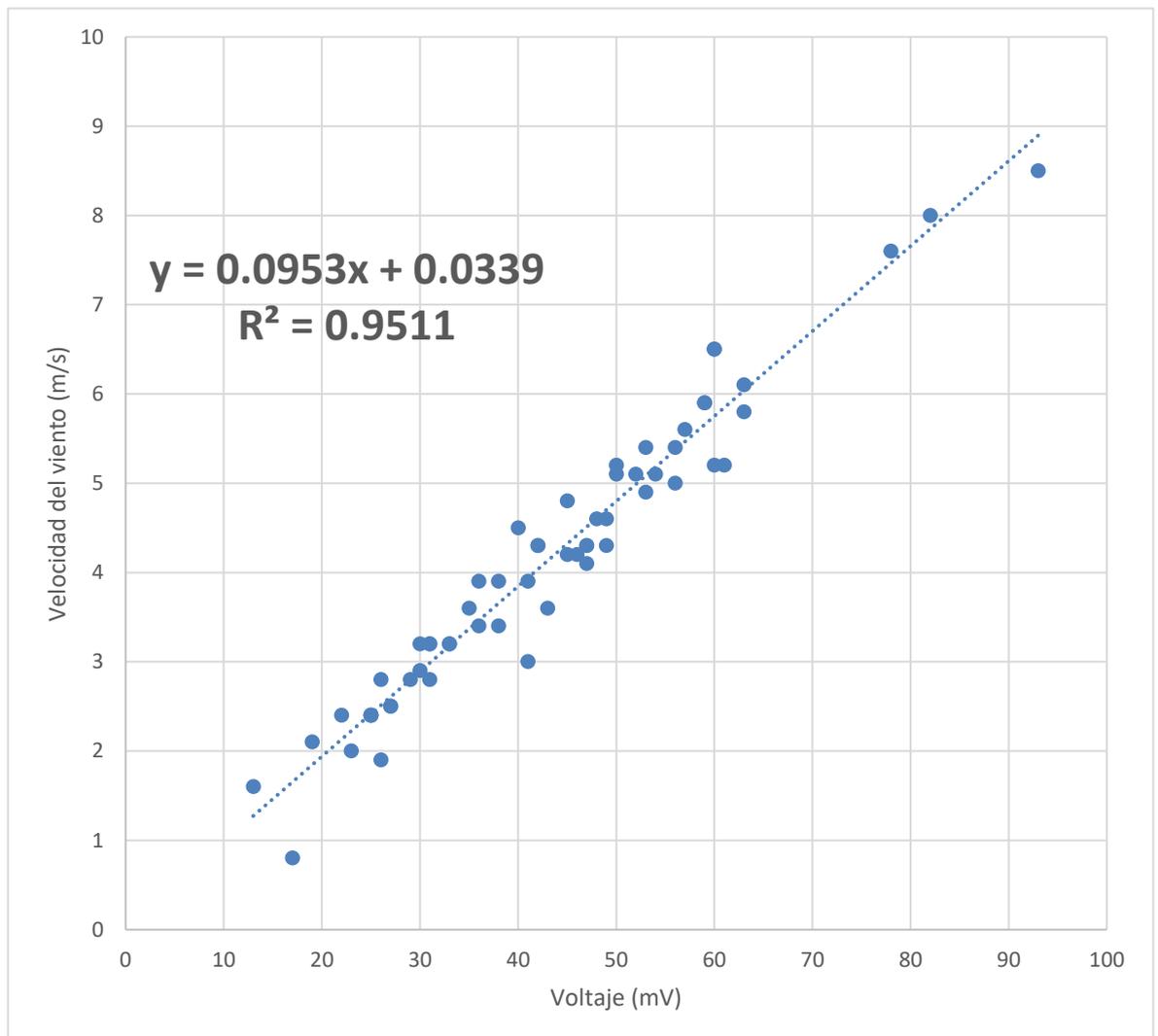
Fuente: Elaboración propia

De los datos de calibración se obtiene la siguiente curva adaptable a la conversión de medición del anemómetro.

$$y = 0.0953x + 0.0339 \quad ( 35 )$$

Nota: el  $R^2$  nos da un valor de 0.9511, lo que nos da una idea de que la curva lineal esta convenientemente calibrada con un margen de error menor al 5%.

Ilustración 13: Curva de calibración de anemómetro.



Fuente: Elaboración propia

#### 4.3 ESTUDIO ESTADÍSTICO DEL VIENTO.

Se obtuvo información de alrededor de 1 año, donde se produjo aproximadamente 351143 datos de viento para realizar los cálculos estadísticos de frecuencias relativas, probabilidad acumulada y función de Weibull, como también parámetros estadísticos de la distribución de velocidad.

El cálculo consistió en procesar los 351143 datos, calculando las velocidades altas y bajas para colocarlos en intervalos de clases, con su marca, frecuencia, clase acumulada, relativa, y frecuencia acumulada.

Tabla 4: Velocidades máximas y mínimas de cada mes evaluado.

Mes	Valor max	Valor min
Enero	17.9 m/s	0 m/s
Febrero	12 m/s	1 m/s
Marzo	15 m/s	0 m/s
Abril	15 m/s	1 m/s
Mayo	17.9 m/s	0 m/s
Junio	15.9 m/s	0.01 m/s
Julio	16.55 m/s	0.24 m/s
Agosto	12 m/s	0.1 m/s
Setiembre	15 m/s	0.2 m/s
Octubre	12.3 m/s	0.1 m/s
Noviembre	9.5 m/s	2 m/s
Diciembre	16 m/s	2 m/s

Fuente: Elaboración propia.

Para realizar el estudio estadístico para el tratamiento de nuestros datos, es necesario hallar la cantidad de intervalos, rango y amplitud para nuestra tabla.

- Cantidad de datos: 351143
- Valor máximo: 17.9 m/s
- Valor mínimo: 0 m/s
- Cantidad de intervalos: Fórmula de Sturges

$$Cantidad\ de\ intervalos = 1 + 3.222 * \text{Log}(Cantidad\ de\ datos) \quad ( 36 )$$

$$Cantidad\ de\ intervalos = 1 + 3.222 * \text{Log}(351143)$$

$$Cantidad\ de\ intervalos = 19$$

- Rango:

$$Rango: Valor\ máximo - Valor\ mínimo \quad ( 37 )$$

$$Rango = 17.9 - 0$$

$$Rango = 17.9\ m/s$$

➤ Amplitud:

$$\text{Amplitud} = \frac{\text{Rango}}{\text{Cantidad de intervalos}} \quad (38)$$

$$\text{Amplitud} = \frac{17.9}{19}$$

$$\text{Amplitud} = 0.9447 = 1$$

Tabla 5: Parámetros estadísticos para procesamiento de data

<b>Parámetros estadísticos</b>	
<b>Valor máx.</b>	17.9 m/s
<b>Valor mín</b>	0 m/s
<b>Cantidad de datos</b>	351143
<b>Cantidad de intervalos</b>	19
<b>Rango</b>	17.9
<b>Amplitud</b>	0.9487

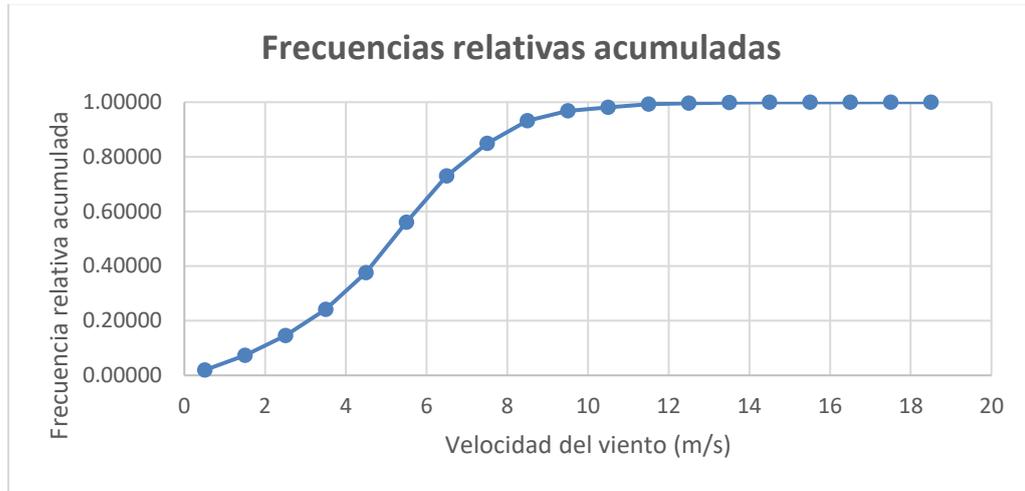
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6: Parámetros estadísticos de los datos de viento

N°	Rango Vel.	Veloc. Promedio	Frecuencia de clase	Frecuencia acumulada	%Frec relativa (fi)	%Frec Relativa Acum. (Fi)
1	0 - 1	0.5	6695	6695	1.907%	0.01907
2	1 - 2	1.5	18917	25612	5.387%	0.07294
3	2 - 3	2.5	25525	51137	7.269%	0.14563
4	3 - 4	3.5	33586	84723	9.565%	0.24128
5	4 - 5	4.5	47093	131816	13.411%	0.37539
6	5 - 6	5.5	64769	196585	18.445%	0.55984
7	6 - 7	6.5	59652	256237	16.988%	0.72972
8	7 - 8	7.5	42030	298267	11.969%	0.84942
9	8 - 9	8.5	28827	327094	8.209%	0.93151
10	9 - 10	9.5	12654	339748	3.604%	0.96755
11	10 - 11	10.5	4496	344244	1.280%	0.98035
12	11 - 12	11.5	4390	348634	1.250%	0.99285
13	12 - 13	12.5	1018	349652	0.290%	0.99575
14	13 - 14	13.5	801	350453	0.228%	0.99803
15	14 - 15	14.5	620	351073	0.177%	0.99980
16	15 - 16	15.5	56	351129	0.016%	0.99996
17	16 - 17	16.5	12	351141	0.003%	0.99999
18	17 - 18	17.5	2	351143	0.001%	1.00000
19	18 - 19	18.5	0	351143	0.000%	1.00000
	TOTAL	180.5	351143	-	100.00%	-

Fuente: Elaboración propia

Ilustración 14: Frecuencia acumulada velocidad de viento.



Fuente: Elaboración propia

#### 4.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Por medio de esta función se podrá establecer los parámetros de escala “c” y forma “k”, para eso se utilizará la aproximación de mínimos cuadrados, empezando por la ecuación anteriormente detallada en la teoría.

Función de distribución:

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (39)$$

Aproximación de mínimos cuadrados, partiendo de la siguiente ecuación:

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (40)$$

Aplicando logaritmos naturales a la ecuación de “aproximación de mínimos cuadrados”:

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

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

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

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k * \ln\left(\frac{v}{c}\right)$$

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k * \ln(v) - k * \ln(c)$$

Donde:

$$Y = \ln(-\ln(1 - F(v)))$$

$$a = k$$

$$X = \ln(v)$$

$$b = k * \ln(c)$$

Teniendo como formula general la siguiente:  $Y = aX - b$

Sabiendo que:

a = Factor de forma

$$c = \text{Factor de forma} = e^{-\left(\frac{b}{k}\right)}$$

Utilizamos datos del viento para desarrollar y obtener los coeficientes de escala "c" y forma "k". La ecuación de densidad de probabilidad se utiliza para calcular la función de Weibull:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (41)$$

O en su defecto:

$$P(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (42)$$

#### 4.5 VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO METODO POR EXCEL

Es necesario encontrar los parámetros en la Tabla 6 para resolver la distribución de Weibull. Las cuales en su defecto son: Frecuencia de clase, relativa y relativa acumulada; de los cuales todos ellos se desarrollan mediante el método de mínimos cuadrados.

Se detalla la tabla desarrollada para cada dato de velocidad de viento ya tratada mediante estadística.

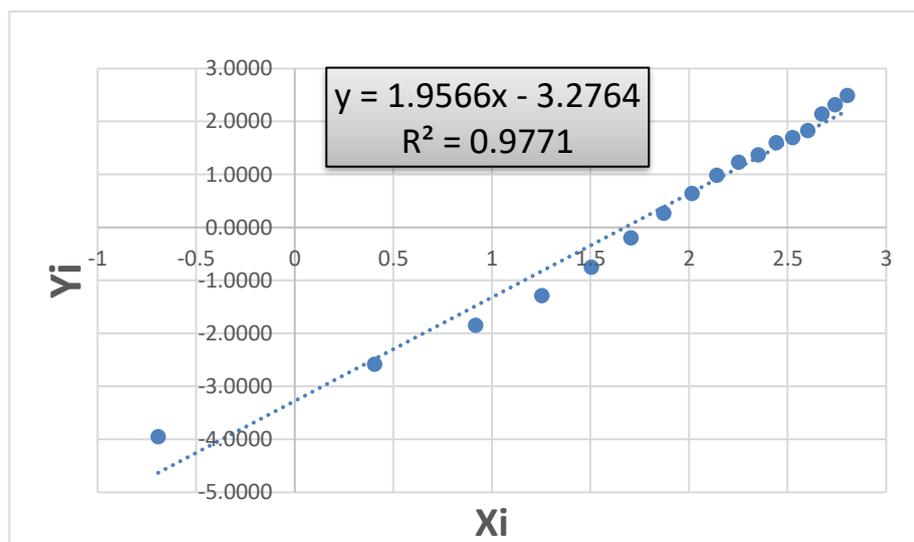
Tabla 7: Valores estadísticos – Método por Excel.

N°	Rango Vel.	Veloc. Promedio	Frecuencia de clase	Frecuencia acumulada	%Frec relativa (fi)	%Frec Relativa Acum. (Fi)	xi	yi
1	0 - 1	0.5	6695	6695	1.907%	0.01907	-0.69314718	-3.9502
2	1 - 2	1.5	18917	25612	5.387%	0.07294	0.40546511	-2.5805
3	2 - 3	2.5	25525	51137	7.269%	0.14563	0.91629073	-1.8490
4	3 - 4	3.5	33586	84723	9.565%	0.24128	1.25276297	-1.2869
5	4 - 5	4.5	47093	131816	13.411%	0.37539	1.5040774	-0.7537
6	5 - 6	5.5	64769	196585	18.445%	0.55984	1.70474809	-0.1977
7	6 - 7	6.5	59652	256237	16.988%	0.72972	1.87180218	0.2687
8	7 - 8	7.5	42030	298267	11.969%	0.84942	2.01490302	0.6383
9	8 - 9	8.5	28827	327094	8.209%	0.93151	2.14006616	0.9862
10	9 - 10	9.5	12654	339748	3.604%	0.96755	2.2512918	1.2320
11	10 - 11	10.5	4496	344244	1.280%	0.98035	2.35137526	1.3686
12	11 - 12	11.5	4390	348634	1.250%	0.99285	2.44234704	1.5976
13	12 - 13	12.5	1018	349652	0.290%	0.99575	2.52572864	1.6978
14	13 - 14	13.5	801	350453	0.228%	0.99803	2.60268969	1.8297
15	14 - 15	14.5	620	351073	0.177%	0.99980	2.67414865	2.1425
16	15 - 16	15.5	56	351129	0.016%	0.99996	2.74084002	2.3155
17	16 - 17	16.5	12	351141	0.003%	0.99999	2.80336038	2.4912
18	17 - 18	17.5	2	351143	0.001%	1.00000	2.86220088	
19	18 - 19	18.5	0	351143	0.000%	1.00000	2.91777073	
	TOTAL	180.5	351143	-	100.00%	-	37.2887216	5.9501

Fuente: Elaboración propia

Según el desarrollo estadístico de los datos de viento obtenidos en el desarrollo de la tabla 7, se observa lo siguiente:

Ilustración 15: Parámetro (a) y (b) por Excel para pendiente  $y=ax-b$



Fuente: Elaboración propia.

El resultado de la pendiente  $Y=aX-b$ , nos brinda los siguientes valores para  $a=1.9566$  y  $b=-3.2764$ .

Ahora sabiendo que se obtuvo la ecuación pendiente  $y = 1.9566x - 3.2764$

Podemos calcular el parámetro de escala C:

$$c = e^{-\frac{b}{k}}$$

$$c = e^{-\frac{-3.2764}{1.9566}}$$

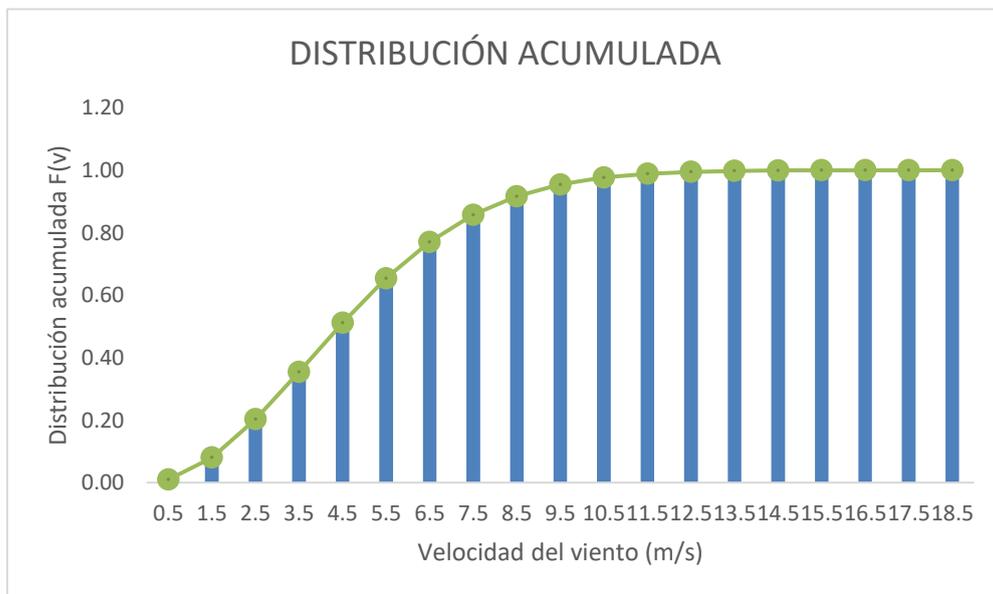
$$c = 5.336$$

El parámetro de forma “k” es el “a” de la ecuación pendiente  $y=ax-b$  o  $y=kx-b$

$$k = 1.9566$$

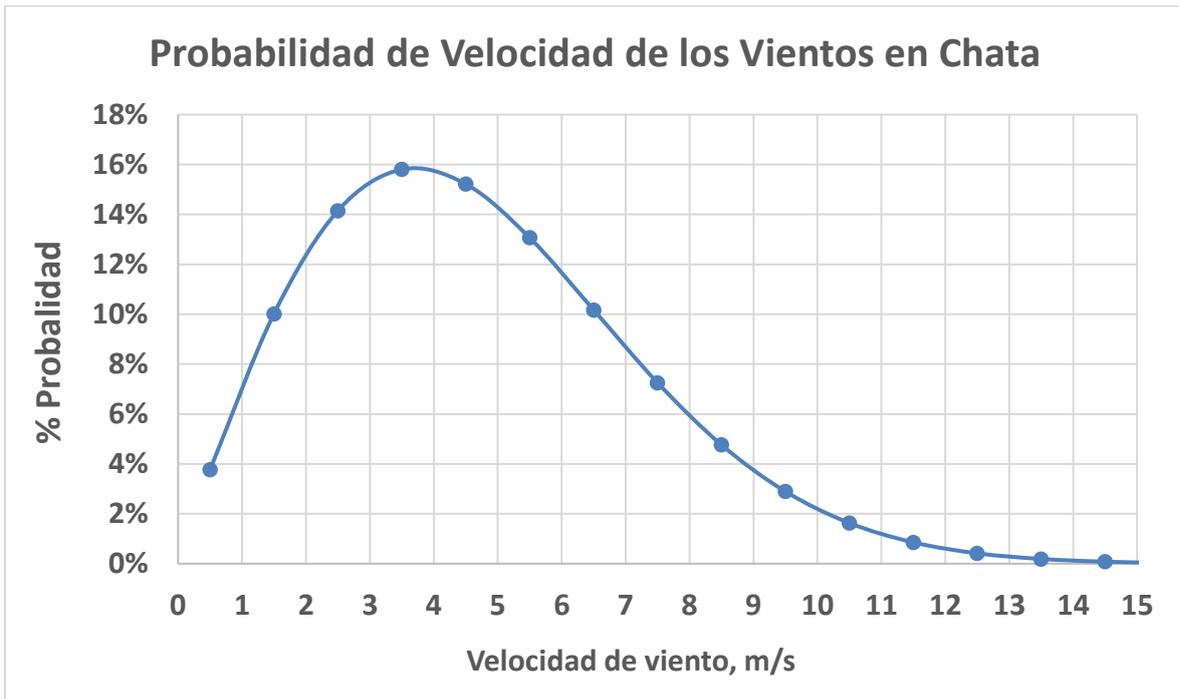
En la ilustración 17, representa la distribución de Weibull, de los cuales la variación que tiene la velocidad tiene una velocidad media de 5.5 m/s. Esto hace referencia a que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 5.5 m/s y la otra mitad a más de 5.5 m/s. Por lo tanto, tiene la curva una forma determinada para un parámetro de forma de 1.9566.

Ilustración 16: Distribución acumulada.



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 17: Función Weibull



Fuente: Elaboración propia

#### 4.6 VELOCIDAD PROMEDIO DEL VIENTO CON EL MÉTODO MÍNIMOS CUADRADOS.

Para realizar el método de mínimos cuadrados es necesario tener en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$A = \frac{\sum f_i \cdot x_i \cdot y_i - (\sum f_i \cdot x_i)(\sum f_i \cdot y_i)}{\sum f_i \cdot x_i^2 - (\sum f_i \cdot x_i)^2} \quad (43)$$

$$B = \sum f_i \cdot y_i - A \sum f_i \cdot x_i \quad (44)$$

Estas expresiones son usadas para calcular los coeficientes de la recta de regresión lineal.

La ecuación viene definida de la siguiente forma:  $y = Ax + B$

En la siguiente hoja se detalla la tabla completa del tratamiento de datos.

Tabla 8: Parámetros estadísticos distribución de Weibull

N°	Rango Vel.	Veloc. Promedio	Frecuencia de clase	Frecuencia acumulada	%Frec relativa (fi)	%Frec Relativa Acum. (Fi)	xi	yi	fi.xi	(xi)^2	fi.xi^2	fi.yi	fi.yi.xi
1	0 - 1	0.5	6695	6695	1.907%	0.01907	-0.69314718	-3.9502	-0.0132	0.4805	0.0092	-0.0753	0.05220518
2	1 - 2	1.5	18917	25612	5.387%	0.07294	0.40546511	-2.5805	0.0218	0.1644	0.0089	-0.1390	-0.05636717
3	2 - 3	2.5	25525	51137	7.269%	0.14563	0.91629073	-1.8490	0.0666	0.8396	0.0610	-0.1344	-0.12315641
4	3 - 4	3.5	33586	84723	9.565%	0.24128	1.25276297	-1.2869	0.1198	1.5694	0.1501	-0.1231	-0.15420384
5	4 - 5	4.5	47093	131816	13.411%	0.37539	1.5040774	-0.7537	0.2017	2.2622	0.3034	-0.1011	-0.15203079
6	5 - 6	5.5	64769	196585	18.445%	0.55984	1.70474809	-0.1977	0.3144	2.9062	0.5360	-0.0365	-0.06216248
7	6 - 7	6.5	59652	256237	16.988%	0.72972	1.87180218	0.2687	0.3180	3.5036	0.5952	0.0457	0.08545215
8	7 - 8	7.5	42030	298267	11.969%	0.84942	2.01490302	0.6383	0.2412	4.0598	0.4859	0.0764	0.15393904
9	8 - 9	8.5	28827	327094	8.209%	0.93151	2.14006616	0.9862	0.1757	4.5799	0.3760	0.0810	0.1732685
10	9 - 10	9.5	12654	339748	3.604%	0.96755	2.2512918	1.2320	0.0811	5.0683	0.1826	0.0444	0.09994939
11	10 - 11	10.5	4496	344244	1.280%	0.98035	2.35137526	1.3686	0.0301	5.5290	0.0708	0.0175	0.04120392
12	11 - 12	11.5	4390	348634	1.250%	0.99285	2.44234704	1.5976	0.0305	5.9651	0.0746	0.0200	0.04878251
13	12 - 13	12.5	1018	349652	0.290%	0.99575	2.52572864	1.6978	0.0073	6.3793	0.0185	0.0049	0.01243166
14	13 - 14	13.5	801	350453	0.228%	0.99803	2.60268969	1.8297	0.0059	6.7740	0.0155	0.0042	0.01086325
15	14 - 15	14.5	620	351073	0.177%	0.99980	2.67414865	2.1425	0.0047	7.1511	0.0126	0.0038	0.01011598
16	15 - 16	15.5	56	351129	0.016%	0.99996	2.74084002	2.3155	0.0004	7.5122	0.0012	0.0004	0.00101212
17	16 - 17	16.5	12	351141	0.003%	0.99999	2.80336038	2.4912	0.0001	7.8588	0.0003	0.0001	0.00023866
18	17 - 18	17.5	2	351143	0.001%	1.00000	2.86220088	....	0.0000	8.1922	0.0000	....	....
19	18 - 19	18.5	0	351143	0.000%	1.00000	2.91777073	....	0.0000	8.5134	0.0000	....	....
	TOTAL	180.5	351143	-	100.00%	-	37.2887216	5.9501	1.6064	89.3090	2.9018	-0.3111	0.1415

Fuente: Elaboración propia

Siguiendo la ecuación 43 y 44, podemos determinar los parámetros de forma y escala por el método de mínimos cuadrados.

Siendo los parámetros los siguientes:

$$A=1.9953$$

$$B=-3.5162$$

$$c=5.8258$$

Factor de forma “k=A” con el factor de escala “c”

#### 4.7 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS DE LA DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD

##### ➤ **Velocidad promedio:**

Se calculó a partir de la ecuación expresada de la siguiente forma:

Tomando en cuenta lo siguiente:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v p(v) dv = c \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (45)$$

$$c = 5.8258 \text{ m/s}$$

$$k = 1.9953$$

$$n = 1.40$$

Para hallar la función Gamma se usará la tabla N°26, del anexo, siendo

$$\Gamma(n) = 0.887.$$

Reemplazando obtendríamos los siguientes valores:

$$\langle v \rangle = 5.8258 * 0.887 * \left( 1 + \frac{1}{1.9953} \right)$$

$$\langle v \rangle = 7.7573 \text{ m/s}$$

##### ➤ **Velocidad mediana:**

Se calcula a partir de la siguiente ecuación, expresada así:

$$\tilde{v} = c(\ln 2)^{1/k} \quad (46)$$

Donde:

$$c = 5.8258$$

$$k = 1.9953$$

$$\tilde{v} = 5.8258 * (\ln 2)^{1/1.9953}$$

$$\tilde{v} = 4.8482 \text{ m/s}$$

➤ **Varianza:**

Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - [\Gamma(1 + \frac{1}{k})]^2 \quad (47)$$

Sabiendo:

$$c = 5.8258$$

$$k = 1.9953$$

$$n1 = 1.80$$

$$n2 = 1.40$$

Siendo según tabla  $\Gamma(n1) = 0.9324$  y  $\Gamma(n2) = 0.8872$ .

$$\frac{\sigma^2}{c^2} = 0.9324 \left(1 + \frac{2}{1.9953}\right) - [0.8872(1 + \frac{1}{1.9953})]^2$$

$$\sigma^2 = 3.2374 \text{ m/s}$$

➤ **Desviación Estándar:**

Se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (48)$$

$$c = 5.8258$$

$$k = 1.9953$$

$$n1 = 1.80$$

$$n2 = 1.40$$

Siendo según tabla  $\Gamma(n1) = 0.9324$  y  $\Gamma(n2) = 0.8872$ .

$$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{1.9953}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{1.9953}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\sigma = 5.9080 \text{ m/s}$$

➤ **Velocidad cúbica promedio:**

Se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$\langle v^3 \rangle = \int_0^{\infty} v^3 p(v) dv = c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

$$c = 5.8258$$

$$k = 1.9953$$

$$n1 = 2.21$$

Siendo según tabla  $\Gamma(n1) = 1.1054$

$$\langle v^3 \rangle = 5.8258^3 * 1.1054 * \left(1 + \frac{3}{1.9953}\right)$$

$$\langle v^3 \rangle = 547.1918 \text{ m/s}$$

➤ **Velocidad eficaz promedio:**

Se calcula según la siguiente ecuación.

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

Sabiendo que:  $\langle v^3 \rangle = 547.1918 \text{ m/s}$

$$v^* = \langle 547.1918 \rangle^{1/3}$$

$$v^* = 8.1792 \text{ m/s}$$

#### 4.8 CALCULO DE POTENCIA TEORICA DEL VIENTO.

➤ **Velocidad máxima aprovechada según la Ley de Betz.**

La velocidad del viento varía con la altura, durante nuestra investigación se ha colocado un anemómetro en la plataforma flotante a una altura aproximada de 4.5 metros sobre el nivel del mar.

Se ha determinado con el equipo especializado colocar el aerogenerador a una altura de 12 metros sobre el nivel del mar, para lo cual se hallará la velocidad a la altura ya mencionada.

$$V_h = V_{4.5} (h/10)^\alpha \quad (49)$$

Donde:

$V_h$  = altura a 12 metros

$V_{4.5}$  = Altura a 4.5, donde fue medido los datos de viento.

$\alpha$ : 0.14, para lugares llanos o mar costa.

$$V_{12} = 6.68 \text{ m/s}$$

➤ **Estimación de la potencia eólica.**

A partir de la siguiente ecuación se estimará la potencia eólica disponible.

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (50)$$

Donde:

$\rho = 1.2106 \text{ kg/m}^3$ , la cual nos representa la densidad a una altura de 12 metros con una temperatura promedio de  $18^\circ\text{C}$ .

$D = 2.5 \text{ m}$ , diámetro máximo que puede ocupar el aerogenerador en la plataforma flotante.

$v = 6.68 \text{ m/s}$

Es así que se reemplaza en la ecuación de la siguiente forma:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\pi}{4} \cdot 2.5^2\right) \cdot 1.2106 \cdot (6.68)^3$$
$$P_d = 886.9713 \text{ W} = 0.887 \text{ kW}$$

Se ha hallado que la potencia eólica disponible del viento es de  $0.887 \text{ kW}$ , la cuál es ideal o teórica. Para determinar si la energía es artificial o genuina, debemos incluir en el cálculo tanto la energía eléctrica como la cinética, lo que requiere medir el  $C_p$ . Según Pedro Fernández. 2010, el rendimiento de Betz no debe superar los  $59.3\%$ .

Entonces obtenemos:

$$P_{\max} = 0.593 \cdot 0.887$$

$$P_{\max} = 525.97 \text{ W}$$

$$P_{\max} = 0.526 \text{ kW}$$

➤ **Parámetros aerodinámicos del perfil FX 60-126.**

Para elegir un buen perfil, se consultó con especialistas cuál era el más recomendable y eficiente dándonos una recomendación por el perfil FX 60-126. El cuál será evaluado para nuestra investigación.

**a) Cálculo de celeridad o velocidad específica de la pala, conocido como TSR ( $\lambda$ )**

Se obtendrá la relación para encontrar la velocidad periférica.

$$N = \frac{60 \cdot \lambda \cdot v}{\pi \cdot d}$$

$$\lambda = \frac{\pi \cdot d \cdot R}{30 \cdot v}$$

Para el cálculo de  $\lambda$  tomaremos un RPM o velocidad de giro deseada y recomendada de 300 rpm. La velocidad promedio calculada es 7.7573 m/s, el radio del aerogenerador es de 1.3 metros. Es así como tenemos:

$$\lambda = \frac{\pi \times 1.3 \times 300}{30.7.7573}$$

$$\lambda = 5.265$$

**b) Cálculo de la celeridad local.**

Para eso debemos reemplazar la velocidad periférica de la pala, el radio del rotor y el radio del centro de rotor, en la siguiente ecuación.

$$\lambda_r = \frac{r}{R} \lambda$$

$$\lambda_r = \frac{0.19}{1.3} 5.265$$

$$\lambda_r = 0.7695$$

**c) Cálculo del ángulo de sustentación.**

Para calcular el ángulo de sustentación, tenemos el resultado de la celeridad local. El cuál usaremos en la siguiente ecuación.

$$\theta = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left( \frac{1}{0.7695} \right)$$

$$\theta = 34.95^\circ$$

**d) Cálculo del ángulo de inclinación.**

Para calcular el ángulo de inclinación es necesario conocer el ángulo de ataque y el ángulo de sustentación que es 34.95°. El ángulo de ataque será sacado de las tablas del perfil de nuestro aerogenerador, siendo el ángulo de ataque de  $\alpha=5.75^\circ$ .

$$\beta = \theta - \alpha$$

$$\beta = 34.95^\circ - 5.75^\circ = 29.2^\circ$$

**e) Cuerda de la sección del álabe (C).**

Para este cálculo necesitaremos el coeficiente de sustentación ( $C_s$ ) y número de álabes del aerogenerador ( $Z$ ), por lo que, estos datos se obtendrán de las características del aerogenerador. El número de álabes es de 3, el  $C_s$  es de 1.0993 y el ángulo de sustentación es de 34.95°. Con lo cual reemplazamos en la siguiente ecuación.

$$C = \frac{8\pi r}{Z C_s} (1 - \cos \theta)$$

$$C = \frac{8\pi * 0.19}{3 * 1.0993} (1 - \cos 34.95)$$

$$C = 0.316 \text{ m}$$

**f) Cálculo de Reynold (Re)**

Este cálculo esta dado por la velocidad del viento promedio de nuestros datos 7.7573 m/s, con la viscosidad cinemática del aire a temperatura de 25°C la cuál es de 1.555 m<sup>2</sup>/s.10<sup>-5</sup> y la cuerda 0.201 m. Lo cual reemplazaremos en la siguiente ecuación.

$$Re = \frac{Vc}{\nu}$$

$$Re = \frac{7.7573 * 0.20}{1.555 * 10^{-5}} = 100\ 271.209$$

**g) Cálculo de factor de corrección aerodinámico.**

Se necesitará los siguientes parámetros para este tipo de cálculo. Este factor de corrección de Prandtl para la pérdida de punta álabe se deriva del número de palas, que es tres, la distancia al centro del rotor en la sección evaluada, que es de 0.19m, el radio del centro del rotor, que es R=1.3, y el soporte de la pala. ángulo, que es de 34,95°. Los cuáles serán reemplazados en la siguiente ecuación.

$$F = \frac{2}{\pi} * \cos^{-1} \left( e^{\frac{\left(\frac{B}{2}\right)\left(1-\frac{r}{R}\right)}{\left(\frac{r}{R}\right) * \sin \theta}} \right)$$

$$F = \frac{2}{\pi} * \cos^{-1} \left( e^{\frac{\left(\frac{3}{2}\right)\left(1-\frac{0.19}{1.3}\right)}{\left(\frac{0.19}{1.3}\right) * \sin 34.95}} \right)$$

$$F = 0.986$$

**h) Cálculo del coeficiente de Potencia y Potencia eólica.**

Para el cálculo del coeficiente total de potencia puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{8}{\lambda N} [F(\sin \theta)^2 (\cos \theta - \lambda_r \sin \theta) (\sin \theta + \lambda_r \cos \theta) \left(1 - \frac{C_d}{Cl} \cot \theta\right) \lambda_r^2]$$

$$\Theta = 34.95^\circ$$

$$F = 0.986;$$

$$\lambda = 5.265;$$

$$\lambda_r = 0.7695$$

$$Cl = 1.2561$$

$$C_d = 0.0188$$

$$C_p = 0.4822$$

- A partir del cálculo del  $C_p$  podemos calcular la potencia eólica de diseño, o potencia real. Con una velocidad real de Weibull de 6.68 m/s

$$P_{real} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta$$

$$P_{real} = 0.887 \text{ kW} * 0.4822 * 0.70$$

$$P_{real} = 0.312 \text{ kW}$$

- La energía que portaría el viento si se desplazase con una velocidad igual a la media durante 8760 horas al año, sería la siguiente.

$$E. \text{ anual} = 4380 * P_{real}$$

$$E. \text{ anual} = 4380 * 0.312 \text{ kWh}$$

$$E. \text{ anual} = 1366.56 \text{ kWh}$$

#### 4.9 ANÁLISIS DE ENERGÍA CUBIERTA EN PLATAFORMA FLOTANTE

Analizando las cargas de la plataforma flotante se obtuvo una demanda total de 27016 W-h/día, con una potencia instalada de 2.592 kW. Sabiendo que la potencia máxima eólica aprovechable que se tiene en zona es de 0.312 kW. En el sector pesquero se tiene 180 días de producción neta de pesca, donde la plataforma flotante trabaja 24 horas al día (horario donde se usa más la iluminación durante la noche).

De esto fácilmente deducimos que para ocupar toda la demanda requerida se tendría que instalar esta cantidad de aerogeneradores:

$$\text{Aerogeneradores} = \frac{27.016 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} * 180 \frac{\text{día}}{\text{año}}}{1366.56 \text{ kWh/año}} = 3.55 \quad ( 51 )$$

Considerando que los aerogeneradores se consideraron con un diámetro de 2.5 metros, y el limitado espacio en la plataforma, se detallará una propuesta diferente.

Realizando una evaluación energética, se va a considerar que de la demanda total de la plataforma 27016 W-h/día, el 80% será cubierta por la energía eólica y el 20% restante por el grupo electrógeno 3412, con la finalidad que mientras opera el grupo electrógeno este cargue las baterías con una operación en paralelo.

$$\text{Energía cubierta por el aerogenerador} = 27016 * 80\%$$

$$\text{Energía cubierta por el aerogenerador} = 21612.8 \text{ W} - \text{h/día}$$

Se tiene la nueva cantidad de aerogeneradores a instalar:

$$\text{Aerogeneradores} = \frac{21.612 \frac{kWh}{\text{día}} * 180 \frac{\text{día}}{\text{año}}}{1366.56 kWh/año} = 2.85$$

$$\text{Aerogeneradores} = 3 \text{ aerogeneradores}$$

Con esto podemos asegurar que el número de aerogeneradores a instalar es de 3.

#### 4.10 PROPUESTA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR

Teniendo en consideración la potencia y energía a cubrir por las energías del viento, las dimensiones de espacio en la plataforma flotante se tiene la siguiente propuesta técnica.

Ilustración 18: Propuesta Técnica

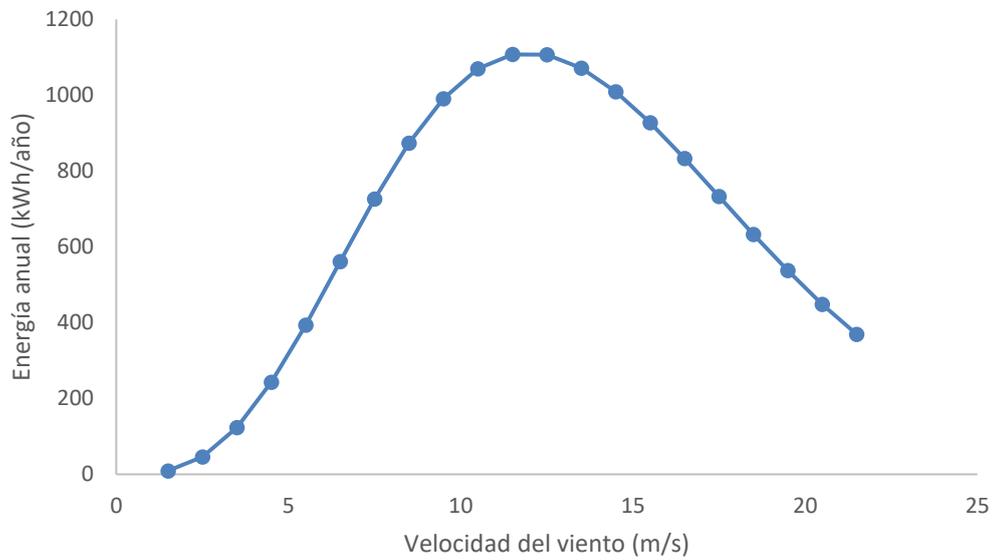
Modelo	CIME-800
Perfil de la pala	FX 60-126
Potencia nominal	800 W
Potencia máxima	850 W
Voltaje nominal	48 V
Numero de cuchillas	3
Longitud de cuchillas	650 mm
Peso neto superior	10 kg
Diámetro de viento	1.3 m
Velocidad de viento nominal	5.2 m/s
Velocidad de arranque	1.5 m/s
Velocidad de supervivencia	50 m/s
Generador	Generador síncrono imán permanente de 3 fases
La vida de servicio	Más de 20 años
Rodamiento	HRB
Material de cuchillas	Nylon
Material de carcasa	Aleación de aluminio
Imán permanente material	Tierra rara NbFeB
Sistema de control	Electroimán
Lubricación	Grasa
Temperatura de trabajo	-40 a 80°C

Fuente: Empresa Suner Company

Características:

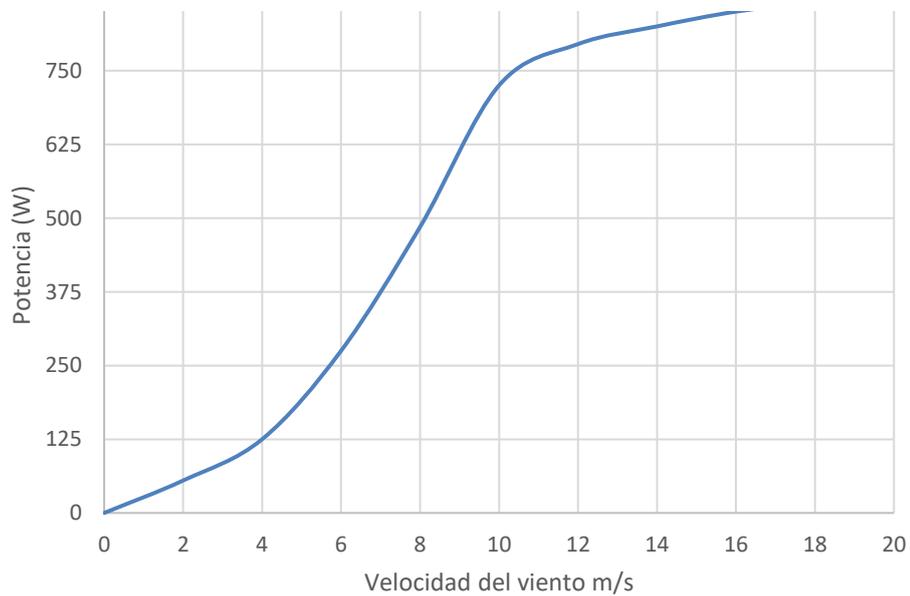
1. Baja vibración y alta temperatura de energía eólica.
2. Mantenimiento y reparaciones sencillos.
3. Cuchillas precisas para fundición por inyección, junto con contorno optimizado y diseño de estructura aerodinámica.
4. Alta fiabilidad.

Ilustración 19: Curva de potencia con Weibull



Fuente: Elaboración propia.

Ilustración 20: Curva de potencia aerogenerador CIME 800 W



Fuente: Empresa Suner company

Sabiendo que nuestra velocidad promedio de la zona es de 6.68 m/s a una altura de instalación de 12 metros, y con nuestro aerogenerador CIME-800 con una velocidad nominal de 5.2 m/s. Podemos garantizar la potencia nominal de 350 W.

#### 4.11 NUMERO DE AEROGENERADORES A SOLICITAR E INSTALAR

Analizando las casuísticas planteadas se tiene que con la velocidad estudiada de 6.68 m/s. La potencia real analizando el perfil FX 60-126 es de 0.312 Kw, mientras que viendo la curva de potencia del aerogenerador es de 0.350 kW.

Hallaremos la energía anual producida por la potencia encontrada.

$$E. \text{ anual} = 4380 * P_{\text{real}}$$

$$E. \text{ anual} = 4380 * 0.350 \text{ kWh}$$

$$E. \text{ anual} = 1533 \text{ kWh}$$

Con esto podemos determinar el número de aerogeneradores.

$$\text{Aerogeneradores} = \frac{21.612 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} * 180 \frac{\text{día}}{\text{año}}}{1533 \text{ kWh/año}} = 2.53$$

**Teniendo una cantidad a instalar de 3 aerogeneradores.**

#### 4.12 NÚMERO DE BATERÍAS A SOLICITAR

Para determinar el número de baterías a solicitar al proveedor se necesitará los siguientes datos.

Consumo total (wh/día) = 21612.8 Wh/día

Voltaje nominal del aerogenerador = 48 V

Profundidad de descarga de las baterías = 0.70

Factor de seguridad de consumo = 110%

Días de autonomía = 2

##### ➤ **Consumo total con factor de seguridad**

Viene determinada por la siguiente fórmula.

$$\text{Consumo total con FS} = \text{Consumo total} * \text{Factor de seguridad}$$

$$\text{Consumo total con FS} = 21612.8 \frac{\text{Wh}}{\text{día}} * 110\%$$

$$\text{Consumo total con FS} = 23774.08 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

➤ **Corriente al día (Ah/día) CDR**

Se determinará con la siguiente ecuación.

$$\text{Corriente al día CDR} \left( \frac{\text{Ah}}{\text{día}} \right) = \frac{\text{consumo total con FS}}{\text{voltaje nominal de aerogenerador}}$$

$$\text{Corriente al día CDR} \left( \frac{\text{Ah}}{\text{día}} \right) = \frac{23774.08 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{48 \text{ V}}$$

$$\text{Corriente al día CDR} \left( \frac{\text{Ah}}{\text{día}} \right) = 495.29 \frac{\text{Ah}}{\text{día}}$$

➤ **Capacidad de las baterías.**

Se determinará con la siguiente ecuación.

$$\text{Capacidad} = \frac{\text{Corriente al día CDR} * \text{días de autonomía}}{\text{Profundidad de descarga}}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{495.29 \frac{\text{Ah}}{\text{día}} * 2 \text{ día}}{0.70}$$

$$\text{Capacidad} = 1415.12 \text{ Ah}$$

➤ **Número de baterías**

Para determinar el número de baterías se considerará la siguiente ecuación.

$$\text{Número de baterías} = \frac{\text{Capacidad de baterías (Ah)}}{\text{Capacidad unitaria (Ah)}}$$

Según catálogo de proveedor las baterías que utilizaremos tienen una capacidad unitaria de 220 Ah.

$$\text{Número de baterías} = \frac{1415.12 \text{ Ah}}{220 \text{ Ah}}$$

$$\text{Número de baterías} = 6 \text{ baterías en paralelo}$$

En la plataforma flotante ya se cuenta con 4 baterías con las mismas características por lo que solo hace falta comprar 2 unidades más.

#### 4.13 PROPUESTA TÉCNICA-ECONÓMICA DEL PROVEEDOR.

Luego de realizar el estudio del viento, determinando la velocidad y dirección de este. Además de encontrar la potencia efectiva garantizada por el viento, cantidad de aerogeneradores y cantidad de baterías, entre otros. Se envió a un proveedor especializado los datos detallados líneas arriba, para su propuesta técnica.

Ilustración 21: Propuesta técnica económica

Vendedor	Trabajo	Modo de envío	Condiciones de envío	Fecha de entrega	Condiciones de pago	Fecha de vencimiento
JHOC568	Instalación para garantía	Marítimo	100% del costo total	27/09/2019	Total, de Cuenta	20/08/2019

Ítem	Nº de elemento	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Total de línea	
1	BA651IP651	Inversor IP65 3KW + Cableado	S/ 3022.30	1	S/ 3022.30	
2	AEGIP6587	Aerogenerador 800W 48V 3 palas + Cableado	S/ 1577.20	4	S/ 6308.80	
3	CCEIP48	Controlador de carga Eolico 48V	S/ 75.50	4	S/ 300.00	
4	MSLACRO3	Mástil 3m Aerogenerador 800W	S/ 450.70	4	S/ 1802.00	
5	STEMAS3M	Pieza mecánica soporte de mástil 3m(soldara por el cliente)	S/150.00	4	S/ 600.00	
6	MEDICION	Monitorización y control remoto 1año	S/1845.00	1	S/1845.00	
7	CBTP35	Cableado tipoIP35 bateria-Inver	S/ 35.60	1	S/ 35.60	
8	INSCLIENTE	Instalación Aerogenerador + tubería de cableado	S/2878.00	1	S/ 2878.00	
1	GIP65	Garantía Extendida 1 Año	-	-	S/0.00	
Descuento Total				-	-	
<i>*Se considera que el cliente construirá el sistema de almacenamiento con la Asesoría del ingeniero a cargo de la instalación del sistema. (FREE)</i>					Subtotal	S/ 16791.70
<i>**Se considera que el cliente proveerá de soldado de la pieza mecánica brindada por el ingeniero a cargo de la instalación del sistema. (FREE)</i>					Ventas IGV 18%	
					Total	S/ 3022.51
						S/ 19814.21

Fuente: Empresa Suner company

#### 4.14 ANALISIS ECONOMICO DE LA INVESTIGACIÓN.

En este apartado se analizará todos los aspectos económicos de la propuesta técnica para ver el estudio del viento es viable para futuros proyectos por parte de la empresa Austral Group S.A.A.

Primero de todo se detallará el presupuesto del proyecto, luego un análisis de ahorro económico que se tiene por invertir en el proyecto, para finalizar con un estudio de rentabilidad de inversión y periodo de retorno de la inversión.

➤ **Ahorro económico por consumo de combustible.**

Para empezar, se evaluará el ahorro económico por consumo de combustible en los grupos electrógenos CAT 3412 y CAT C4, quienes son los grupos electrógenos encargados de abastecer las baterías para la iluminación de la plataforma flotante.

**Para grupo electrógeno CAT 3412.**

Horas de operación anual: 2057 hr

Consumo gln/hr: 10.99 gln/hr

Precio DB5: \$3.3

$$\text{Consumo anual} = 10.99 \frac{\text{gln}}{\text{hr}} * 2057 \frac{\text{hr}}{\text{año}} = 22\,606.43 \frac{\text{gln}}{\text{año}}$$

$$\text{Gasto anual, USD} = 22606.43 \frac{\text{gln}}{\text{año}} * 3.3 \frac{\text{USD}}{\text{gln}} = \$74\,601$$

Haciendo un análisis que del total de potencia ofrecida por el grupo CAT 3412, se ha considerado que solo un 5% hora efectiva es para la iluminación.

$$\text{Ahorro anual} = \text{Gasto anual} * \text{factor considerado de iluminación}$$

$$\text{Ahorro anual} = \$74\,601 * 5\%$$

$$\text{Ahorro anual} = \$3\,730$$

**Para grupo electrógeno CAT C4.**

Horas de operación anual: 1147 hr.

Consumo gln/hr: 3.5 gln/hr

Precio DB5: \$3.3

$$\text{Consumo anual} = 3.5 \frac{\text{gln}}{\text{hr}} * 1147 \frac{\text{hr}}{\text{año}} = 4\,014.5 \frac{\text{gln}}{\text{año}}$$

$$\text{Gasto anual, USD} = 4014.5 \frac{\text{gln}}{\text{año}} * 3.3 \frac{\text{USD}}{\text{gln}} = \$13\,248$$

Teniendo la misma consideración, que la de la potencia total ofrecida por el CAT C4, solo un 60% de hora efectiva es para la iluminación.

$$\text{Ahorro anual} = \text{Gasto anual} * \text{factor considerado de iluminación}$$

$$\text{Ahorro anual} = \$13\,248 * 60\%$$

$$\text{Ahorro anual} = \$7\,949$$

**Ahorro anual total por consumo de combustible: \$11 679.**

Tabla 9: Resumen de ahorro económico por combustible

<b>Ahorro Económico - Consumo de Combustible</b>									
Motor	12-Jun-19	16-Jun-18	Horas Operación Anual	Consumo, gln/hr	Consumo, gln/año	Precio USD, DB5	Gasto Anual, USD	% Hora Efectiva en iluminación	Ahorro Anual
<b>CAT 3412</b>	8,514 hr	6,457 hr	2,057 hr	10.99	22606.43	3.3	\$74,601	5%	<b>\$3,730</b>
<b>CAT C4</b>	1,147 hr	0 hr	1,147 hr	3.5	4014.5	3.3	\$13,248	60%	<b>\$7,949</b>
									<b>\$11,679</b>

Fuente: Elaboración propia

➤ **Ahorro económico por mantenimiento preventivo.**

Para eso se tiene la cantidad de materiales que se utiliza para el mantenimiento preventivo de este grupo electrógeno.

Tabla 10: Repuestos utilizados en el mantenimiento preventivo CAT C4

por cada 250 Hr Operación	Material Cod SAP	Descripción	Cant.	Precio	Gasto
	30016199	FILTRO PARA ACEITE 7W-2326	1 und	\$15.03	<b>\$15</b>
	30016201	FILTRO PARA AIRE # 233-5182	1 und	\$22.50	<b>\$23</b>
	30016200	FILTRO P/COMBUST SEPARAD AGUA #250-6527	1 und	\$51.36	<b>\$51</b>
	50000170	ACEITE RP TURBO SHPD 15W40 (Cil 208 Lt)	3.50 gln	\$9.37	<b>\$33</b>

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo un gasto de \$122 por cada mantenimiento preventivo del grupo electrógeno. Se sabe que a este grupo electrógeno CAT C4, se hace un mantenimiento cada 250 horas.

$$\text{Número de mantto preventivos} = \frac{1147 \frac{\text{hr}}{\text{año}}}{250 \frac{\text{hr}}{\text{año}}} = 5 \text{ manttos preventivos}$$

Tabla 11: Resumen ahorro económico mantto preventivo.

<b>Ahorro Económico - Mantenimiento Preventivo</b>							
Motor	12-Jun-19	16-Jun-18	Horas Operación Anual	Frecuencia Mantto Preventivo	# Mantto al Año	Gasto por cada 250h operación	Ahorro Anual
CAT C4	1,147 hr	0 hr	1,147 hr	250	5	\$122	\$608

Fuente: Elaboración propia.

Ahorro económico total: \$ 12 287.20

➤ **Inversión económica para el proyecto aerogenerador.**

La propuesta dada por el proveedor nos indica un precio de S/. 19 814.21 por 4 aerogeneradores, pensando en tener uno de repuesto. Pero de acuerdo a nuestro análisis energético solo necesitaremos dos aerogeneradores, teniendo esta nueva propuesta técnica-económica.

Tabla 12: Presupuesto de proveedor.

Ítem	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Total, de línea
1	Inversor IP65 2 KW + Cableado	S/ 3,022.30	1	S/ 3,022.30
2	Aerogenerador 800W 48V 3 palas + cableado	S/ 1,577.20	2	S/ 3,154.40
3	Controlador de carga eólico 48V	S/ 75.50	2	S/ 151.00
4	Mástil 3m Aerogenerador 800W	S/ 450.70	2	S/ 901.40
5	Pieza mecánica soporte de mástil 3m	S/ 150.00	2	S/ 300.00
6	Monitorización y control remoto 1 año	S/ 1,845.00	1	S/ 1,845.00
7	Cableado tipo IP35 batería + inversor	S/ 35.60	1	S/ 35.60
8	Instalación aerogenerador + tubería de cableado	S/ 2,878.00	1	S/ 2,878.00
9	Garantía extendida 1 año			S/ -
			Sub total	S/ 12,287.70
			IGV (18%)	S/ 2,211.79
			Total	S/ 14,499.49

Fuente: Proveedor Suner Company

Además de ello se tiene que considerar 2 baterías más en el anexo del presupuesto, pero esta vez son otorgadas por la empresa Austral Group S.A.A con un costo de \$ 450.00 por dos baterías de 12V 33 placas.

*Total de inversión = \$ 4 727.14*

#### **4.15 ANÁLISIS MEDIO AMBIENTAL PARA LA TOMA DE DECISION.**

La identificación, descripción y evaluación de los efectos previstos sobre los recursos naturales y el ambiente que pueda tener el estudio son los objetivos de este análisis.

##### **➤ Planificación y diseño.**

Los aspectos que pueden tener efectos significativos durante la fase de explosión u operación del aerogenerador deben tenerse en cuenta desde el momento de su concepción. El ruido que producen los aerogeneradores cuando están en funcionamiento es uno de sus principales efectos negativos, por lo que es importante elegir un dispositivo con un diseño palatino y componentes de transmisión mecánica que no generen mucho ruido. También dentro de este emplazamiento se ha de tener en cuenta el impacto visual, con la finalidad que no genere muchas sombras y respete la avifauna existente en la zona. Es realista decir que no se puede obtener un impacto nulo, es así que se buscarán decisiones y emplazamientos donde podamos tener un impacto mínimo.

##### **➤ Operación**

Esta fase es de las más valiosas en términos de impacto antropogénico, porque se consideran muchos factores necesarios para su ejecución, como la avifauna, el impacto visual, acústico y de las sombras del aerogenerador.

##### **➤ Avifauna**

Este apartado es un ejemplo a los casos de aves chocando contra turbinas eólicas. Por lo tanto, es necesario considerar rutas migratorias comunes y áreas inusuales con altas concentraciones de especies que migran peligrosamente o están en peligro de extinción. Es importante recordar que cuando se utilizan pequeños aerogeneradores, el impacto sobre las aves es mínimo, pero de todas formas se tuvo criterio al momento de elegir los lugares de montaje de los aerogeneradores.

##### **➤ Impacto visual**

Respecto a esta fase que influye en la toma de decisión para elegir una zona de montaje del equipo aerogenerador, si bien los generadores de aviación ciertamente llaman la atención, también es cierto que las reacciones que provocan son difíciles de cuantificar, por lo que es importante enfatizar la dificultad de su evaluación. Muy aparte de eso, es necesario tener en cuenta el espacio de operación de los demás equipos que pertenecen directamente a la operación de la plataforma flotante para la descarga de materia prima anchoveta.

##### **➤ Impacto derivado del ruido**

Para este apartado se toma en cuenta el funcionamiento de los aerogeneradores, dado que, en función de la naturaleza de operación de los aerogeneradores, estos pueden dividirse en dos tipos de fuente: el ruido mecánico producido por el generador, caja multiplicadora y componentes de la transmisión; y el ruido aerodinámico provocado por el movimiento de las palas.

Mejorando los diseños se puede reducir el ruido mecánico; sin embargo, el ruido aerodinámico depende del número de palas, de las formas y de las turbulencias locales en su mayoría. Ya que, cuando se incrementa la velocidad del viento también incrementa la velocidad de rotación es por esta razón que el ruido se hace más intenso, por ello casi siempre se ha recomendado diseño de álabes en los que la velocidad de rotación o del rotor no sean excesivas.

➤ **Impacto derivado de las sombras**

Los aerogeneradores y sus estructuras que los componen, proyectan sombra en las áreas comunes de la plataforma. Es por eso que esta fase impacta en la toma de decisión al momento de montar el equipo, dado que estas sombras pueden afectar al manejo de la operatividad de los equipos de la plataforma, como el winche, abastecimiento de combustible, etc.

**4.16 EVALUACION ECONOMICA-AMBIENTAL**

En este apartado se evaluará el ahorro de CO2 que dejaremos de emitir por implementar un proyecto a partir de nuestro estudio. Para eso necesitaremos los siguientes datos:

Consumo de combustible: 4 015 gln/año

Densidad del Diesel: 832 kg/m<sup>3</sup>

Factor de emisión: 0.2736 kg de CO2 eq/kWh

Factor de conversión: 11.1611 kWh/kg, Fuente: Balance Nacional de Energía 2016, Ficha Informativa "La huella de carbono y la eficiencia energética - MINEM

1 gln a m<sup>3</sup>: 0.00379

$$\text{Consumo de combustible} = 4015 \frac{\text{gln}}{\text{año}} * 0.00379 = 15.2169 \frac{\text{m}^3}{\text{año}}$$

$$TM \text{ de } CO_2 = \frac{832 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 15.2169 \frac{\text{m}^3}{\text{año}} * 11.1611 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} * 0.2736 \frac{\text{kgCO}_2\text{eq}}{\text{kWh}}}{1000}$$

$$TM \text{ de } CO_2 \text{ dejadas de emitir} = 39 TM CO_2$$

Según el ministerio de energía y mina, en conjunto con el ministerio de economía y

finanzas del Perú, se establece en la huella de carbono un precio por ahorro de TM CO2 dejas de emitir de 7.17 USD por cada TM de CO2.

Es así que se tiene un ahorro económico-ambiental de:

$$\text{Ahorro economico} - \text{ambiental} = 39 \text{ TM CO2} * 7.17 \frac{\text{USD}}{\text{TM CO2}} = \$276.83$$

#### 4.17 ESTUDIO DE LA RENTABILIDAD

El costo de los kW-h producidos por nuestro generador de baja potencia se determinará en esta sección y luego se comparará con el costo de los kW-h compilado por las empresas de servicios eléctricos. Con esto podremos determinar si el proyecto será rentable para la empresa o no.

Con una inversión inicial de \$ 4 727.14, Con una inversión inicial de \$4727.14 se calculará la tasa de rentabilidad interna, que indica la viabilidad del proyecto. La tasa interna de rentabilidad (TIR) viene determinada por el tipo de interés aplicado "r" y los años de funcionamiento de la instalación.

$$TIR = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} \quad (52)$$

Este parámetro hace que los costos asociados a la inversión varíen de tal manera que el precio de la energía sea mayor o menor cuando la tasa de interés aplicada es "r", que es el tipo de interés aplicado en el momento en que se realizó el estudio. Ahora bien, con respecto a la vida útil de la planta, la vida útil estimada del equipo generador se da como "n". Por lo tanto, se tiene los siguientes datos:

r = 12%

n=20 años (según especificaciones técnicas del proveedor)

$$TIR = \frac{0.12}{1 - \frac{1}{(1+0.12)^{20}}}$$

$$TIR = 0.13388$$

Es así como se tiene la fórmula que fija el costo de capital Cc por kW-h generado:

$$C_c = \frac{I}{P} * \frac{TIR}{FC * 8760} \quad (53)$$

Dónde:

I: es la inversión inicial

TIR: Tasa interna de rentabilidad.

P: Potencia de la instalación.

FC: Es un parámetro conocido como factor de capacidad. Lo que ilustra la relación entre los kW-h anuales de energía producida y la cantidad máxima que podría generarse si un aerogenerador funcionara de forma continua.

$$FC = \frac{h_{funcionamiento}}{h_{año}} = \frac{12.8 \frac{h}{día - 365}}{24 \frac{h}{día - 365}} = 0.5333$$

Se calcula el coste del capital:

$$Cc = \frac{I}{P} * \frac{TIR}{FC * 8760} = \frac{\$ 4727.14}{1.68850 kW} * \frac{0.13388}{0.5333 * 8760} = 0.0802 \frac{\$}{kW}$$

El total de los costos de capital más los costos de operación y mantenimiento se utiliza para calcular el costo de producir cada kW-h. Según la experiencia pasada, estos costes rondan el 2% de la inversión inicial. Es así, que tenemos lo siguiente:

$$C_{o,m} = \frac{0.02 * I}{P} * \frac{TIR}{FC * 8760} = \frac{0.02 * \$4727.14}{1.68850 kW} * \frac{0.13388}{0.5333 * 8760} = 0.001604 \frac{\$}{kW}$$

Como resultado, el costo de producir electricidad es el total de los costos de capital más los costos de operación y mantenimiento.

$$\frac{\text{Precio}}{kW - h} = Cc + C_{o,m} = 0.08180 \frac{\$}{kW}$$

Teniendo en cuenta que austral paga como cliente libre un costo de 0.3654 \$/kW

Con esto podemos deducir que el coste de generar 1kW mediante energía eólica es más barato.

➤ **Cálculo del periodo de retorno de la inversión comparando con el consumo de combustible de los grupos electrógenos.**

$$PAYBACK = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro económico total}} \quad ( 54 )$$

$$PAYBACK (MESES) = \frac{\$ 4727.14}{\$12287.20 + \$276.83} = 5 MESES$$

## CAPITULO V: CONCLUSIONES

- Se realizó las mediciones y estudio del viento en la bahía de Coishco con una cantidad de datos de 351143 de datos, determinando lo siguiente: Se tiene un viento mínimo de 0 m/s y una velocidad máxima de 17.9 m/s con una velocidad nominal de 6.68 m/s a una altura de 12 metros, con dirección predominante anual hacia el suroeste para el año 2019. La potencia disponible teórica es de 0.887 kW para un aerogenerador de diámetro de 2.5 metros, y la potencia máxima aprovechada real de 0.350 kW.
- La demanda energética en la plataforma de descarga es 2.592 kW con un consumo de energía 27.016 kWh/día y 4,862.88 kWh/año, bajo un escenario de 180 días de producción.
- Se obtuvo un aprovechamiento de energía eólica en un promedio de 12.8 horas al día. La producción de energía eléctrica es de 4,480 Wh/día por aerogenerador de 800 W capaz de suministrar 350W a la velocidad promedio de 6.68 m/s.
- Al efectuar un análisis económico y ambiental del sistema eólico en la plataforma flotante “Arco Iris” de la empresa Austral Group S.A.A. se pudo determinar un ahorro económico por uso de la energía eólica, es decir dejar de usar los grupos electrógenos CAT 3412 y CAT C4, de \$ 12,287.20. Además de ello se presenta un ahorro económico-ambiental por la huella de carbono de 39 TM CO<sub>2</sub>, equivalente en \$ 276.83. Considerando una inversión de \$ 4,727.14, se tiene un PAYBACK de 5 meses como retorno de inversión del proyecto, con un beneficio económico de \$ 7 837.
- La hipótesis manejada era que la energía eólica estudiada en la plataforma flotante era capaz de reducir hasta en un 80% la energía eléctrica convencional usada para la iluminación y alcanzar una disminución del 50% en las emisiones de CO<sub>2</sub>.  
Con la evaluación energética realizada y teniendo en cuenta varios factores como espacio, ambiente, operación de la plataforma, etc.; se ha cumplido que con tres aerogeneradores de 800 W capaces de suministrar 350W a la velocidad de 6.68 m/s, y 12.8 horas de aprovechamiento diario, se obtiene 4,905.6 kWh/año; Cubriendo así un 100% de la energía demandada por la plataforma flotante.  
En el ámbito ambiental trabajando los grupos electrógenos CAT 3412 (5% de su potencia para iluminación) y CAT C4 (100% de su potencia para iluminación) se tiene una generación de TM anual CO<sub>2</sub> en iluminación de 10 TM CO<sub>2</sub> y 39 TM

CO2 respectivamente, que dan un total de 49 TM CO2. Después del estudio hemos podido determinar que podemos dejar de usar el C4 en su totalidad para la generación de iluminación, pudiendo así tener un ahorro ambiental de 39 TM CO2. Es así como podemos reducir las emisiones en un 80%.

## **CAPITULO VI: RECOMENDACIONES**

- Los grupos electrógenos actuales deberían sustituirse por equipos modernos y eficientes que consuman menos energía y sean óptimos para el medio ambiente.
- La energía eólica es mucho más rentable y respetuosa con el medio ambiente que los sistemas eléctricos actuales utilizados en la plataforma flotante, es así como se le recomienda tener más puntos de instalación de aerogeneradores a futuro en dicha zona.

# CAPÍTULO VII: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y VIRTUALES

## 7.1. TESIS

Bardales, E. y Eguzquiza, T. (2019). *Influencia del paso variable de los alabes, en la regulación de potencia de un aerogenerador tripala mediante SoliWorks Flow Simulation.*

(Tesis de pregrado). Universidad Nacional del Santa.

Solis, A. y Saenz, R. (2021). *Evaluación de la eficiencia energética del sistema híbrido eólico fotovoltaico instalado en la Universidad Nacional Del Santa.*

(Tesis de pregrado). Universidad Nacional Del Santa.

Cáceres, (2007). *Estudio y modelamiento de una turbina de eje horizontal de pequeña escala.*

(Tesis de pregrado). Universidad de Chile.

Canalejo, (2011). *Generador Eólico de eje horizontal para uso doméstico.*

(Tesis de pregrado). Universidad Politécnica de Cataluña.

Chercca, J. (2014). *Aprovechamiento del recurso eólico y solar en la generación de energía eléctrica y la reducción de emisiones de CO2 en el poblado rural la gramita de Casma.*

(Tesis de maestría). Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.

Arbeloa, S. (2012). *Diseño de un aerogenerador de eje vertical tipo savonius, para electrificación rural.*

(Tesis de doctorado). Universidad pública Navarra. Navarra, Bolivia.

Medina, R. (2011). *Calculo y diseño de la pala (Echecamani) de un aerogenerador.*

(Tesis de maestría). Instituto politécnico nacional. México DF, México.

Cuco P.S (2017). *Manual de energía eólica, Desarrollo de proyectos e instalaciones.* Valencia, España: Editorial Universidad Politécnica de Valencia

## 7.2. ARTICULOS CIENTÍFICOS

Fernández, M. (2010). *Energías renovables y derecho de acceso a la energía*. Universal Editores.

Orbegozo, C. (2013). *Manuel Técnico para pequeñas instalaciones. Energía eólica*.

Cornejo, G.D (2003). *Estudio del potencial del viento*. Lima, Perú.

Rosato, M. (1991). *Diseño de máquinas eólicas de pequeña potencia*. Electrotecnia, electricidad y electrónica. Madrid, España.

Villarubia, M. (2004). *Energía eólica. Energías Renovables*. Barcelona, España: Ed. Innova S.A

Marčiukaitis, M., Zutautaitė, I., Zutautaitė, L., Jokšas, B., Gecevičius, G. y Sfetsos, A. (2017). Non-linear regression model for wind turbine power curve. *Renewable Energy*. 113 (1), 732-741.

Francisco, M.G (2007). Reporte de Investigación. Perfil Aerodinámico Empleado en Turbinas de Viento.

Paz, P. (2009). Estudio y desarrollo del aerogenerador. 4 Ed. México. Naucalpan de Juárez,

Mohan, R. (1995). *Undelandpower electronics*. (Second edition). Wiley.

Rodríguez, A. (2003). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica* Madrid: Editor rueda.

García, G. D. (2003). *Mini eólica, fabricantes, productos y selección de equipos* Universidad de Zaragoza, España.

### 7.3. LINKOGRAFIA

Diez, P. F. (s.f.) Energía Eólica. Cantabria, España. Recuperado el 20 de setiembre del 2018 <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=6>

Diez, P. F. (s.f.) Energía Eólica. Cantabria, España. Recuperado el 20 de setiembre del 2018 <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=6>

Eólica, A. (7 de mayo de 2003). Danish Wind Industry Association. Recuperado de <http://www.windpower.org/es/tour/wres/pwr.htm>

Zimmer, T., Billaud, M., D. Fylladitakis, E. y Axaopoulos, P. (13 de Febrero 2017). HeliosLab: Open Educational Resources. Capítulo 6. Recuperado de: <https://www.labri.fr/perso/billaud/travaux/Helios/Helios2>

Perú. Servicio nacional de meteorología e hidrología (2014). Datos meteorológicos de la estación de Huarmey, Lima: SENAMHI. recuperado el 03 de setiembre del 2014 [http://www.senamhi.gob.pe/include\\_mapas/datesta\\_tipo.php?estaciones=00530](http://www.senamhi.gob.pe/include_mapas/datesta_tipo.php?estaciones=00530)

Wind Power, Asociación danesa de la industria eólica. definición de los vientos Recuperado el 23 de abril del 2014 <http://www.windpower.org/es/tour/wres/enerwind.htm>

Rojas, A. (2018). Ingeniería eólica. Universidad Nacional del Santa. Perú. Recuperado de <https://docplayer.es/78477610-Mg-arrf-mg-amancio-rojas-flores.html>



## ANEXO B: DATA DE VIENTO AÑO 2019

Tabla 13: Datos del viento enero 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de enero de 2019	SO	3.57
2 de enero de 2019	SO	4.51
3 de enero de 2019	SO	4.47
4 de enero de 2019	SO	5.50
5 de enero de 2019	SO	4.52
6 de enero de 2019	SO	4.07
7 de enero de 2019	S	7.02
8 de enero de 2019	SO	7.52
9 de enero de 2019	SO	8.00
10 de enero de 2019	SO	8.07
11 de enero de 2019	SO	6.52
12 de enero de 2019	SO	7.03
13 de enero de 2019	O	6.95
14 de enero de 2019	O	6.99
15 de enero de 2019	O	6.98
16 de enero de 2019	O	6.98
17 de enero de 2019	O	5.49
18 de enero de 2019	O	6.64
19 de enero de 2019	SW	6.55
20 de enero de 2019	SO	6.08
21 de enero de 2019	SO	4.81
22 de enero de 2019	SO	4.49
23 de enero de 2019	O	3.64
24 de Enero de 2019	S	4.78
25 de enero de 2019	SO	5.72
26 de enero de 2019	SO	8.02
27 de enero de 2019	SO	4.91
28 de enero de 2019	SO	4.43
29 de enero de 2019	S	6.11
30 de enero de 2019	SO	5.31
31 de enero de 2019	SO	4.52

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14: Datos del viento febrero 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de febrero de 2019	SO	7.96
2 de febrero de 2019	SO	5.46
3 de febrero de 2019	SO	5.54
4 de febrero de 2019	SO	3.99
5 de febrero de 2019	SO	3.98
6 de febrero de 2019	SO	4.02
7 de febrero de 2019	S	5.57
8 de febrero de 2019	S	5.51
9 de febrero de 2019	S	5.47
10 de febrero de 2019	S	5.46
11 de febrero de 2019	SO	7.89
12 de febrero de 2019	S	4.00
13 de febrero de 2019	O	5.47
14 de febrero de 2019	O	3.24
15 de febrero de 2019	O	2.54
16 de febrero de 2019	O	3.50
17 de febrero de 2019	S	3.50
18 de febrero de 2019	O	6.03
19 de febrero de 2019	SO	5.55
20 de febrero de 2019	SO	3.80
21 de febrero de 2019	SO	6.01
22 de febrero de 2019	SO	5.55
23 de febrero de 2019	SO	5.99
24 de febrero de 2019	SO	6.01
25 de febrero de 2019	SO	2.46
26 de febrero de 2019	SO	5.98
27 de febrero de 2019	SO	4.21
28 de febrero de 2019	SO	4.26

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15: Datos del viento marzo 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de marzo de 2019	S	5,78
2 de marzo de 2019	S	5,82
3 de marzo de 2019	S	6,26
4 de marzo de 2019	SO	4,83
5 de marzo de 2019	O	4,77
6 de marzo de 2019	SO	4,73
7 de marzo de 2019	S	4,75
8 de marzo de 2019	SO	4,72
9 de marzo de 2019	SO	5,48
10 de marzo de 2019	SO	4,78
11 de marzo de 2019	SO	5,43
12 de marzo de 2019	SO	4,76
13 de marzo de 2019	O	4,86
14 de marzo de 2019	SO	7,53
15 de marzo de 2019	SO	5,52
16 de marzo de 2019	SO	5,85
17 de marzo de 2019	SO	4,03
18 de marzo de 2019	SO	6,34
19 de marzo de 2019	S	4,81
20 de marzo de 2019	SO	5,06
21 de marzo de 2019	SO	5,81
22 de marzo de 2019	SO	5,48
23 de marzo de 2019	O	5,06
24 de marzo de 2019	SO	5,54
25 de marzo de 2019	SO	5,40
26 de marzo de 2019	S	4,89
27 de marzo de 2019	SO	5,01
28 de marzo de 2019	SO	4,79
29 de marzo de 2019	S	4,89
30 de marzo de 2019	S	4,90
31 de marzo de 2019	S	5,75

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16: Datos del viento abril 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de abril de 2019	SO	6,05
2 de abril de 2019	SO	7,32
3 de abril de 2019	S	5,50
4 de abril de 2019	S	6,48
5 de abril de 2019	SO	4,98
6 de abril de 2019	O	6,51
7 de abril de 2019	O	5,01
8 de abril de 2019	O	4,97
9 de abril de 2019	SO	6,64
10 de abril de 2019	SO	7,04
11 de abril de 2019	S	5,02
12 de abril de 2019	SE	6,35
13 de abril de 2019	SE	5,99
14 de abril de 2019	S	6,00
15 de abril de 2019	SE	5,20
16 de abril de 2019	SO	5,48
17 de abril de 2019	SO	6,26
18 de abril de 2019	SE	6,21
19 de abril de 2019	S	5,99
20 de abril de 2019	S	6,49
21 de abril de 2019	S	6,47
22 de abril de 2019	S	6,92
23 de abril de 2019	SO	6,27
24 de abril de 2019	SO	7,28
25 de abril de 2019	O	5,71
26 de abril de 2019	O	5,50
27 de abril de 2019	O	5,69
28 de abril de 2019	O	6,54
29 de abril de 2019	SO	6,65
30 de abril de 2019	SO	6,51

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17: Datos del viento mayo 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de mayo de 2019	SO	6,53
2 de mayo de 2019	S	6,33
3 de mayo de 2019	SO	6,37
4 de mayo de 2019	S	6,35
5 de mayo de 2019	S	6,55
6 de mayo de 2019	O	6,68
7 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
8 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
9 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
10 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
11 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
12 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
13 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
14 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
15 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
16 de mayo de 2019	S	5,02
17 de mayo de 2019	S	5,49
18 de mayo de 2019	O	6,64
19 de mayo de 2019	O	6,55
20 de mayo de 2019	O	6,02
21 de mayo de 2019	SO	4,81
22 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
23 de mayo de 2019	O	3,64
24 de mayo de 2019	O	4,78
25 de mayo de 2019	SO	5,70
26 de mayo de 2019	SIN DATA	SIN DATA
27 de mayo de 2019	S	4,79
28 de mayo de 2019	S	4,42
29 de mayo de 2019	SO	6,10
30 de mayo de 2019	SO	5,31
31 de mayo de 2019	S	6,08

Fuente: Elaboración propia

Tabla 18: Datos del viento junio 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de junio de 2019	SO	7,07
2 de junio de 2019	SO	5,54
3 de junio de 2019	SO	4,82
4 de junio de 2019	S	5,61
5 de junio de 2019	S	3,90
6 de junio de 2019	O	3,80
7 de junio de 2019	O	2,87
8 de junio de 2019	O	5,22
9 de junio de 2019	S	4,55
10 de junio de 2019	S	3,51
11 de junio de 2019	S	2,00
12 de junio de 2019	S	4,35
13 de junio de 2019	SO	5,72
14 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
15 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
16 de junio de 2019	S	4,86
17 de junio de 2019	S	5,35
18 de junio de 2019	S	4,41
19 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
20 de junio de 2019	O	7,94
21 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
22 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
23 de junio de 2019	S	4,50
24 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
25 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
26 de junio de 2019	O	7,97
27 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
28 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
29 de junio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
30 de junio de 2019	S	4,47

Fuente: Elaboración propia

Tabla 19: Datos del viento Julio 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
2 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
3 de julio de 2019	SO	2,46
4 de julio de 2019	S	3,00
5 de julio de 2019	S	4,06
6 de julio de 2019	O	4,16
7 de julio de 2019	S	4,13
8 de julio de 2019	O	6,61
9 de julio de 2019	O	8,35
10 de julio de 2019	S	5,69
11 de julio de 2019	S	5,20
12 de julio de 2019	S	3,55
13 de julio de 2019	SO	3,56
14 de julio de 2019	S	3,93
15 de julio de 2019	SO	3,75
16 de julio de 2019	SO	4,77
17 de julio de 2019	SO	3,97
18 de julio de 2019	SO	2,47
19 de julio de 2019	S	7,40
20 de julio de 2019	S	9,60
21 de julio de 2019	S	7,06
22 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
23 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
24 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
25 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
26 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
27 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
28 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
29 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
30 de julio de 2019	SIN DATA	SIN DATA
31 de julio de 2019	S	8,02

Fuente: Elaboración propia

Tabla 20: Datos del viento agosto 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de agosto de 2019	O	8,57
2 de agosto de 2019	O	7,55
3 de agosto de 2019	O	6,42
4 de agosto de 2019	SO	6,87
5 de agosto de 2019	SO	6,48
6 de agosto de 2019	SO	4,95
7 de agosto de 2019	S	5,14
8 de agosto de 2019	S	6,28
9 de agosto de 2019	S	8,51
10 de agosto de 2019	S	6,33
11 de agosto de 2019	S	5,48
12 de agosto de 2019	SO	5,24
13 de agosto de 2019	O	4,47
14 de agosto de 2019	O	5,44
15 de agosto de 2019	O	5,97
16 de agosto de 2019	O	6,44
17 de agosto de 2019	SO	6,38
18 de agosto de 2019	SO	6,59
19 de agosto de 2019	O	4,41
20 de agosto de 2019	SO	6,41
21 de agosto de 2019	SO	6,34
22 de agosto de 2019	SO	4,66
23 de agosto de 2019	SO	6,09
24 de agosto de 2019	O	6,22
25 de agosto de 2019	O	6,22
26 de agosto de 2019	O	5,98
27 de agosto de 2019	O	4,75
28 de agosto de 2019	S	4,56
29 de agosto de 2019	S	4,56
30 de agosto de 2019	S	3,80
31 de agosto de 2019	S	5,23

Fuente: Elaboración propia

Tabla 21: Datos de viento agosto 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de agosto de 2019	O	8,57
2 de agosto de 2019	O	7,55
3 de agosto de 2019	O	6,42
4 de agosto de 2019	SO	6,87
5 de agosto de 2019	SO	6,48
6 de agosto de 2019	SO	4,95
7 de agosto de 2019	S	5,14
8 de agosto de 2019	S	6,28
9 de agosto de 2019	S	8,51
10 de agosto de 2019	S	6,33
11 de agosto de 2019	S	5,48
12 de agosto de 2019	SO	5,24
13 de agosto de 2019	O	4,47
14 de agosto de 2019	O	5,44
15 de agosto de 2019	O	5,97
16 de agosto de 2019	O	6,44
17 de agosto de 2019	SO	6,38
18 de agosto de 2019	SO	6,59
19 de agosto de 2019	O	4,41
20 de agosto de 2019	SO	6,41
21 de agosto de 2019	SO	6,34
22 de agosto de 2019	SO	4,66
23 de agosto de 2019	SO	6,09
24 de agosto de 2019	O	6,22
25 de agosto de 2019	O	6,22
26 de agosto de 2019	O	5,98
27 de agosto de 2019	O	4,75
28 de agosto de 2019	S	4,56
29 de agosto de 2019	S	4,56
30 de agosto de 2019	S	3,80
31 de agosto de 2019	S	5,23

Fuente: Elaboración propia

Tabla 22: Datos de viento setiembre 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de Setiembre de 2019	O	7.60
2 de Setiembre de 2019	O	4.75
3 de Setiembre de 2019	O	5.69
4 de Setiembre de 2019	SO	5.66
5 de Setiembre de 2019	S	4.66
6 de Setiembre de 2019	S	5.02
7 de Setiembre de 2019	SO	5.68
8 de Setiembre de 2019	O	6.00
9 de Setiembre de 2019	SO	7.01
10 de Setiembre de 2019	S	7.74
11 de Setiembre de 2019	S	5.25
12 de Setiembre de 2019	S	7.07
13 de Setiembre de 2019	S	6.34
14 de Setiembre de 2019	S	4.50
15 de Setiembre de 2019	S	4.94
16 de Setiembre de 2019	S	6.55
17 de Setiembre de 2019	O	6.26
18 de Setiembre de 2019	O	4.70
19 de Setiembre de 2019	SO	3.51
20 de Setiembre de 2019	SO	5.48
21 de Setiembre de 2019	SO	4.93
22 de Setiembre de 2019	SO	7.10
23 de Setiembre de 2019	S	4.99
24 de Setiembre de 2019	SO	4.28
25 de Setiembre de 2019	O	3.99
26 de Setiembre de 2019	O	4.54
27 de Setiembre de 2019	S	3.53
28 de Setiembre de 2019	S	5.12
29 de Setiembre de 2019	S	4.99
30 de Setiembre de 2019	O	4.64

Fuente: Elaboración propia

Tabla 23: Datos de viento octubre 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de octubre de 2019	S	8.59
2 de octubre de 2019	S	3.68
3 de octubre de 2019	S	3.90
4 de octubre de 2019	S	8.54
5 de octubre de 2019	S	4.95
6 de octubre de 2019	S	5.20
7 de octubre de 2019	SO	5.77
8 de octubre de 2019	S	8.55
9 de octubre de 2019	SO	7.02
10 de octubre de 2019	S	4.63
11 de octubre de 2019	SO	4.82
12 de octubre de 2019	SO	5.28
13 de octubre de 2019	O	4.71
14 de octubre de 2019	S	5.07
15 de octubre de 2019	S	5.13
16 de octubre de 2019	O	6.24
17 de octubre de 2019	O	4.98
18 de octubre de 2019	O	4.33
19 de octubre de 2019	O	5.56
20 de octubre de 2019	SO	6.22
21 de octubre de 2019	SO	2.74
22 de octubre de 2019	O	5.81
23 de octubre de 2019	O	6.91
24 de octubre de 2019	O	4.58
25 de octubre de 2019	S	4.34
26 de octubre de 2019	S	6.47
27 de octubre de 2019	S	6.48
28 de octubre de 2019	O	5.84
29 de octubre de 2019	O	6.35
30 de octubre de 2019	S	8.43
31 de octubre de 2019	O	5.31

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24: Datos de viento noviembre 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de noviembre de 2019	SO	7.19
2 de noviembre de 2019	SO	SIN DATA
3 de noviembre de 2019	SO	6.02
4 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
5 de noviembre de 2019	SO	7.14
6 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
7 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
8 de noviembre de 2019	S	6.01
9 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
10 de noviembre de 2019	S	7.16
11 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
12 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
13 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
14 de noviembre de 2019	SO	6.46
15 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
16 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
17 de noviembre de 2019	SO	6.01
18 de noviembre de 2019	SO	3.55
19 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
20 de noviembre de 2019	SO	7.15
21 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
22 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
23 de noviembre de 2019	O	7.12
24 de noviembre de 2019	S	3.43
25 de noviembre de 2019	S	7.15
26 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
27 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
28 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
29 de noviembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
30 de noviembre de 2019	S	7.15

Fuente: Elaboración propia

Tabla 25: Datos de viento diciembre 2019

DIA/MES/AÑO	DIRECCION DE VIENTO	VELOCIDAD DE VIENTO (M/S) PROMEDIO
1 de diciembre de 2019	SO	5.51
2 de diciembre de 2019	SO	SIN DATA
3 de diciembre de 2019	SO	5.49
4 de diciembre de 2019	SO	7.71
5 de diciembre de 2019	SO	5.51
6 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
7 de diciembre de 2019	O	5.50
8 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
9 de diciembre de 2019	O	7.74
10 de diciembre de 2019	O	5.47
11 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
12 de diciembre de 2019	S	5.49
13 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
14 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
15 de diciembre de 2019	S	5.51
16 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
17 de diciembre de 2019	SO	5.50
18 de diciembre de 2019	SO	5.50
19 de diciembre de 2019	S	3.60
20 de diciembre de 2019	S	5.50
21 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
22 de diciembre de 2019	S	4.35
23 de diciembre de 2019	S	7.76
24 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
25 de diciembre de 2019	S	5.95
26 de diciembre de 2019	SIN DATA	SIN DATA
27 de diciembre de 2019	SO	4.31
28 de diciembre de 2019	SO	7.77
29 de diciembre de 2019	SO	5.51
30 de diciembre de 2019	SO	5.12
31 de diciembre de 2019	SO	10.29

Fuente: Elaboración propia.

## ANEXO C: DIAGRAMA ROSA DE VIENTO AÑO 2019

Ilustración 23: Dirección del viento del mes de enero 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 24: Dirección del viento del mes de febrero 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 25: Dirección del viento del mes de marzo 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 26: Dirección del viento del mes de abril 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 27: Dirección del viento mes de mayo 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 28: Dirección del viento del mes junio 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 29: Dirección del viento del mes de julio 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 30: Dirección del viento del mes de agosto 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 31: Dirección del viento del mes de setiembre 2019



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 32: Dirección del viento del mes de octubre 2019



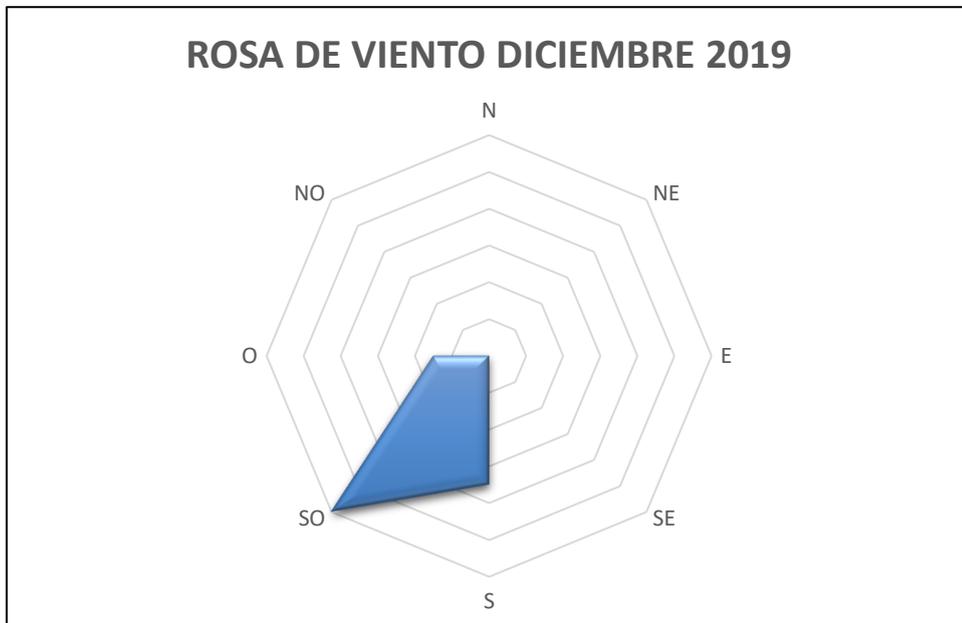
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 33: Dirección del viento del mes de noviembre 2019



Fuente: Elaboración propia

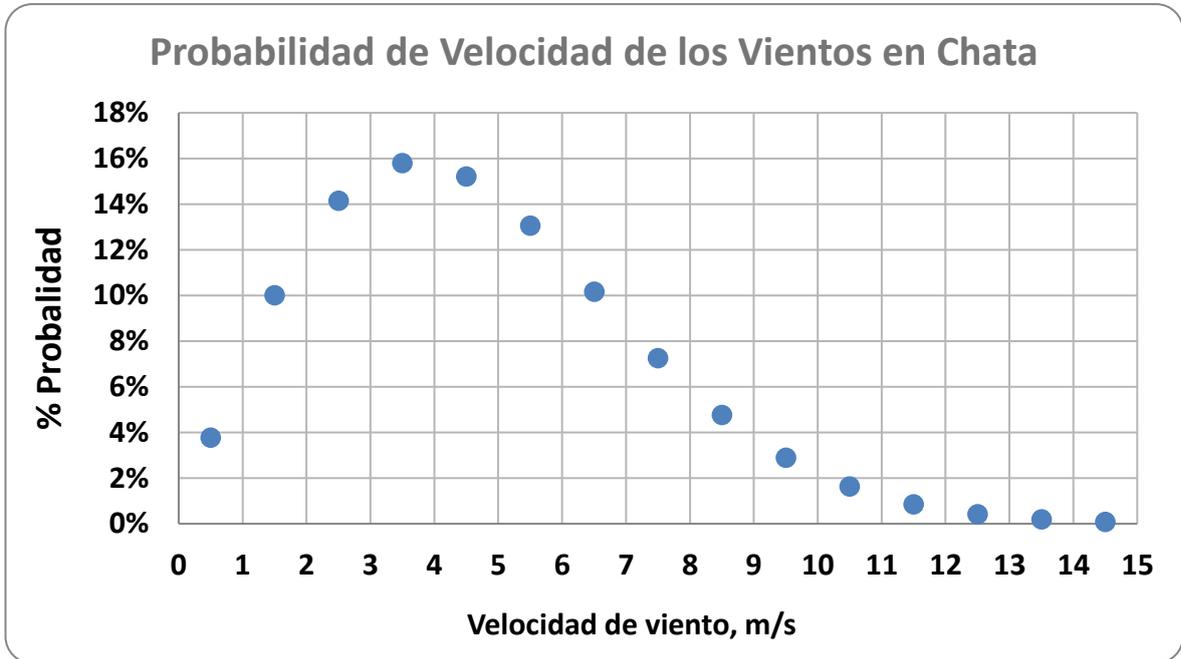
Ilustración 34: Dirección del viento del mes de diciembre 2019



Fuente: Elaboración propia

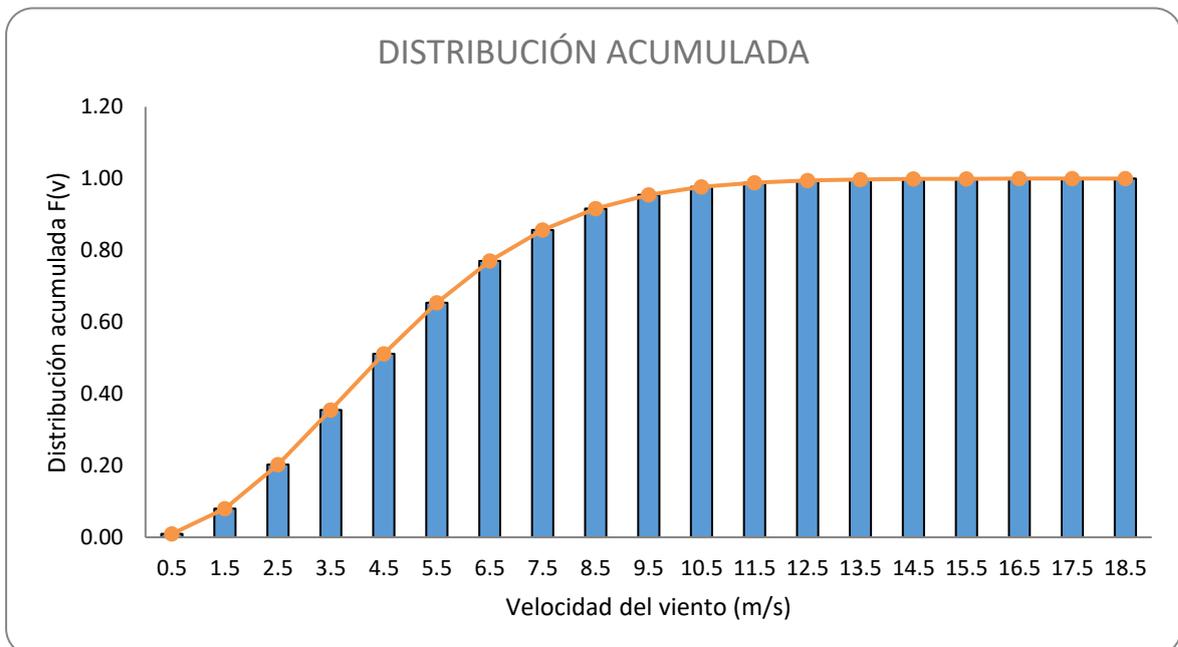
## ANEXO D: DISTRIBUCIÓN ESTADÍSTICA DEL VIENTO

Ilustración 35: Distribución de Weibull



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 36: Distribución acumulada



Fuente: Elaboración propia

## ANEXO E: TABLA DE FUNCIÓN GAMMA

Tabla 26: Tabla de la función gamma

**Tabla de la función Gamma  $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$**

**para  $1 < \alpha \leq 5$**

$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$
1,01	0,9943	2,02	1,0086	3,03	2,0565	4,04	6,3106
1,02	0,9888	2,03	1,0131	3,04	2,0759	4,05	6,3912
1,03	0,9835	2,04	1,0176	3,05	2,0955	4,06	6,4730
1,04	0,9784	2,05	1,0222	3,06	2,1153	4,07	6,5560
1,05	0,9735	2,06	1,0269	3,07	2,1355	4,08	6,6403
1,06	0,9687	2,07	1,0316	3,08	2,1559	4,09	6,7258
1,07	0,9642	2,08	1,0365	3,09	2,1766	4,10	6,8126
1,08	0,9597	2,09	1,0415	3,10	2,1976	4,11	6,9008
1,09	0,9555	2,10	1,0465	3,11	2,2189	4,12	6,9902
1,10	0,9514	2,11	1,0516	3,12	2,2405	4,13	7,0811
1,11	0,9474	2,12	1,0568	3,13	2,2623	4,14	7,1733
1,12	0,9436	2,13	1,0621	3,14	2,2845	4,15	7,2669
1,13	0,9399	2,14	1,0675	3,15	2,3069	4,16	7,3619
1,14	0,9364	2,15	1,0730	3,16	2,3297	4,17	7,4584
1,15	0,9330	2,16	1,0786	3,17	2,3528	4,18	7,5563
1,16	0,9298	2,17	1,0842	3,18	2,3762	4,19	7,6557
1,17	0,9267	2,18	1,0900	3,19	2,3999	4,20	7,7567
1,18	0,9237	2,19	1,0959	3,20	2,4240	4,21	7,8592
1,19	0,9209	2,20	1,1018	3,21	2,4483	4,22	7,9632
1,20	0,9182	2,21	1,1078	3,22	2,4731	4,23	8,0689
1,21	0,9156	2,22	1,1140	3,23	2,4981	4,24	8,1762
1,22	0,9131	2,23	1,1202	3,24	2,5235	4,25	8,2851
1,23	0,9108	2,24	1,1266	3,25	2,5493	4,26	8,3957
1,24	0,9085	2,25	1,1330	3,26	2,5754	4,27	8,5080
1,25	0,9064	2,26	1,1395	3,27	2,6018	4,28	8,6220
1,26	0,9044	2,27	1,1462	3,28	2,6287	4,29	8,7378
1,27	0,9025	2,28	1,1529	3,29	2,6559	4,30	8,8553
1,28	0,9007	2,29	1,1598	3,30	2,6834	4,31	8,9747
1,29	0,8990	2,30	1,1667	3,31	2,7114	4,32	9,0960
1,30	0,8975	2,31	1,1738	3,32	2,7397	4,33	9,2191
1,31	0,8960	2,32	1,1809	3,33	2,7685	4,34	9,3441
1,32	0,8946	2,33	1,1882	3,34	2,7976	4,35	9,4710
1,33	0,8934	2,34	1,1956	3,35	2,8272	4,36	9,6000
1,34	0,8922	2,35	1,2031	3,36	2,8571	4,37	9,7309
1,35	0,8912	2,36	1,2107	3,37	2,8875	4,38	9,8639
1,36	0,8902	2,37	1,2184	3,38	2,9183	4,39	9,9989
1,37	0,8893	2,38	1,2262	3,39	2,9495	4,40	10,1361
1,38	0,8885	2,39	1,2341	3,40	2,9812	4,41	10,2754
1,39	0,8879	2,40	1,2422	3,41	3,0133	4,42	10,4169
1,40	0,8873	2,41	1,2503	3,42	3,0459	4,43	10,5606
1,41	0,8868	2,42	1,2586	3,43	3,0789	4,44	10,7065
1,42	0,8864	2,43	1,2670	3,44	3,1124	4,45	10,8548
1,43	0,8860	2,44	1,2756	3,45	3,1463	4,46	11,0053

Fuente: <https://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>

Tabla 27: Tabla de la función gamma 2

Tabla de la función Gamma $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} x^{\alpha-1} e^{-x} dx$							
para $1 < \alpha \leq 5$							
$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$	$\alpha$	$\Gamma(\alpha)$
1,44	0,8858	2,45	1,2842	3,46	3,1807	4,47	11,1583
1,45	0,8857	2,46	1,2930	3,47	3,2156	4,48	11,3136
1,46	0,8856	2,47	1,3019	3,48	3,2510	4,49	11,4714
1,47	0,8856	2,48	1,3109	3,49	3,2869	4,50	11,6317
1,48	0,8857	2,49	1,3201	3,50	3,3234	4,51	11,7946
1,49	0,8859	2,50	1,3293	3,51	3,3603	4,52	11,9600
1,50	0,8862	2,51	1,3388	3,52	3,3977	4,53	12,1280
1,51	0,8866	2,52	1,3483	3,53	3,4357	4,54	12,2987
1,52	0,8870	2,53	1,3580	3,54	3,4742	4,55	12,4720
1,53	0,8876	2,54	1,3678	3,55	3,5133	4,56	12,6482
1,54	0,8882	2,55	1,3777	3,56	3,5529	4,57	12,8271
1,55	0,8889	2,56	1,3878	3,57	3,5930	4,58	13,0089
1,56	0,8896	2,57	1,3981	3,58	3,6338	4,59	13,1936
1,57	0,8905	2,58	1,4084	3,59	3,6751	4,60	13,3813
1,58	0,8914	2,59	1,4190	3,60	3,7170	4,61	13,5719
1,59	0,8924	2,60	1,4296	3,61	3,7595	4,62	13,7656
1,60	0,8935	2,61	1,4404	3,62	3,8027	4,63	13,9624
1,61	0,8947	2,62	1,4514	3,63	3,8464	4,64	14,1624
1,62	0,8959	2,63	1,4625	3,64	3,8908	4,65	14,3655
1,63	0,8972	2,64	1,4738	3,65	3,9358	4,66	14,5719
1,64	0,8986	2,65	1,4852	3,66	3,9814	4,67	14,7817
1,65	0,9001	2,66	1,4968	3,67	4,0277	4,68	14,9948
1,66	0,9017	2,67	1,5085	3,68	4,0747	4,69	15,2114
1,67	0,9033	2,68	1,5204	3,69	4,1223	4,70	15,4314
1,68	0,9050	2,69	1,5325	3,70	4,1707	4,71	15,6550
1,69	0,9068	2,70	1,5447	3,71	4,2197	4,72	15,8822
1,70	0,9086	2,71	1,5571	3,72	4,2694	4,73	16,1131
1,71	0,9106	2,72	1,5696	3,73	4,3199	4,74	16,3478
1,72	0,9126	2,73	1,5824	3,74	4,3711	4,75	16,5862
1,73	0,9147	2,74	1,5953	3,75	4,4230	4,76	16,8285
1,74	0,9168	2,75	1,6084	3,76	4,4757	4,77	17,0748
1,75	0,9191	2,76	1,6216	3,77	4,5291	4,78	17,3250
1,76	0,9214	2,77	1,6351	3,78	4,5833	4,79	17,5794
1,77	0,9238	2,78	1,6487	3,79	4,6384	4,80	17,8379
1,78	0,9262	2,79	1,6625	3,80	4,6942	4,81	18,1006
1,79	0,9288	2,80	1,6765	3,81	4,7508	4,82	18,3676
1,80	0,9314	2,81	1,6907	3,82	4,8083	4,83	18,6389
1,81	0,9341	2,82	1,7051	3,83	4,8666	4,84	18,9147
1,82	0,9368	2,83	1,7196	3,84	4,9257	4,85	19,1951
1,83	0,9397	2,84	1,7344	3,85	4,9857	4,86	19,4800
1,84	0,9426	2,85	1,7494	3,86	5,0466	4,87	19,7696
1,85	0,9456	2,86	1,7646	3,87	5,1084	4,88	20,0640
1,86	0,9487	2,87	1,7799	3,88	5,1711	4,89	20,3632

Fuente: <https://www.slideshare.net/juan.sandoval2/tablas-gamma>

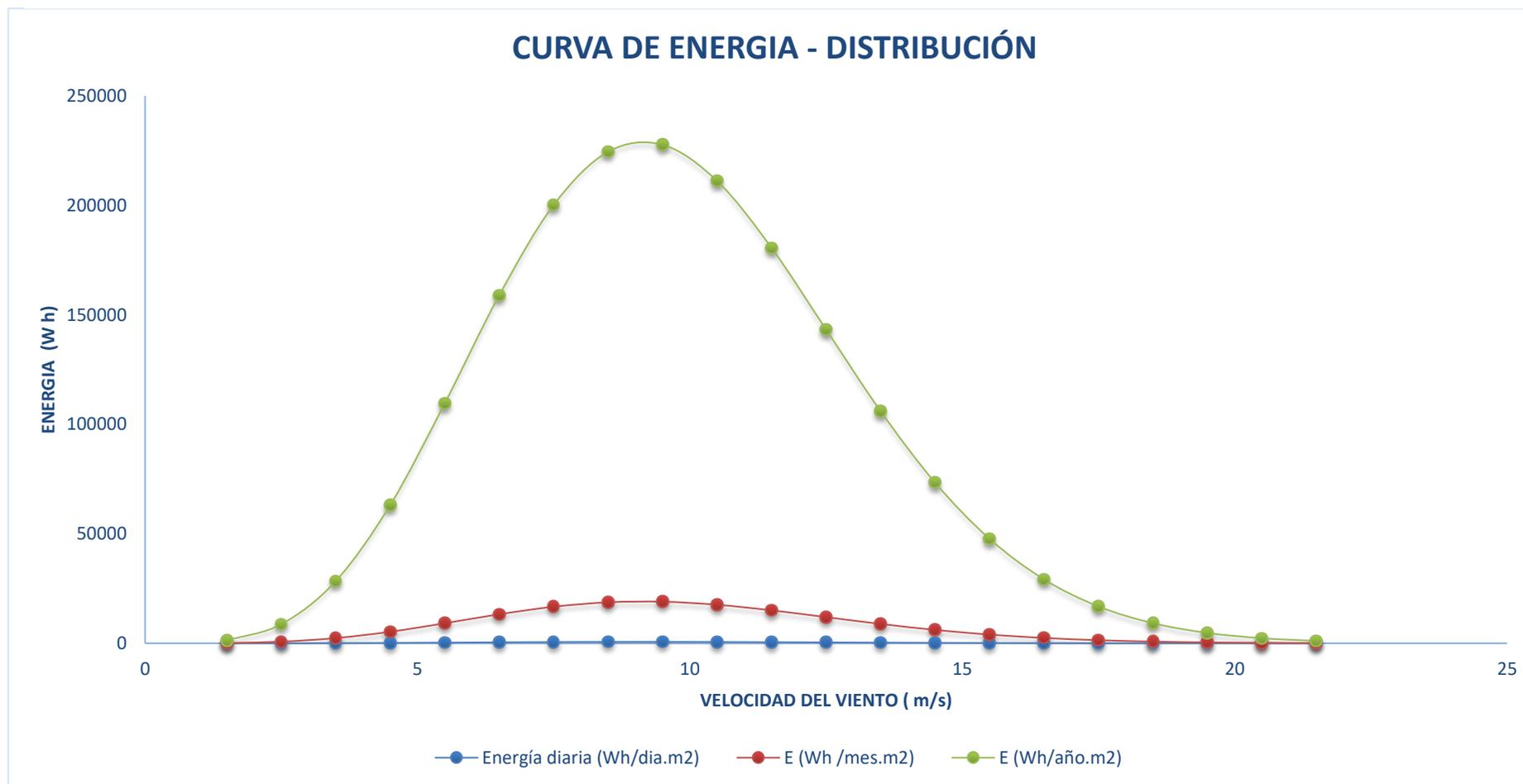
## ANEXO F: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Tabla 28: Distribución de energía y potencia.

VIENTOS	PROBABILIDAD f(x)	PROBABILIDAD -R	Nº horas al día	Energía diaria (Wh/día.m2)	Nº horas al mes	E (Wh /mes.m2)	Nº horas al año	E (Wh/año.m2)
1 m/s - 2 m/s	1.5	0.07238	1.7	4	52	106	625	1278
2 m/s - 3 m/s	2.5	0.10665	2.6	24	77	726	921	8715
3 m/s - 4 m/s	3.5	0.12678	3.0	79	91	2369	1095	28428
4 m/s - 5 m/s	4.5	0.13252	3.2	175	95	5263	1145	63152
5 m/s - 6 m/s	5.5	0.12594	3.0	304	91	9132	1088	109582
6 m/s - 7 m/s	6.5	0.11066	2.7	441	80	13245	956	158936
7 m/s - 8 m/s	7.5	0.09077	2.2	556	65	16688	784	200259
8 m/s - 9 m/s	8.5	0.06992	1.7	624	50	18712	604	224549
9 m/s - 10 m/s	9.5	0.05078	1.2	632	37	18975	439	227698
10 m/s - 11 m/s	10.5	0.03488	0.8	587	25	17598	301	211171
11 m/s - 12 m/s	11.5	0.02271	0.5	502	16	15050	196	180598
12 m/s - 13 m/s	12.5	0.01403	0.3	398	10	11943	121	143312
13 m/s - 14 m/s	13.5	0.00824	0.2	295	6	8836	71	106030
14 m/s - 15 m/s	14.5	0.00460	0.1	204	3	6118	40	73415
15 m/s - 16 m/s	15.5	0.00245	0.1	133	2	3977	21	47719
16 m/s - 17 m/s	16.5	0.00124	0.0	81	1	2432	11	29188
17 m/s - 18 m/s	17.5	0.00060	0.0	47	0	1403	5	16836
18 m/s - 19 m/s	18.5	0.00028	0.0	25	0	764	2	9174
19 m/s - 20 m/s	19.5	0.00012	0.0	13	0	394	1	4729
20 m/s - 21 m/s	20.5	0.00005	0.0	6	0	192	0	2309
21 m/s - 22 m/s	21.5	0.00002	0.0	3	0	89	0	1069

Fuente: Elaboración propia

Ilustración 37: Producción de energía diaria, mensual y anual.



Fuente: Elaboración propia

## ANEXO G: FICHA TÉCNICA DEL AEROGENERADOR

Model	CIME-800
Potencia nominal	800 W
Potencia máxima	850 W
Voltaje nominal	48 V
Numero de cuchillas	3
Longitud de cuchillas	650 mm
Peso neto superior	10 kg
Diámetro de viento	1.3 m
Velocidad de viento nominal	6.2 m/s
Velocidad de arranque	1.5 m/s
Velocidad de supervivencia	50 m/s
Generador	Generador síncrono imán permanente de 3 fases
La vida de servicio	Más de 20 años
Rodamiento	HRB
Material de cuchillas	Nylon
Material de carcasa	Aleación de aluminio
Imán permanente material	Tierra rara NbFeB
Sistema de control	Electroimán
Lubricación	Grasa
Temperatura de trabajo	-40 a 80°C

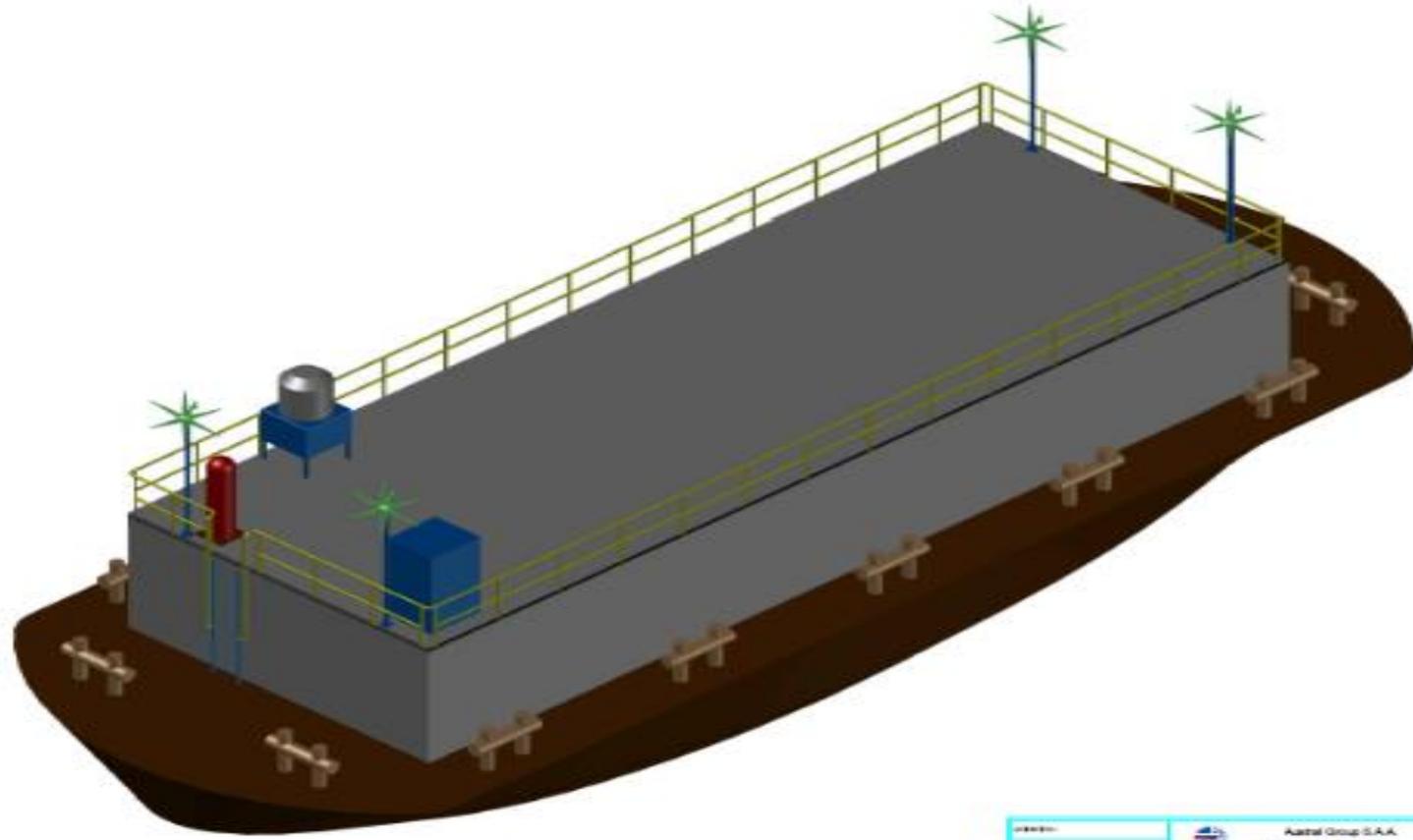
### Características:

1. Baja velocidad de arranque; alta utilización de energía eólica; baja vibración
2. Fácil mantenimiento y reparación
3. Cuchillas de moldeo por inyección precisas junto con el diseño optimizado de contorno y estructura aerodinámico
4. Alta fiabilidad

## ANEXO H: POSIBLES MONTAJES DE AEROGENERADORES

Ilustración 38: Evaluación de montajes en la plataforma flotante

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE LOS  
AEROGENERADORES EN CHATA



Fuente: Elaboración propia

## ANEXO I: DATOS GENERALES DEL VIENTO Y EL AEROGENERADOR.

Tabla 29: Parámetro estadístico del viento

Parámetros estadísticos de la data viento	
Valor máx.	17.9 m/s
Valor min	0 m/s
Cantidad de datos	351143

Fuente: Elaboración propia

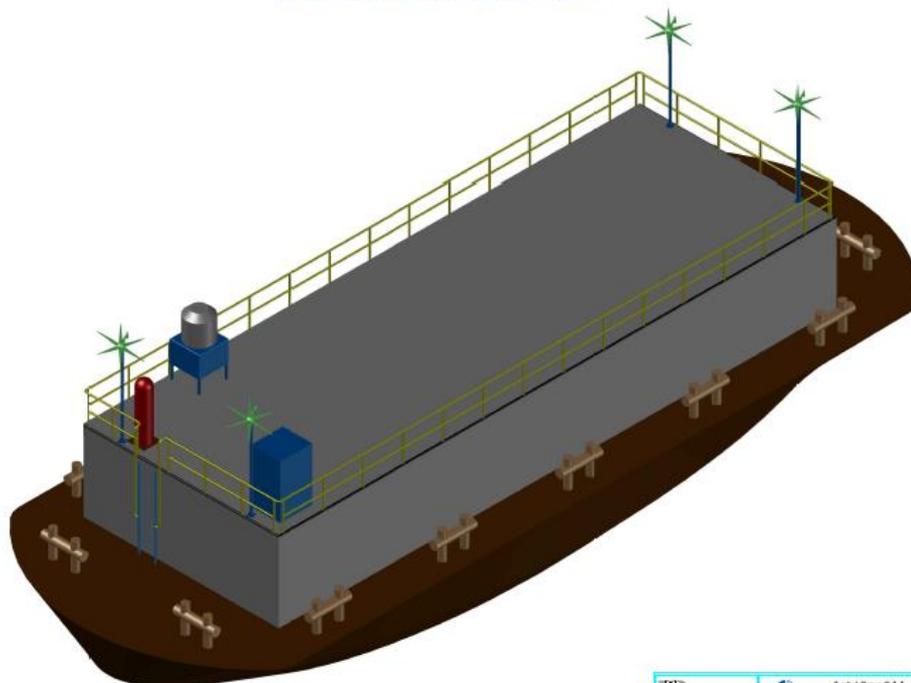
Tabla 30: Energía aprovechable del viento

CARACTERISTICAS		
Número de hélices	3	
Diámetro	2.5	
Radio	1.25	
Material	Fibra de vidrio	
Potencial eólico	886.9713091	W
	0.887	kW
Cp. máx.	0.593	
Aprovechable	<b>525.97</b>	W
	<b>0.526</b>	kW

Fuente: Elaboración propia

Ilustración 39: Posibles ubicaciones de los aerogeneradores.

UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE LOS  
AEROGENERADORES EN CHATA



Austral Group S.A.A.

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO J: COTIZACIÓN DEL AEROGENERADOR

Ilustración 40: Cotización de aerogenerador

Ítem	Descripción	Precio unitario	Cantidad	Total de línea
1	Inversor IP65 3 KW + Cableado	S/ 3.022,30	1	S/ 3.022,30
2	Aerogenerador 800W 48V 3 palas + cableado	S/ 1.577,20	2	S/ 3.154,40
3	Controlador de carga eólico 48V	S/ 75,50	2	S/ 151,00
4	Mástil 3m Aerogenerador 800W	S/ 450,70	2	S/ 901,40
5	Pieza mecánica soporte de mástil 3m	S/ 150,00	2	S/ 300,00
6	Monitorización y control remoto 1 año	S/ 1.845,00	1	S/ 1.845,00
7	Cableado tipo IP35 batería + inver	S/ 35,60	1	S/ 35,60
8	Instalación aerogenerador + tubería de cableado	S/ 2.878,00	1	S/ 2.878,00
9	Garantía extendida 1 año			S/ -
Sub total				S/ 12.287,70
IGV (18%)				S/ 2.211,79
Total				S/ 14.499,49

Fuente: Proveedor SUNER

## ANEXO K: TABLA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Ilustración 41: Consumo de combustible

### Tabla de Consumo de Combustible

Tamaño del Generador (kW)	1/4 de Carga (lt/hr)	1/2 de Carga (lt/hr)	3/4 de Carga (lt/hr)	Plena Carga (lt/hr)
20	2.3	3.4	4.9	6.1
30	4.9	6.8	9.1	11.0
40	6.1	8.7	12.1	15.1
60	6.8	11.0	14.4	18.2
75	9.1	12.9	17.4	23.1
100	9.8	15.5	22.0	28.0
125	11.7	18.9	26.9	34.4
135	12.5	20.4	28.8	37.1
150	13.6	22.3	31.8	41.3
175	15.5	25.7	36.7	48.1
200	17.8	29.1	41.6	54.5
230	20.1	33.3	47.3	62.8
250	21.6	36.0	51.5	68.1
300	25.7	42.8	60.9	81.4
350	29.9	49.6	70.8	95.0
400	33.7	56.4	80.6	108.3
500	41.6	70.0	99.9	135.1
600	50.0	83.3	119.2	162.0
750	61.7	103.7	148.8	202.1
1000	81.8	137.8	197.2	269.1
1250	101.8	171.5	246.1	336.1
1500	121.9	205.5	294.5	403.1
1750	142.0	239.2	343.3	470.1
2000	162.0	273.3	391.8	537.1
2250	182.1	307.0	440.6	604.1

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO L: FOTOS

Ilustración 42: Calibración de anemómetro

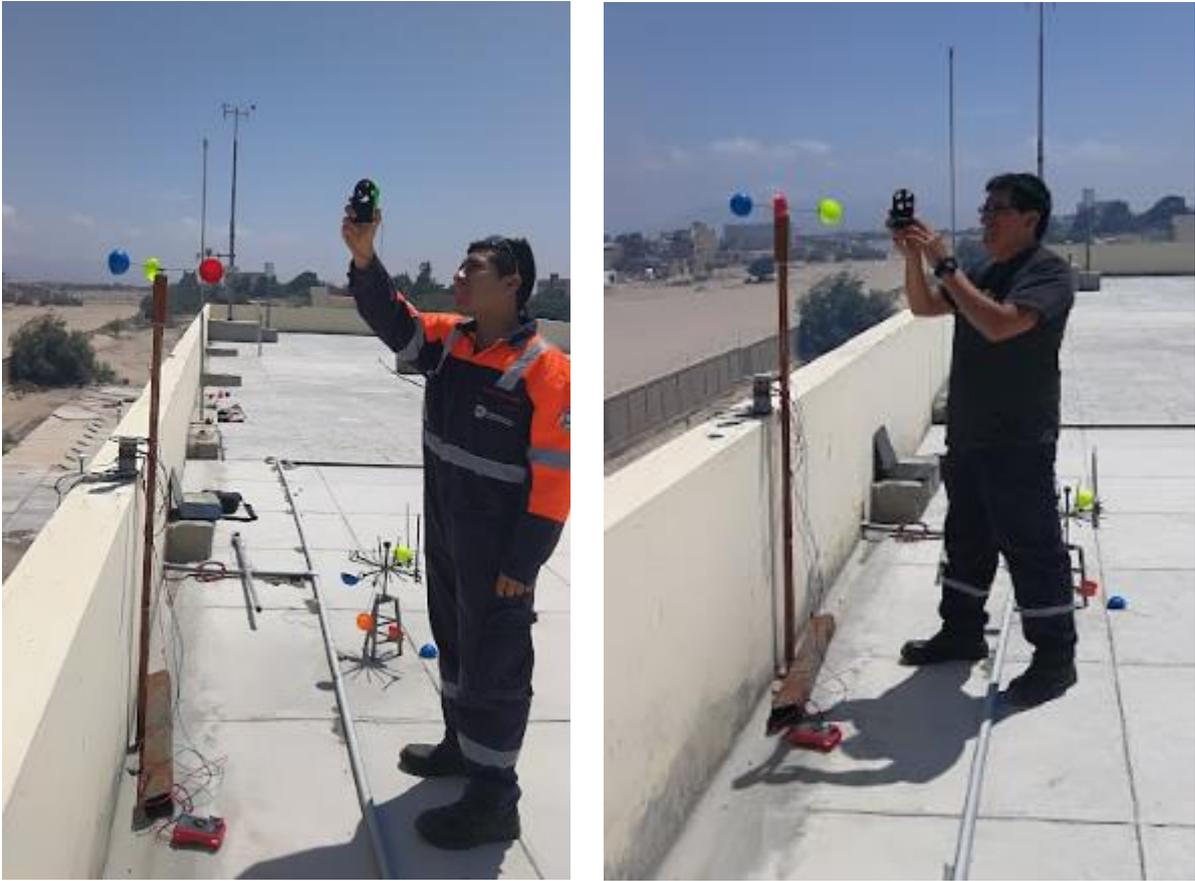


Ilustración 43: Calibración de anemómetro 2



Ilustración 44: Instalación de anemómetro en Muelle austral



Ilustración 45: Instalación de anemómetro en Cerro Austral



Ilustración 46: Instalación de anemómetro en Virgen Austral

