



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES



“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN
ÁREA DE INFLUENCIA MINERA EN EL DEPARTAMENTO
DE CAJAMARCA”

PRESENTADO POR:

Juan Andres Portugal Bellido

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

Asesor: M. Sc. Jhon Eduardo Abarca Suca

JULIACA - PERÚ

2022



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN
ENERGÍAS RENOVABLES



“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN
ÁREA DE INFLUENCIA MINERA EN EL DEPARTAMENTO
DE CAJAMARCA”

PRESENTADO POR:

Juan Andres Portugal Bellido

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES

Asesor: M. Sc. Jhon Eduardo Abarca Suca

JULIACA - PERÚ

2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA EN ENERGIAS
RENOVABLES



“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO EN
ÁREA DE INFLUENCIA MINERA EN EL DEPARTAMENTO DE
CAJAMARCA”

Juan Andres Portugal Bellido

TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE:
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor: M.Sc. Jhon Eduardo Abarca Suca

Juliaca, 2022

Ficha Catalográfica

Portugal, J. A. (2022). *Estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera en el departamento de Cajamarca*. (tesis de pregrado). Universidad Nacional de Juliaca, Juliaca, Perú.

AUTOR: Juan Andres Portugal Bellido

TÍTULO: Estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera en el departamento de Cajamarca.

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2022

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (119 p.)

NOTA: Tesis de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables - Universidad Nacional de Juliaca.

CÓDIGO: 02-000015-02/P78

ASESOR: M.Sc. Jhon Eduardo Abarca Suca

PALABRAS CLAVE:

Aerogenerador, LCOE, minera, parque eólico, TIR y VAN.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES
“ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UN PARQUE EOLICO EN AREA DE
INFLUENCIA MINERA EN EL DEPARTAMENTO DE CAJAMARCA”

TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO
EN ENERGIAS RENOVABLES

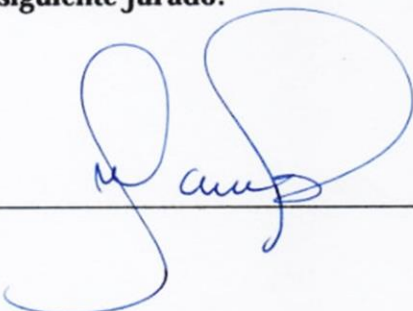
Presentada por:

Juan Andres Portugal Bellido

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

Dr. Washington Miguel Soncco Vilcapaza

PRESIDENTE DE JURADO



M.Sc. Elmer Rodrigo Aquino Larico


JURADO (Secretario)


2° MIEMBRO

Mg. Alex Mario Lerma Coaquira

JURADO (Vocal)


3° MIEMBRO


M.Sc. Jhon Eduardo Abarca Suca
ASESOR DE TESIS

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mis padres, Dora y Francisco por brindarme su apoyo incondicional durante mi vida y toda la etapa de mis estudios de pregrado, quienes han sido mis principales motivadores y los formadores de lo que soy como persona, sin ustedes y sus consejos, su amor y su cariño yo no habría llegado hasta donde estoy. Además de saber que mis logros también son los suyos.

A mi hermana Nelsi, por enseñarme y acompañarme en todo momento.

A mis primos hermanos Maykon, Julver, Thalia y Flor por apoyarme, acompañarme, enseñarme y creer en mí.

A mi compañera de vida Roxana, por apoyarme, guiarme, enseñarme y comprenderme en momentos difíciles.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, agradecer a Dios, a mi alma mate la Universidad Nacional de Juliaca – UNAJ, que me abrió las puertas de sus aulas para formarme como un profesional de excelencia, a mi Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables, a mis profesores quienes me han transmitido parte de sus conocimientos a lo largo de los 5 años de mis estudios universitarios, motivándome a seguir creciendo en el ámbito de las energías renovables, asimismo inculcándome hacia una orientación científica.

Agradezco a mi asesor M.Sc. John Abarca, por su apoyo incondicional, sus aportes y su tiempo, mostrándome una mejor orientación en el desarrollo del presente trabajo de investigación.

Agradezco a los Ingenieros: Alejandro Salinas, Walter Paredes, Norman Beltran, Reynaldo Condori, Henry Pizarro, Jose Cutipa y Elmer Aquino, por transmitir sus conocimientos y por la buena orientación profesional.

ÍNDICE GENERAL

Índice general	vi
Índice de tablas	x
Índice de figuras	xi
Índice de anexos	xiv
Lista de abreviaturas.....	xv
Lista de símbolos.....	xvi
Resumen.....	xvii
Abstract.....	xviii
Introducción	19
CAPÍTULO I.....	21
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
1.1. Descripción del problema.....	21
1.2. Formulación de preguntas	22
1.2.1. Problema general	22
1.2.2. Problemas específicos.....	22
1.3. Objetivos de la investigación	23
1.3.1. Objetivo general	23
1.3.2. Objetivos específicos.....	23
1.4. Justificación de investigación.....	23
1.4.1. Justificación técnica.....	23
1.4.2. Justificación económica.....	24
1.4.3. Justificación social.....	24
CAPÍTULO II	25
2. REVISIÓN DE LITERATURA	25
2.1. Antecedentes	25
2.2. Historia	28

2.3.	Definiciones	28
2.3.1.	El Viento.....	28
2.3.2.	Medición de las magnitudes del viento	30
2.3.3.	Medición de la dirección del viento	30
2.3.4.	Medición de la velocidad del viento.....	31
2.3.5.	Distribución de caracterización del potencial energético del viento	32
2.3.6.	Aerogeneradores y sus tipos	35
2.3.7.	Componentes de un aerogenerador de eje horizontal.....	37
2.3.8.	Energía el Viento	38
2.3.9.	Potencia Eólica y coeficientes de potencia.....	39
2.3.10.	Parques eólicos.....	41
2.3.11.	Valor Actual Neto (VAN).....	42
2.3.12.	Tasa interna de retorno (TIR)	42
2.3.13.	Plazo de recuperación (PayBack)	43
2.3.14.	Costo Nivelado de Energía (LCOE)	43
CAPITULO III.....		45
3.	MATERIALES Y METODO.....	45
3.1.	Formulación de hipótesis	45
3.1.1.	Hipótesis general	45
3.1.2.	Hipótesis específicas.....	45
3.2.	Materiales	45
3.3.	Ubicación del Estudio	48
3.3.1.	Ubicación geográfica:.....	49
3.3.2.	Temperaturas	49
3.3.3.	Vegetación	50
3.4.	Estudio Previos del recurso eólico	50
3.4.1.	Análisis de la temperatura	51

3.4.2.	Densidad del aire y presión	52
3.5.	Características geográficas del emplazamiento.....	54
3.5.1.	Rugosidad	55
3.6.	Análisis del recurso eólico del viento	57
3.6.1.	Variación de velocidad de viento	58
3.6.2.	Variación de dirección del viento.....	59
3.7.	Estudio del potencial eólico	62
3.7.1.	Ley de Weibull	62
3.8.	Necesidades energéticas y tecnología	64
3.8.1.	Cuantificación de mercados objetivos.....	64
3.8.2.	Análisis de la demanda.....	66
3.8.3.	Descripción y selección de tecnología de las turbinas	67
3.9.	Determinación de la potencia instalada.....	72
3.9.1.	Descripción de software especializado.....	72
3.9.2.	Generación de energía del parque eólico.....	72
3.10.	Determinación del factor de planta	83
3.11.	Análisis económico del proyecto eólico.....	84
3.11.1.	Inversiones e ingresos del proyecto	85
3.11.2.	Determinación de la rentabilidad del proyecto	86
3.12.	Determinación del LCOE.....	90
3.13.	Presupuesto del proyecto de investigación.....	91
CAPITULO IV		92
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	92
4.1.	Resultado del recurso eólico en área de influencia minera	92
4.1.1.	Densidad del aire en el emplazamiento	92
4.1.2.	Velocidad y dirección del emplazamiento.....	92
4.1.3.	Distribución de Weibull del emplazamiento	93

4.2.	Resultados de aspectos técnicos del parque eólico	95
4.2.1.	Tamaño y distribución del parque	95
4.2.2.	Generación de energía del parque y FP	97
4.3.	Resultados de la viabilidad económica del proyecto y LCOE	99
CAPITULO V		100
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
5.1.	Conclusiones	100
5.2.	Recomendaciones	101
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		102
ANEXOS.....		105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clases y longitudes de rugosidades	55
Tabla 2: Valores de α en función del tipo de emplazamiento.....	56
Tabla 3: Frecuencias y parámetros Weibull en 16 direcciones	64
Tabla 4: Necesidades energéticas de las empresas mineras	66
Tabla 5: Especificaciones del aerogenerador Enercon modelo E-115	69
Tabla 6: Potencia y coeficiente de potencia.....	74
Tabla 7: Generación bruta – diseño inicial	77
Tabla 8: Consideraciones de pérdidas del parque.....	78
Tabla 9: Coordenadas UTM de los aerogeneradores.....	81
Tabla 10: Perdidas por estela de los aerogeneradores	81
Tabla 11: Generación Neta de energía de los aerogeneradores.	82
Tabla 12: Generación y demanda de energía.....	83
Tabla 13: Potencia Instalada del Parque Eólico.....	83
Tabla 14: Inversión del parque eólico.....	85
Tabla 15: Flujo de caja del proyecto eólico	88
Tabla 16: Presupuesto empleado en el proyecto de investigación.....	91
Tabla 17: Valores de A y K de cada mes del año	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.Mecanismo de generación de viento a través de gradientes de temperatura global (Corke & Nelson, 2018).	29
Figura 2.Efecto de la fuerza de Coriolis sobre el viento entre isobaras de presión (Corke & Nelson, 2018).	30
Figura 3.Veleta de viento (Vaughn & Kenneth, 2019).	31
Figura 4.Anemómetro (Vaughn & Kenneth, 2019).	32
Figura 5.Distribución anual de la velocidad del viento (Villarrubia, 2013).	33
Figura 6.Histograma anual en horas de la velocidad del viento (Villarrubia, 2013).	33
Figura 7.Densidad de probabilidad $p(v)$ de la velocidad del viento según la ley de Weibull para distintos valores de k (Villarrubia, 2013).	34
Figura 8.Distribución de Weibull (ADIE, 2003).	35
Figura 9.Parque eólico acciona (Acciona, 2020).	35
Figura 10.Tipos de turbinas eólicas de eje horizontal (Villarrubia, 2013).	36
Figura 11.Aerogenerador de eje horizontal tripala (Villarrubia, 2013).	36
Figura 12.Tipos de turbinas eólicas de eje vertical (Villarrubia, 2013).	37
Figura 13.Turbina eólica de eje vertical Darrieus (Villarrubia, 2013).	37
Figura 14.Turbina eólica de eje horizontal tripala (Villarrubia, 2013).	38
Figura 15.Coeficiente de potencia vs velocidad específica (Villarrubia, 2013).	41
Figura 16.Configuración eléctrica de un parque eólico (Villarrubia, 2013).	42
Figura 17.Anemómetro de copas (NRG Systems).	46
Figura 18.Veleta (NRG Systems).	46
Figura 19.Sensor de temperatura (NRG Systems).	46
Figura 20.Barómetro (NRG Systems).	47
Figura 21.Data Logger (NRG Systems).	47
Figura 22.Ubicación del Departamento de Cajamarca (Google Earth).	48
Figura 23.Ubicación del Distrito Pulan y el área de influencia Minera (Google Earth).	49

Figura 24.Minera La Zanja – Cajamarca (Google Earth).	50
Figura 25.Perfil de temperatura mensual horaria (Software Windographer).....	51
Figura 26.Perfil de temperatura anual horaria (Software Windographer).	52
Figura 27.Perfil de densidad mensual horaria (Software Windographer).....	53
Figura 28.Perfil de densidad anual horaria (Software Windographer).	54
Figura 29.Perfil de cizalladura del viento del terreno (Software Windographer).....	57
Figura 30.Perfil mensual de velocidad de viento horario (Software Windographer).	58
Figura 31.Perfil anual de velocidad de viento horario (Software Windographer).....	58
Figura 32.Perfil mensual de velocidad del viento en el año tipo (Software Windographer)...	59
Figura 33.Rosa de los vientos - promedio anual (Software Windographer).....	60
Figura 34.Rosa de los vientos – Mensual (Software Windographer).	61
Figura 35.Rosa de los vientos – Horario (Software Windographer).....	61
Figura 36.Distribución de real y curva de Weibull (Software Windographer).....	63
Figura 37.Ubicación de la Minera Yanacocha.	65
Figura 38.Ubicación de la Minera La Zanja.	66
Figura 39.Turbina eólica de horizontal (Villarrubia, 2013).....	67
Figura 40.Vista general de la turbina eólica Enercon.	68
Figura 41.Turbina eólica Enercon modelo E - 115.	70
Figura 42.Accionamiento directo Enercon.	71
Figura 43.Generador Multipolo en anilla – Enercon (Enercon, 2022).	71
Figura 44.Grafica de la curva de potencia y coeficiente de potencia E-115 EP3 E3.....	76
Figura 45.formación de estela aguas debajo de una turbina eólica (Villarrubia, 2009).....	79
Figura 46.Layout general del proyecto eólico (Software WindPro).....	80
Figura 47.Payback (Tiempo de recuperación).	89
Figura 48.Distribución de Weibull de enero, febrero, marzo y abril.	93
Figura 49.Distribución de Weibull de mayo, junio, julio y agosto.	94
Figura 50.Distribución de Weibull de setiembre, octubre, noviembre y diciembre.	94

Figura 51. Aerogenerador modelo E-115 - EP3 - E3.....	96
Figura 52. Distribución del parque eólico La Zanja (Software WindPro).....	97
Figura 53. Parque eólico y la Minera La Zanja (Software WindPro).	98

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Información técnica del anemómetro (NRG Systems).....	105
Anexo 2. Información técnica de la veleta (NRG Systems).	106
Anexo 3. Información técnica de sensor de temperatura (NRG Systems).....	107
Anexo 4. Información técnica del barómetro (NRG Systems).	108
Anexo 5. Información técnica del anemómetro (NRG Systems).....	109
Anexo 6. Rosa de frecuencia del recurso eólico (Software WindPro).....	110
Anexo 7. Rosa de Energía del recurso eólico (Software WindPro).....	110
Anexo 8. Diagrama de barras - Energía vs. Sector (dirección), (Software WindPro).	111
Anexo 9. Distribución de Weibull corregido (Software WindPro).....	111
Anexo 10. Ficha técnica básica – General y Rotor (Ficha técnica Enercon).....	112
Anexo 11. Ficha técnica básica – Generador, Características y Energía (Ficha técnica Enercon).....	113
Anexo 12. Curva de potencia del aerogenerador a una densidad 0.795 kg/m^3 (Software WindPro).....	114
Anexo 13. Datos de Potencia, Efic, Energía vs. Vel. de viento (Densidad 0.795 kg/m^3).....	114
Anexo 14. Distribución de los aerogeneradores enumerados (Software WindPro).....	115
Anexo 15. Distancias de los aerogeneradores del parque (Software WindPro).....	115
Anexo 16. Análisis de datos de producción de energía (Software WindPro).....	116
Anexo 17. Layout del parque eólico “La Zanja” en terreno (WindPro & Google Earth).....	116
Anexo 18. Vista de la Minera La Zanja y el parque eólico (Software WindPro).	117
Anexo 19. Vista 3D de las turbinas eólicas (Software WindPro & Google Earth).....	118
Anexo 20. Plataforma del software Windographer.....	119
Anexo 21. Plataforma del software WindPro.....	119

LISTA DE ABREVIATURAS

IIMP	Instituto de Ingenieros de Minas del Perú
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized cost of energy
MT	Media Tensión
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Rentabilidad
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
AT	Alta Tensión
BNA	Beneficio Neto Actualizado
KPI	Key Performance Indicator
ROI	Return On Investment
VPL	Valor Presente Líquido
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
BVN	Buenaventura
INV	Inversión del proyecto (USD)
O&M	Costos operativos o de explotación (USD)

LISTA DE SÍMBOLOS

v	Velocidad del viento (m/s)
$p(v)$	Función densidad de probabilidad de Weibull
c	Factor de escala (m/s)
k	Factor de forma
P_d	Potencia disponible (W)
F_D	Fuerza de arrastre (N)
F_L	Fuerza de sustentación (N)
C_D	Coefficiente de arrastre
C_L	Coefficiente de sustentación
E_C	Energía Cinética (J)
\dot{m}	flujo masico del aire (kg/s)
m^2	Área barrida por el rotor del generador (m ²)
ρ	Densidad del aire (kg/m ³)
C_p	Coefficiente de potencia o rendimiento de conversión
u	Velocidad lineal del extremo de la pala del rotor (m/s)
n_{rpm}	Velocidad de rotación del rotor del generador (rpm)
P	Presión (Pa)
V	Volumen considerado (m ³)
n	Número de moles (mol)
R_{air}	Constante especifica de los gases
T	Temperatura (K)
z	Altura (m)
α	Coefficiente de la rugosidad del terreno
\sum_t	Sumatoria de energía generada anual (MWh)
i	Tasa de descuento (%)
t	Vida útil del proyecto (Años)
F	Fuerza Resultante (N)

RESUMEN

La energía eólica en la actualidad es una de las fuentes más aprovechadas después de la energía solar. El Perú actualmente tiene un gran potencial eólico aproximado de 20 400.0 MW, donde se tiene emplazamientos potenciales para su aprovechamiento, uno de esos lugares es Cajamarca, en el presente proyecto el objetivo es desarrollar el estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera, se opta por usar el área de la Minera La Zanja, teniéndose datos de una estación meteorológica medidas in situ, luego procesándose los datos con el método de Weibull, obteniéndose los parámetros de $A = 11.55$ m/s y $K = 1.76$, con una velocidad de viento anual de 10.3 m/s. a 100 m. de altura, con dirección predominantes NE, con el diseño de un parque eólico de una potencia instalada de 23.92 MW, compuesto por 8 aerogeneradores de potencia nominal 2.99 MW, con altura de buje de 100 m., una generación neta anual de energía 95 062 MWh, con un factor de planta de 45.4 %. El costo unitario total de proyecto 1 250 USD/kW, costos de operación y mantenimiento de 30 USD/kW anuales, considerando dichos costos para realizar el flujo de caja, donde se obtiene los parámetros económicos del VAN de 11 064 802 USD en el año 25, una TIR de 14.6 % y tiempo de recuperación de 11.4 años, un costo nivelado de energía (LCOE) de 42.18 USD/MWh, donde se puede observar que un proyecto eólico implementado en área de la minera la Zanja es viable desde el punto de vista técnico se tiene un excelente recurso eólico, económico por la rentabilidad de la misma, socialmente aceptable y ambiental por la reducción de las emisiones de CO₂ a nuestro planeta.

Palabras Clave: Aerogenerador, LCOE, minera, parque eólico, TIR y VAN.

ABSTRACT

Wind energy is currently one of the most exploited sources after solar energy. Peru currently has a great wind potential of approximately 20 400.0 MW, where there are potential sites for its use, one of those places is Cajamarca, in this project the objective is to develop the pre-feasibility study of a wind farm in an area of mining influence, it was decided to use the La Zanja Mine area, having data from a meteorological station measured in situ, then processing the data with the Weibull method, obtaining the parameters of $A = 11.55$ m/s and $K = 1.76$, with a speed annual wind of 10.3 m/s. 100m. high, with a predominantly NE direction, with the design of a wind farm with an installed power of 23.92 MW, made up of 8 wind turbines with a nominal power of 2.99 MW, with a hub height of 100 m., an annual net energy generation of 95 062 MWh , with a plant factor of 45.4 %. The total unit cost of the project 1 250 USD/kW, operation and maintenance costs of 30 USD/kW per year, considering said costs to carry out the cash flow, where the economic parameters of the VAN of 11 064 802 USD in year 25 are obtained, an TIR of 14.6 % and a recovery time of 11.4 years, a levelized cost of energy (LCOE) of 42.18 USD/MWh, where it can be observed that a wind project implemented in the area of the La Zanja mining company is viable from the point of view of From a technical point of view, there is an excellent wind resource, economic due to its profitability, socially acceptable and environmental due to the reduction of CO2 emissions to our planet.

Keywords: Wind turbine, LCOE, mining, wind farm, TIR and VAN.

INTRODUCCIÓN

Actualmente existe un déficit de la energía en el mundo, dado que las energías convencionales como el petróleo sigue siendo bastante demandada en el mercado y por la situación actual que se vive en el mundo los precios del petróleo y el gas están en aumento y esto es está motivando a que se puede migrar al uso de fuentes alternativas como son las energías renovables, que buscan depender menos de las energías contaminantes, y contribuya hacia un medio ambiente menos contaminado.

Por otro lado al emplear las energías renovables conlleva a buscar lugares potenciales donde podemos aprovechar el recurso renovable, en este caso la energía eólica se tiene como recurso inagotable y en abundancia en el mundo y en el Perú no es una excepción, por el contrario tenemos un gran potencial eólico en la zona costera y sierra norte peruana, dentro de ello está el departamento de Cajamarca, donde existen emplazamientos potenciales de recurso eólico dentro de ellas se encuentran áreas de influencia minera, que puedan estar aprovechar el recurso eólico. La industria minera podría proveerse de energía limpia, dándose un paso más allá de ser minería convencional a minería sostenible, teniendo la posibilidad de tener muchas ventajas. Una de ellas sería el consumo de energía limpia dando paso a la reducción de sus emisiones de CO₂ y costos de energía renovable competitivos a diferencia de otras tecnologías convencionales.

Donde en este proyecto de estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera se desarrolló de la siguiente manera:

En el Capítulo I, contiene el planteamiento del problema general y específicos, objetivos de investigación: objetivo general, objetivos específicos, justificación.

En el Capítulo II, se presenta la revisión de literatura de estudios de prefactibilidad, explicar conceptos básicos del recurso eólico, sistemas eólicos y sus componentes, y variables económicas entorno a proyectos de energía renovable.

En el capítulo III, se presenta los materiales, el desarrollo de la metodología de investigación de datos, donde primeramente se realiza la cuantificación el recurso eólico, dimensionamiento

de parque eólico, determinación de parámetros energéticos, también se realiza el análisis de viabilidad económica del proyecto.

En el capítulo IV, se da a conocer los resultados de la investigación del proyecto, los cuales se expresan en valores que muestran ser comprobadas por las hipótesis planteadas, enfocados hacia la respuesta de los objetivos.

En el capítulo V, se da a conocer las conclusiones a las que se llega al final del proyecto, asimismo recomendaciones necesarias a las que se llegó en la investigación.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción del problema

En la actualidad el Perú aún depende de los combustibles fósiles siendo aún dependiente de este tipo de recursos energéticos limitados y contaminantes para el medio ambiente. Siendo esta cada vez más escasas y por lo que cada año se van realizando más exploraciones de nuevos pozos o yacimientos petroleros. Esto implica que los costos de los combustibles fósiles estén cada vez más en constante aumento, usando dichos recursos no renovables estamos limitados solo a depender de este tipo de fuentes.

En la actualidad se viene acercando una crisis energética en el país, dado que la demanda está en aumento cada vez más. Para ello será necesario ampliar la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de los recursos energéticos renovables no convencionales. Dentro de ello la energía eólica a diferencia de la energía solar, puede proveer energía durante las 24 horas del día, ya que el recurso eólico tiene mayor disponibilidad en cuanto a energía. Dato importante de ello es que los factores de planta de parques eólicos están en torno a los 35 y 55 %.

Si se analiza más sobre quien o quienes son los grandes consumidores de energía en el país, el sector minero es el consumidos más grande de electricidad en el Perú, como lo indicó el representante del Instituto de Ingenieros de Minas del Perú (IIMP) en el año 2018 que representa un 36% del consumo nacional, ya que estas las necesitan para sus operaciones mineras. Actualmente, las mineras consumen energía de centrales eléctricas térmicas y otros, además que estas centrales de generación están situadas en otros lugares muy lejanos a las mineras, podría decirse que la energía se transporta desde otros lugares recorriendo grandes distancias hacia el consumidor final y esto implica costos. Asimismo, un grado de contaminación al medio ambiente, ya que no son recursos renovables, continuando así la centralización de la generación de energía en el país.

Para ello es necesario buscar nuevas alternativas de uso de energía más sostenibles en el tiempo y amigables con el medio ambiente como es el caso de las energías renovables. Tales como la energía solar, eólica, marina, bioenergía y geotérmica, según el informe

del 2020 de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), las energías renovables en cuanto a su costo por MWh son más competitivos con otras energías convencionales. Además, estas permiten aprovecharse la energía en el mismo lugar del consumidor que en este caso puede ser una empresa minera, asimismo reduciendo costos en el consumidor. una variable que cuantifica es el costo nivelado de energía (LCOE), asimismo valorizar la potencia que se podría implementar para cuantificar la energía generada por el parque, de tal forma que pueda cubrir parte de sus necesidades con energías renovables, reduciendo sus emisiones de CO₂, verse transformado en una Minería más sostenible y amigable con el medio ambiente.

1.2. Formulación de preguntas

1.2.1. Problema general

¿Cómo influye el recurso eólico en el estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera en el Departamento de Cajamarca para la evaluación de distintos factores técnicos?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Qué recurso eólico se tendrá en el área de influencia de la Minera La Zanja de la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022?
- ¿Se tendrá una prefactibilidad técnica para la implementación de un parque eólico en el área de influencia de la Minera La Zanja en la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022?
- ¿Será viable económicamente un parque eólico en el área de influencia de la Minera La Zanja, en la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022?

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Desarrollar el estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera en el Departamento de Cajamarca considerando el recurso eólico.

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar el recurso eólico en área de influencia de la Minera La Zanja de la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022.
- Desarrollar la prefactibilidad técnica de un parque eólico en área de influencia de la Minera La Zanja de la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022.
- Desarrollar la viabilidad económica de un parque eólico en área de influencia de la Minera La Zanja de la localidad de Pulán – Santa Cruz – departamento de Cajamarca, en el año 2022.

1.4. Justificación de investigación

En la actualidad no se cuenta con estudios de proyectos eólicos en zonas mineras por lo cual surge la necesidad de desarrollar un estudio de prefactibilidad. Y con esta base permitirá que se puedan realizar estudios posteriores como es la factibilidad de un proyecto eólico o buscar nuevas áreas para otro de tipo de proyectos renovables en distintas zonas mineras del Perú.

1.4.1. Justificación técnica

El potencial eólico que se tiene en el departamento de Cajamarca debería ser aprovechado mediante la implementación de un parque eólico, de tal forma que la energía generada pueda cubrir parte de sus necesidades de la minera y asimismo que pueda reducir sus emisiones de CO₂, protegiendo así el medio ambiente y que la minera convencional se convierta en una minera sostenible aplicando recurso naturales y limpios.

1.4.2. Justificación económica

La viabilidad económica que caracteriza a este tipo de proyectos eólicos a gran escala, puede competir en cuanto a costos con otro tipo de tecnologías de generación convencional, ya que implementando esta tecnología renovable para la minera generaría ahorro, este tipo de proyectos en la actualidad cada vez son más rentables y que este proyecto implicaría reducción de costos debido a que la central de generación eólica estaría al pie de la minera.

1.4.3. Justificación social

El tema social para este tipo de proyectos de generación de energía limpia, permitiría la generación de nuevos puestos de empleo para los habitantes de la zona local en la cual el proyecto eólico sería implementado, la realización de estos proyectos contribuiría con el estudio como fuente de información técnica, base para nuevos proyectos eólicos en Cajamarca.

CAPÍTULO II

2. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. Antecedentes

Según Nowell (2008), en su investigación “Estudio de prefactibilidad de un parque eólico en Guatemala”, donde se estudió la viabilidad de un pequeño parque eólico tomando como base algunos sitios estudiados con anterioridad. Esbozando las distintas clases de viento existentes con la predominante en el país, su variación de un lugar a otro, mencionando también la ubicación como las características, el cual puede ser o no idóneas para la instalación de una planta eólica, considerando la topografía del terreno, las vías de acceso, los datos estadísticos del viento en el sitio, las condiciones de conexión al mismo, etc. Se realizó un breve estudio de factores que influyen en la implementación para la realización y concreción de un parque eólico. Se propone el diseño del parque como también algunas consideraciones previas que se necesitan y deben ser estudiadas antes de construir a mediano o largo plazo un parque eólico y posteriormente aprovechar la conexión al sistema eléctrico y sus distintas opciones, como también, la incorporación de la nueva tecnología. Se finaliza el presente estudio con la proyección de un análisis económico financiero comparando las oportunidades de rentabilidad del proyecto contra los costos que la ejecución y operación que el mismo conlleva.

Según Ceballos (2011), en su investigación “Estudio de prefactibilidad técnico económico para la incorporación de energía eólica a la industria del vidrio”, Esta investigación tuvo como objetivo evaluar la prefactibilidad técnica económica para la instalación de dos turbinas eólicas. Se ha estudiado las condiciones actuales de la industria donde se ha revisado su consumo de energía mensual que tiene la Empresa Cristalerías Toro, los costos que esto significa y las tarifas aplicadas por la Empresa CGE Distribución términos de distribución de energía eléctrica. Otro de los estudios que realizó es cuantificar la potencia que será entregada por parte de la generación de energía eólica, dependiendo de las condiciones y la variación del viento, además de los costos que significa la construcción, conexión a la Línea de MT (media tensión) y la mantención asociada a la generación de energía eléctrica. Una vez obtenidas las distintas variables que intervienen en el flujo de caja puro, se han logrado obtener valores que

para este tipo de proyecto y de acuerdo a los costos que se consideran para la inversión, se puede determinar que el proyecto entrega un VAN positivo y un TIR por sobre el porcentaje de la tasa de Riesgo calculada para este tipo de proyecto donde es posible identificar que al aumentar la capacidad productiva en un 10% y disminuyendo los costos fijos y de mantención en un 40% se logra incrementar el VAN y el TIR, logrando que el proyecto sea sustentable y logre mantenerse en el Tiempo.

Según García et al. (2017), en su investigación “Estudio de prefactibilidad de un parque de energía eólica”, indica que su área de estudio es la ciudad de Puerto Madryn en Argentina con una capacidad instalada de 51.75 MW, conformada por 15 aerogeneradores. Con ello plantea aumentar la generación de energía en dicho país, asimismo diversificar su matriz energética empleando recursos energético renovables y dejar de depender en menor medida del petróleo y sus derivados. Asimismo, como objetivo disminuir sus costos de generación usando la energía del viento, en donde el montón de inversión del proyecto viene a ser aprox. 80 millones de dólares, con una vida útil del proyecto de 20 años, en donde obtuvo 11 años de retorno de inversión. Para dicho proyecto se estimó un VAN de 25 millones de dólares junto a una TIR del 20%. Viendo también que es el valor de la inversión es considerable, indicando también que el proyecto también contempla la red de caminos y accesos a cada equipo, implementación de las redes eléctricas para su interconexión al sistema eléctrico de dicho país, entre otros.

Según Moreno & Moreno (2017), en su estudio “Estudio de prefactibilidad para la instalación de plantas eólicas en Paracas”, existe una fuerte tendencia e importancia de la protección del medio ambiente y su uso responsable de la energía. Precisamente por ello, el proyecto pretende ofrecer una alternativa no solo para la puesta en marcha de plantas eólicas, sino también para tener en cuenta la conciencia y el conocimiento social para futuras investigaciones en este campo. El proyecto en estudio está ubicado en la provincia de Paracas, Ica, Perú, y aprovechará el enorme potencial de energía eólica de la región para impulsarlo. Entre ellos, el autor considera que el parque eólico está compuesto por cuatro aerogeneradores con una potencia de 3.6 MW, aportando una potencia total de 14.4 MW, a la vez que también cuantifica el recurso eólico que posee en el lugar, y la energía generada por el parque para satisfacer las demandas energéticas

consideradas en el estudio, con ella llevándolo al análisis económico y se demuestra ser viable con el estado financiero, económico, técnico y social.

Según Mantovani & Postigo (2016), en su estudio “Estudio de prefactibilidad para la instalación de plantas eólicas”, señalan que en los últimos años la preocupación ambiental y la exploración de nuevas alternativas energéticas a productos de producción más limpia se están volviendo más importantes en todo el mundo. Además, la creciente demanda de energía exige el desarrollo de fuentes de energía nuevas y menos contaminantes. Teniendo en cuenta la situación actual, el país necesita diversificar su matriz energética para asegurar el suministro de energía, y la energía eólica es una gran oportunidad ya que tiene un gran potencial en el país y produce muy poco impacto ambiental. Se realizó un estudio sobre el desarrollo de centrales eólicas en Perú.

El primer capítulo presenta la situación general y el propósito de la investigación. En el segundo capítulo del informe se realiza la investigación de mercado, se identifican los principales competidores, la demanda que se espera satisfacer y el mercado objetivo. En el tercer capítulo del informe, considerando varios factores del proyecto, se determina la ubicación óptima del proyecto. La capacidad del proyecto se identifica en el Capítulo Cuatro del informe. En el quinto capítulo se describe detalladamente el proceso, y se determinaron las máquinas y equipos que se utilizaron, así como la distribución física del proyecto, asimismo estimando los diferentes costos a considerar del proyecto, Finalmente, se llevó a cabo la evaluación económica y financiera para el proyecto, donde se considera que el proyecto es viable económicamente según sus indicadores económicos y además de ello estos proyectos generan un impacto positivo en todas sus dimensiones en la implementación de este tipo de tecnología.

Según Céspedes (2009), en su investigación “Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la instalación de un parque eólico en Piura”, tienen como finalidad de que grado de riesgo tendrá la inversión de un parque eólico, en donde se utilizó como objeto de estudio la localidad de Cerro Chocán del departamento de Piura, en donde la base de datos de viento ha sido procesada en los softwares SDR, Windographer y RETScreen, donde evaluaron principalmente la dirección idónea del emplazamiento, selección de modelos de turbinas adecuadas para dicha localidad, para la implementación de los aerogeneradores considerando la demanda proyectada, donde

realiza el análisis de 90 propuestas de inversión. Donde se realizaron la evaluación de costos modelados, para así determinar la viabilidad posible. En donde 10 de dichos proyectos presentan buenas características tanto de rentabilidad, esperando a partir de este estudio incentivar la inversión privada en la instalación de un parque eólico en el departamento de Piura, que le permitirá producir energía limpia no contaminante, considerando también un desarrollo económico y tecnológico en dicha región.

2.2. Historia

El uso del viento como fuente de energía se inició en la antigüedad. Los molinos de viento de eje vertical para moler granos se informaron en Persia en el siglo X y en China en el siglo XIII. En un momento, el viento una fuente importante de energía para el transporte (veleros), la molienda de granos y el bombeo de agua.

Los molinos de viento y de Agua eran las mayores fuentes de energía antes de la invención de la máquina de vapor. Los molinos de viento, que se cuentan por miles, para moler granos y bombear agua de drenaje eran comunes en toda Europa, y algunos incluso se usaban con fines industriales, como aserrar madera. A medida que los europeos colonizaron el mundo, se construyeron molinos de viento por todo el mundo. El principal uso a largo plazo del viento (a excepción de la navegación) ha sido para bombear. Además de los famosos molinos de viento holandeses, otro ejemplo famoso es el uso histórico de aspas de vela para bombear agua para riego en la isla de Creta (Vaughn & Kenneth, 2019).

2.3. Definiciones

2.3.1. El Viento

El viento es generado por gradientes de presión resultantes del calentamiento no uniforme de la superficie de la tierra por parte del sol. Aproximadamente el 2% de la radiación solar total que llega a la superficie de la tierra se convierte en viento. A escala global, el aire caliente se genera en las regiones ecuatoriales. Este aire sube hasta que se enfría en altitudes más altas y alcanza un equilibrio flotante con el aire circundante (Corke & Nelson, 2018).

En las latitudes del norte, con menos calor solar, el aire en altitudes más altas se enfría más y, por lo tanto, es menos flotante. Desciende al suelo donde luego se

desvía por el suelo hasta llegar a un lugar más cálido, donde luego se vuelve más flotante y el ciclo se repite. Este ciclo se ilustra en la Figura 1.

En general, en virtud de las diferentes densidades del aire con la temperatura, las regiones más frías son regiones de alta presión y las regiones más cálidas son regiones de baja presión. El aire, como cualquier fluido, se mueve de una región de mayor presión a otra de menor presión. Ese movimiento de aire es a lo que nos referimos como "viento". La fuerza del viento aumenta con la diferencia de presión (Corke & Nelson, 2018).

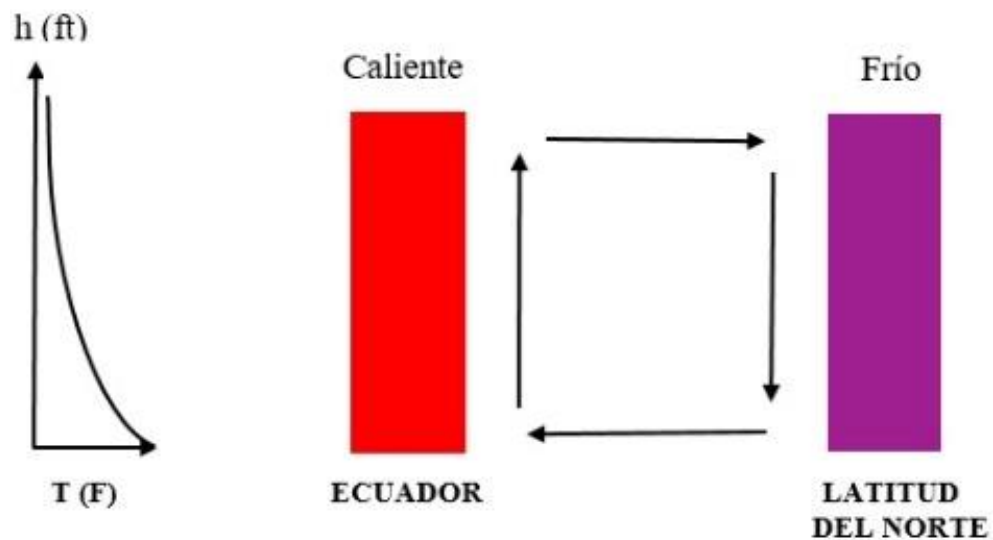


Figura 1. Mecanismo de generación de viento a través de gradientes de temperatura global (Corke & Nelson, 2018).

La rotación de la tierra tiene un efecto sobre el viento. En particular, provoca una aceleración de la masa de aire que da como resultado una fuerza de Coriolis f_c [(velocidad angular de la tierra) $\text{sen}(\text{latitud})$] velocidad del aire: Esto da como resultado una curvatura de la trayectoria del viento a medida que fluye desde alta presión y regiones de baja presión (isobaras). Esto se ilustra en la Figura 2.

En estado estacionario, la fuerza de Coriolis equilibra el gradiente de presión, dejando una trayectoria de viento resultante que es paralela a las isobaras de presión. Esto se conoce como el viento geostrófico (Corke & Nelson, 2018).

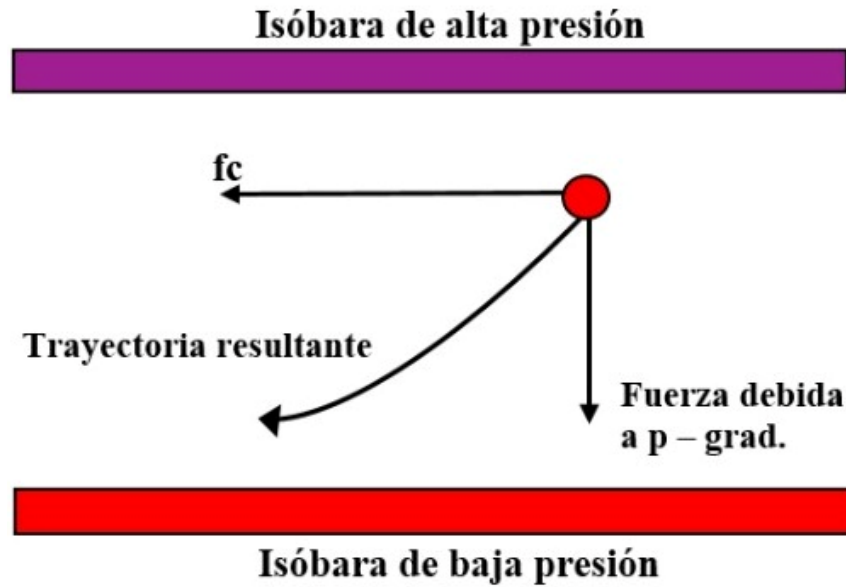


Figura 2. Efecto de la fuerza de Coriolis sobre el viento entre isobaras de presión (Corke & Nelson, 2018).

2.3.2. Medición de las magnitudes del viento

La velocidad del viento se mide con un anemómetro y la dirección del viento se mide con una veleta. El sensor debe estar ubicado en un lugar despejado con obstáculos a su alrededor. La altura de medida estándar es de 10 m desde el suelo. Para la evaluación del viento, también son convenientes las mediciones a (25, 50, 75, 100 y 120 m). Para los aerogeneradores se mide a la altura de su buje (Villarrubia, 2013).

2.3.3. Medición de la dirección del viento

La dirección del viento está determinada por el lado del que sopla. Si el flujo de aire es del oeste, se dice que el viento es del oeste. Esta dirección está determinada por una veleta (Le Gourieres, 1982).

En la práctica, las estaciones meteorológicas de alguna importancia disponen de veletas perfeccionadas que permiten el registro permanente y simultaneo de la dirección y de la velocidad del viento (Le Gourieres, 1982).

Las observaciones realizadas muestran que la dirección del viento varía continuamente alrededor de una dirección media.



Figura 3. Veleta de viento (Vaughn & Kenneth, 2019).

2.3.4. Medición de la velocidad del viento

La magnitud de la velocidad del viento se mide con dispositivos llamados anemómetros. Un anemómetro es un dispositivo para medir el flujo de aire. Los dispositivos que miden la velocidad incluyen anemómetros de tubo Pitot, copa, paleta, hélice, alambre caliente, película caliente, sónico y laser Doppler. Los dispositivos más comunes (y menos costosos) son los anemómetros de copa y de hélice (Vaughn & Kenneth, 2019).

Sin embargo, sus tiempos de respuesta a los cambios en la velocidad del viento son más lentos. Las turbinas eólicas también tienen tiempos de respuesta a cambios de velocidad del viento, por lo que los anemómetros de cazoletas son adecuados para determinar el potencial de energía eólica. Las ventajas de los anemómetros sónicos y de hilo caliente son que no tienen piezas móviles ni tiempo de respuesta a diferencia de los sensores mecánicos. Sin embargo, su mayor costo ha impedido mucha penetración en el mercado de evaluación de recursos eólicos (Vaughn & Kenneth, 2019).

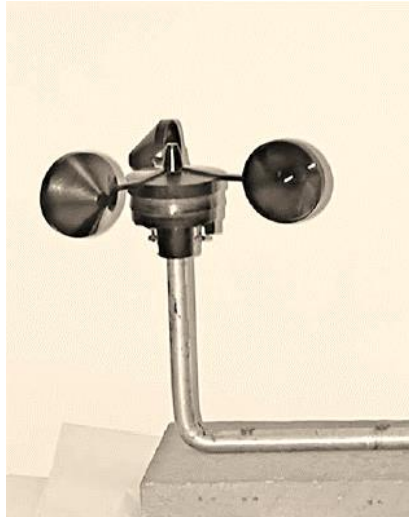


Figura 4. Anemómetro (Vaughn & Kenneth, 2019).

2.3.5. Distribución de caracterización del potencial energético del viento

El conocimiento de la distribución de las velocidades del viento nos permite calcular el potencial energético y la energía anual que puede generar una turbina eólica. Para un lugar y altura sobre el suelo, la ley expresa el comportamiento de la velocidad en un año “promedio” o “tipo”, por lo que los valores para un año en particular pueden diferir de los calculados a partir del mismo año (Villarrubia, 2013).

En la mayoría de los casos de interés energético, la distribución de probabilidad de la velocidad del viento obedece aproximadamente a la función de densidad de probabilidad de Weibull $p(v)$. La distribución de velocidad real y la ley de Weibull ajustada se muestran en la Figura 5, la función $p(v)$ tiene dos parámetros (C, K), como se muestra en la Ecuación 1.

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

En donde:

v: velocidad del viento (m/s).

$p(v)$: función de la densidad de probabilidad de Weibull.

c: factor de escala, suele también designarse con A (m/s).

k: factor de forma.

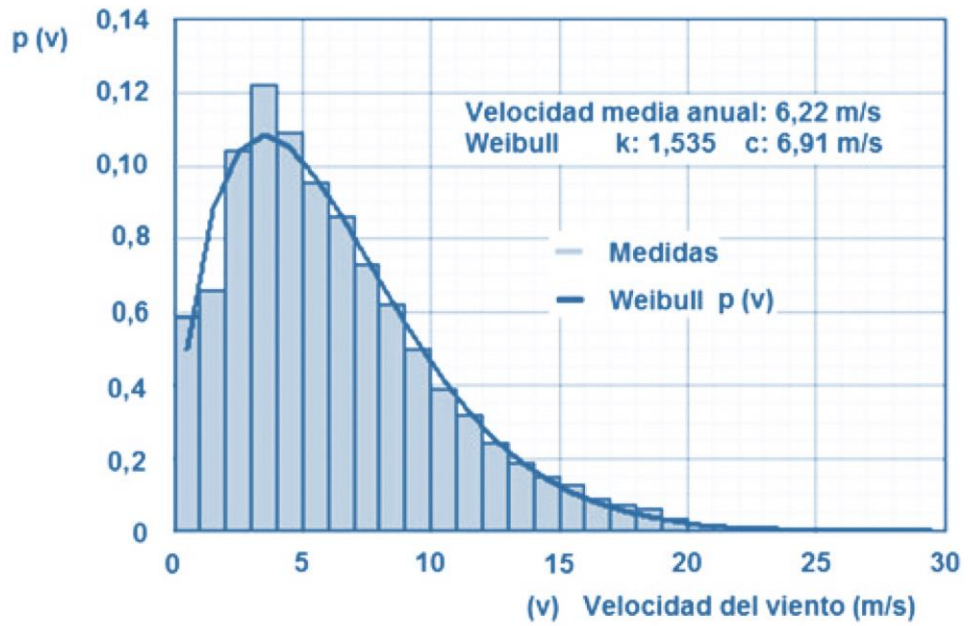


Figura 5. Distribución anual de la velocidad del viento (Villarrubia, 2013).

En la siguiente Figura 6, se muestra un histograma anual de las velocidades de viento, donde se representan las horas en el año.

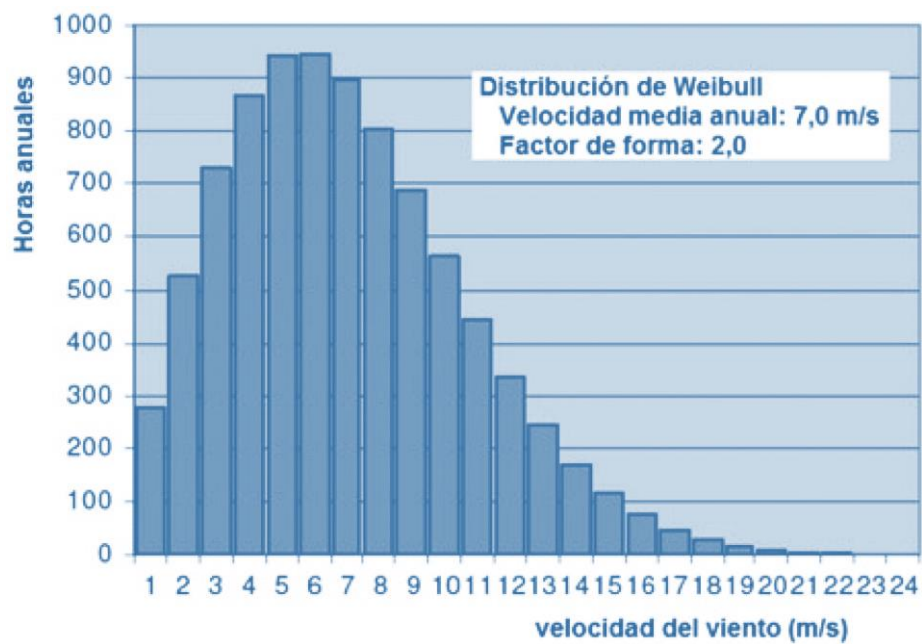


Figura 6. Histograma anual en horas de la velocidad del viento (Villarrubia, 2013).

Específicamente, si el factor de forma es $k=2$, la ley de Weibull coincide con la ley de Rayleigh, en realidad es más práctica al referirse de una función con un

solo parámetro. En casos de baja turbulencia y pequeña variabilidad del viento, su distribución se ajusta bastante bien a una ley de Rayleigh (Villarrubia, 2013).

Muchos fabricantes de turbinas eólicas suelen indicar la energía anual que puede obtenerse de una máquina, a partir de la velocidad media anual del viento a la altura del buje de la turbina, usando una distribución de Rayleigh, y muchos atlas de potencial de viento se realizan admitiendo como válida para la distribución de velocidad del viento una distribución de Rayleigh (Villarrubia, 2013).

Es preferible que, para cada emplazamiento eólico, debe determinarse los parámetros de la distribución de velocidades a partir de las mediciones en campo de la velocidad del viento, continuando con los procedimientos que más adelante se presentan. En la Figura 7, se muestra una variedad de gráficas de Weibull para diferentes valores de k , en donde se muestra la influencia de este parámetro en la forma de la curva.

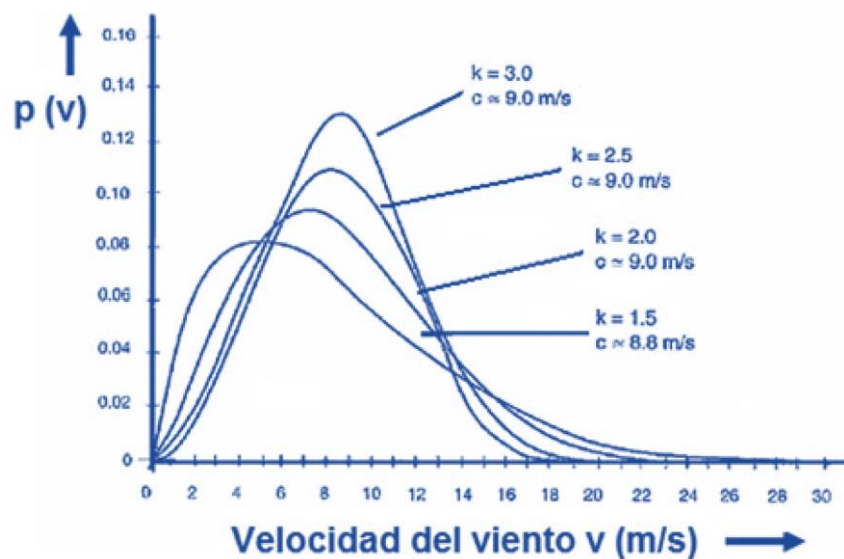


Figura 7. Densidad de probabilidad $p(v)$ de la velocidad del viento según la ley de Weibull para distintos valores de k (Villarrubia, 2013).

La velocidad del viento en un emplazamiento representativo suele describirse empleando la distribución de Weibull, como se muestra en la Figura 8. Este emplazamiento en específico tiene una velocidad media del viento de 7 m/s, y la forma de la curva está determinada por un $k = 2$ (ADIE, 2003).

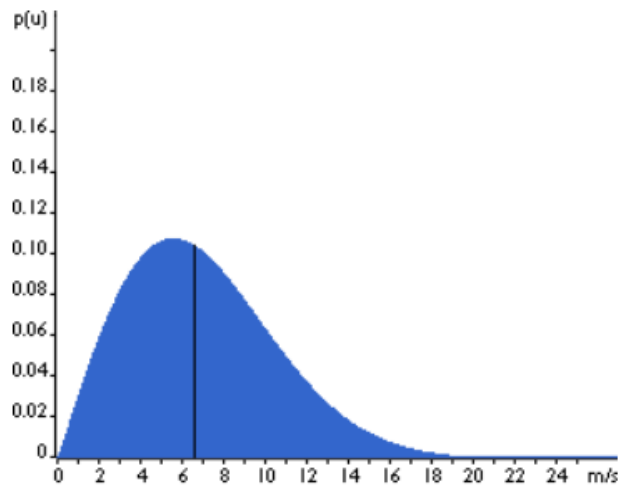


Figura 8. Distribución de Weibull (ADIE, 2003).

2.3.6. Aerogeneradores y sus tipos

Una turbina eólica es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas de las turbinas giran entre 13 y 20 revoluciones por minuto, dependiendo de su tecnología, ya sea a velocidad fija o variable, donde la velocidad de las palas varía con la velocidad del viento para lograr una mayor eficiencia (Acciona, 2020).



Figura 9. Parque eólico acciona (Acciona, 2020).

- **Aerogeneradores de eje horizontal**

Su eje de rotación es paralelo a la dirección del viento y es el tipo más utilizado para la generación de energía. También conocido como HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

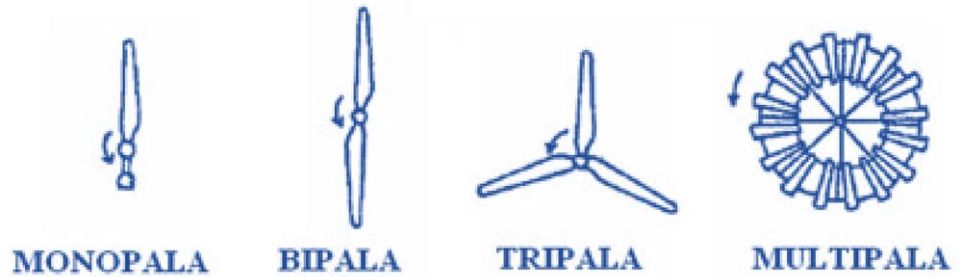


Figura 10. Tipos de turbinas eólicas de eje horizontal (Villarrubia, 2013).

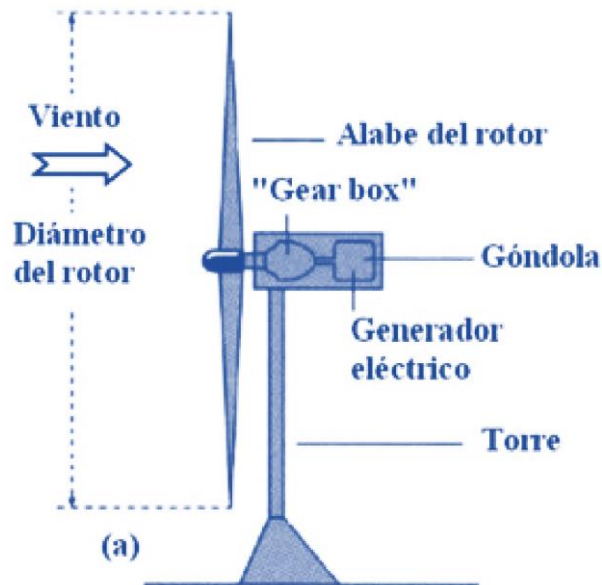


Figura 11. Aerogenerador de eje horizontal tripala (Villarrubia, 2013).

- **Aerogeneradores de eje vertical**

Su eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento. Menos comunes, pero los más conocidos son el Savonius, que tiene una función similar a la de un anemómetro de cazoletas y el Darrieus que tiene una pala curva. También se les conoce como VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).

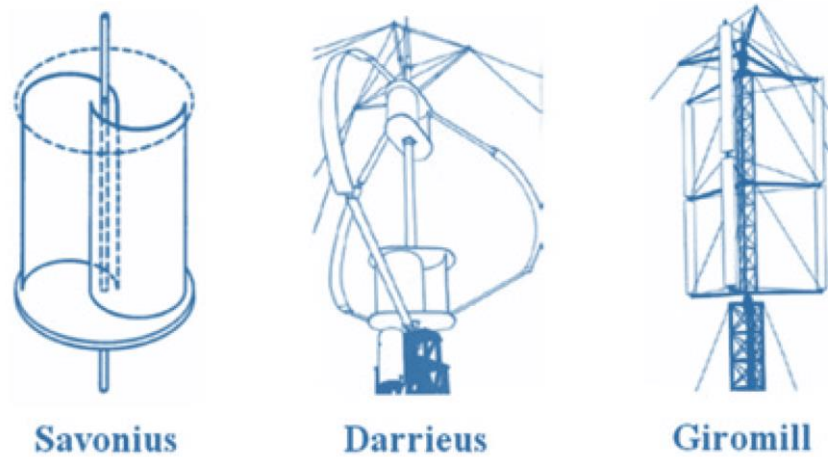


Figura 12. Tipos de turbinas eólicas de eje vertical (Villarrubia, 2013).

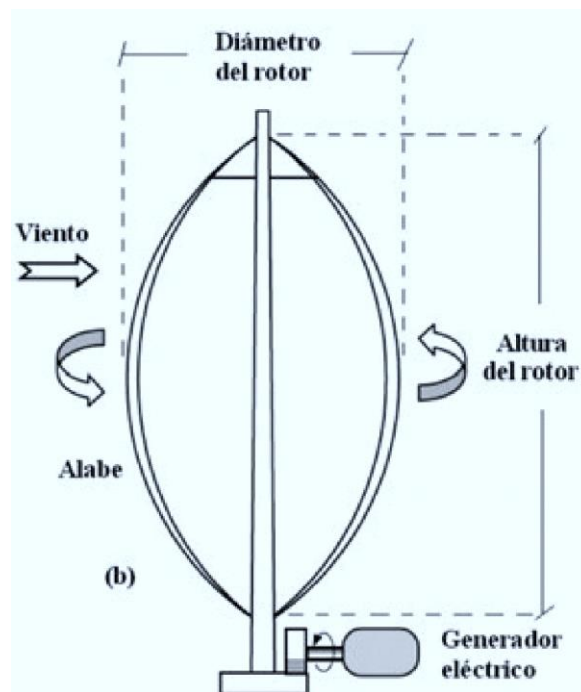


Figura 13. Turbina eólica de eje vertical Darrieus (Villarrubia, 2013).

2.3.7. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal

La Figura 14. muestra un esquema de un aerogenerador de tres palas de eje horizontal. Distinguimos entre los siguiente elementos clave:

1. Base y cimentación
2. Punto de conexión de subestación de baja a alta tensión
3. Torre de aerogenerador
4. Escalera interna de la torre

5. Sistema de orientación de la turbina en dirección del viento
6. Nacelle
7. Generador eléctrico
8. Veleta y anemómetro
9. Freno del rotor
10. Caja de engranajes
11. Pala del rotor
12. Punto de inserción del alabe en el buje de la turbina
13. Buje de la turbina o aerogenerador

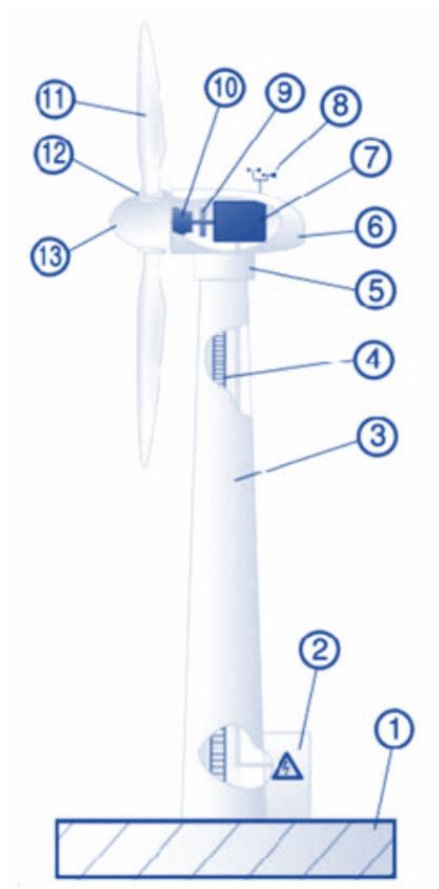


Figura 14. Turbina eólica de eje horizontal tripala (Villarrubia, 2013).

2.3.8. Energía el Viento

La energía del viento es el resultado de la energía cinética de las masas de aire en movimiento que estas a su vez viajan a diferentes altitudes y terrenos (Bastianon, 2013).

Por tanto, la energía cinética del viento se presenta en la Ecuación 2.

$$E_c = \frac{mv^2}{2} \quad (2)$$

Donde:

E_c : energía cinética (J).

m: masa del aire (kg).

v: velocidad del viento (m/s).

2.3.9. Potencia eólica y coeficientes de potencia

La velocidad del viento es importante para la cantidad de energía que una turbina eólica puede convertir en electricidad. La cantidad de energía del viento varía con el cubo de la velocidad media del viento (cúbica). Por ejemplo, si la velocidad del viento duplica la cantidad de energía involucrada (ADIE, 2003).

En la Ecuación 3 se expresa la potencia disponible del viento.

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

Donde:

P_d : Potencia disponible (W).

\dot{m} : flujo de masa del aire (kg/s).

v: velocidad del viento (m/s).

A: Área transversal (m²).

Cuando el viento pasa por el rotor tiene una energía cinética que la turbina eólica realmente no utiliza toda esa energía, esto debe a que el viento mantiene una cantidad considerable detrás del rotor en aguas abajo, es decir, porque no cede toda la energía cinética, por otro lado, parte de la energía que el viento transfiere al rotor se pierde por rozamientos aerodinámicos y mecánicos, por lo que la energía final en el eje del rotor siempre será ligeramente inferior a la energía impulsada por el viento (Villarrubia, 2013).

La potencia (P) que puede impulsar cargas como alternadores y bombas hidráulicas se toma en el eje del rotor. La potencia (P) se denomina potencia del eje del rotor o potencia de frenado, similar a otros tipos de motores.

La potencia eólica del viento antes de que llegue al rotor se denomina como potencia eólica disponible (P_d). La relación con la potencia en el eje (P) viene establecida por la eficiencia de conversión o coeficiente de potencia (C_p) definido como la relación entre la potencia en el eje del rotor y la potencia disponible del viento (Villarrubia, 2013).

El coeficiente de potencia de un aerogenerador se muestra con la Ecuación 4.

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (4)$$

C_p depende de varios aspectos entre ellos su velocidad de giro, tipo de rotor y velocidad del viento.

El coeficiente C_p está en función de la velocidad específica o tip speed ratio (TSR), definida como la relación entre la velocidad tangencial (u) del extremo de la pala de la turbina y la velocidad del viento (Villarrubia, 2013).

El proceso de transformación parte de la energía cinética del viento, para luego transformar a energía mecánica en el eje del rotor, posteriormente transformar la energía mecánica en energía eléctrica a la salida del generador eléctrico, luego estar conectada a un transformador elevador.

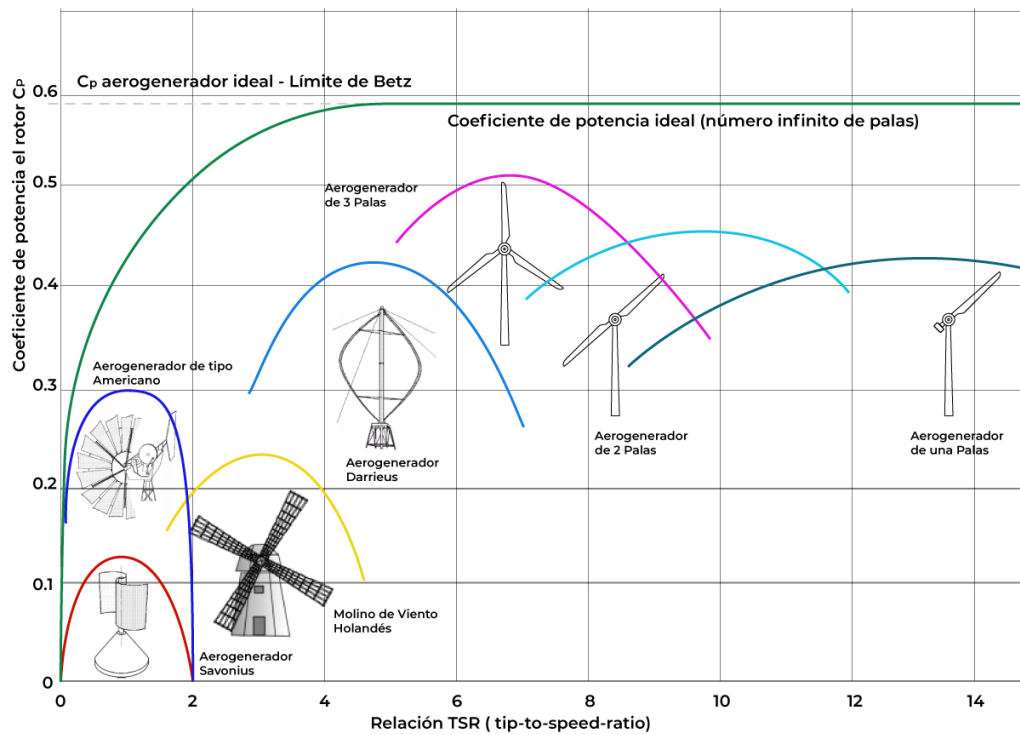


Figura 15. Coeficiente de potencia vs velocidad específica (Villarrubia, 2013).

2.3.10. Parques eólicos

Un parque eólico es una planta de energía con múltiples turbinas expuestas a la energía cinética del viento. Las granjas eólicas suelen alimentar a la red nacional, aunque en algunos casos específicos pueden conectarse directamente a la red de pueblos o municipios vecinos (Bastianon, 2013).

La decisión de instalar un parque eólico puede ser política o económica. Normalmente, es iniciada por un terrateniente o por iniciativa de la comunidad local. En la etapa inicial se debe establecer estimativamente la capacidad del parque, es decir, cuantos MW de potencia instalada serán requeridos. El paso siguiente es buscar el sitio adecuado (Bastianon, 2013).

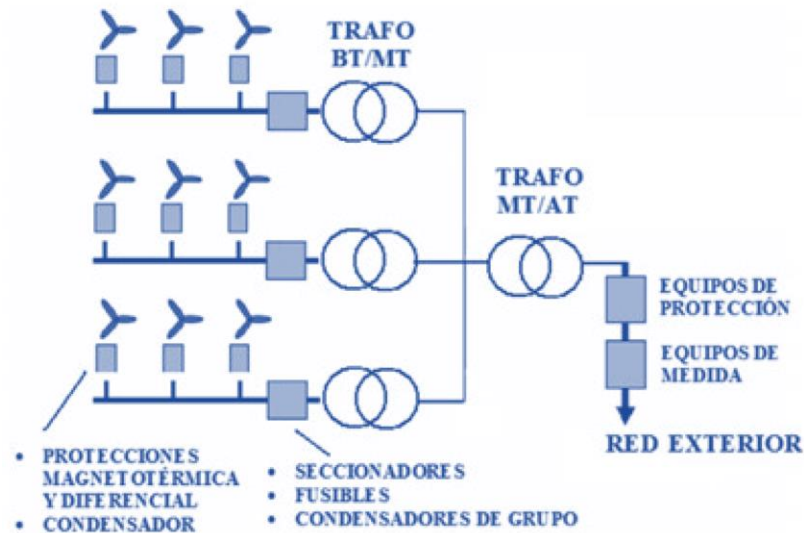


Figura 16. Configuración eléctrica de un parque eólico (Villarrubia, 2013).

2.3.11. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto es una métrica financiera utilizada para determinar la viabilidad de un proyecto. Un proyecto es viable si queda alguna ganancia después de medir los flujos de ingresos y gastos futuros y descontar la inversión inicial (ESAN, 2017).

El VAN también se utiliza para determinar qué proyectos son más rentables. También es muy útil para definir la mejor opción dentro de un mismo proyecto, También es útil usar diferentes proyecciones de flujos de ingresos y gastos para determinar las mejores alternativas para el mismo proyecto. De igual forma, al momento de vender un proyecto o negocio, esta métrica puede ayudar a determinar si el precio de oferta es mayor o menor al precio que se hubiera obtenido de no haberse producido la venta (ESAN, 2017).

2.3.12. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es una medida financiera muy similar al valor actual neto (VAN), pero a diferencia de este no es una medida de valor, sino de rentabilidad (ESAN, 2017).

TIR es la tasa de descuento de inversión que hace que el beneficio neto actualizado (BNA) sea igual a la inversión (es decir, VAN es igual a cero). La

TIR es la tasa de descuento máxima que necesita un proyecto para ser rentable. Esto se debe a que, a mayor tasa, menor BNA frente a la inversión (ESAN, 2017).

2.3.13. Plazo de recuperación (PayBack)

Según ESAN (2021), es una herramienta de evaluación de inversiones financieras que ayuda a las empresas a determinar en cuánto tiempo recuperarán el capital invertido en un proyecto. Una inversión afirma ser más rentable que otra con el único argumento de que permite la recuperación anticipada de los recursos invertidos. Del mismo modo, esto está vinculado a otros indicadores clave de rendimiento (KPI), como el retorno de la inversión (ROI), el valor actual líquido (VAL) y la tasa interna de retorno (TIR).

Las principales ventajas de determinar el PayBack son:

- Formula simple y fácil de aplicar. Todos los flujos de caja futuros esperados se descuentan a su valor presente y se acumulan hasta la recuperación de la inversión.
- Da una idea inicial de la liquidez que ofrecerá la empresa y los riesgos que implicar invertir.
- En tiempo de crisis y volatilidad económica, es muy útil mejorar la seguridad de los accionistas cuando invierten.

2.3.14. Costo Nivelado de Energía (LCOE)

Según ESAN (2021), esta es una herramienta para evaluar inversiones financieras. Las diferentes tecnologías de generación de energía tienen diferentes costos y características de rendimientos que son difíciles de comparar. Por ejemplo, las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles pueden generar electricidad en cualquier momento del año, pero tienen el inconveniente de ser muy volátiles en precio, altos costos operativos y posibles cortes de energía para reparaciones y añadido a ello su impacto considerable ambiental, que en caso de las tecnologías de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) reducen el impacto ambiental. Asimismo, en las tecnologías ERNC como los parques

eólicos, el “combustible” es el viento o masas de aire en movimiento, el cual es gratuito, tiene un inconveniente de que alrededor del año su funcionamiento en horas a comparación con las convencionales es menor, ya que además son menos gestionables, a no ser que pueda ser incluido un sistema de almacenamiento de energía necesario que nos pueda abastecer el consumo para el tiempo restante del día.

CAPITULO III

3. MATERIALES Y METODO

3.1. Formulación de hipótesis

3.1.1. Hipótesis general

El estudio de prefactibilidad de un parque eólico en área de influencia minera en el departamento de Cajamarca tendrá como posibles resultados positivos y de esta manera permitirá la realización de la siguiente etapa de factibilidad del proyecto.

3.1.2. Hipótesis específicas

- Mediante la base de datos del viento, el recurso eólico en el área de influencia de la Minera La Zanja es aprovechable para la implementación de un parque eólico.
- La prefactibilidad técnica de la implementación de un parque eólico, es satisfactoria en el área de influencia de la Minera La Zanja.
- La viabilidad económica de un parque eólico en el área de influencia de la Minera La Zanja es positiva en términos de rentabilidad.

3.2. Materiales

- Estación Meteorológica

Componentes de la estación de medición:

a) Anemómetro

Es un equipo de medición de velocidad de viento de la marca NRG Systems, modelo NRG S1 del tipo de 3 copas o también llamado anemómetro de copas. Un sistema de rodamiento probado y un diseño de cuerpo de metal resistente garantizan que el sensor funciona de manera confiable durante muchos años, en una variedad de condiciones ambientales.



Figura 17. Anemómetro de copas (NRG Systems).

b) Veleta

Es un equipo que realiza la medición de la dirección del viento de la marca NRG Systems, modelo NRG 200M del tipo de rotación continua.



Figura 18. Veleta (NRG Systems).

c) Sensor de temperatura

Este equipo realiza la medición de la temperatura del ambiente en este caso es de la marca NRG Systems, modelo NRG T60, cuyo rango de medición del equipo es de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$.



Figura 19. Sensor de temperatura (NRG Systems).

d) Barómetro

Este equipo realiza la medición de la presión absoluta del lugar, cuya marca es NRG Systems, modelo es NRG BP60, cuyo rango de medición es de 500 hPa a 1100 hPa.



Figura 20. Barómetro (NRG Systems).

e) Data Logger

Este equipo realiza el almacenamiento de los medidos por los sensores o equipos, la marca es NRG Systems, modelo SymphoniePRO, que cuenta con 26 canales, memoria de 8 MB y tarjeta adicional SD (512 MB – 2 GB) y con intervalos de recolección de datos ajustable.



Figura 21. Data Logger (NRG Systems).

3.3. Ubicación del estudio

El presente proyecto energético renovable en estudio se realizó en área de influencia de la Minera “La Zanja” empresa subsidiaria de la Compañía de Minas Buenaventura (BVN), Ubicado en el departamento de Cajamarca, Provincia de Santa Cruz, distrito de Pulán.



Figura 22. Ubicación del Departamento de Cajamarca (Google Earth).

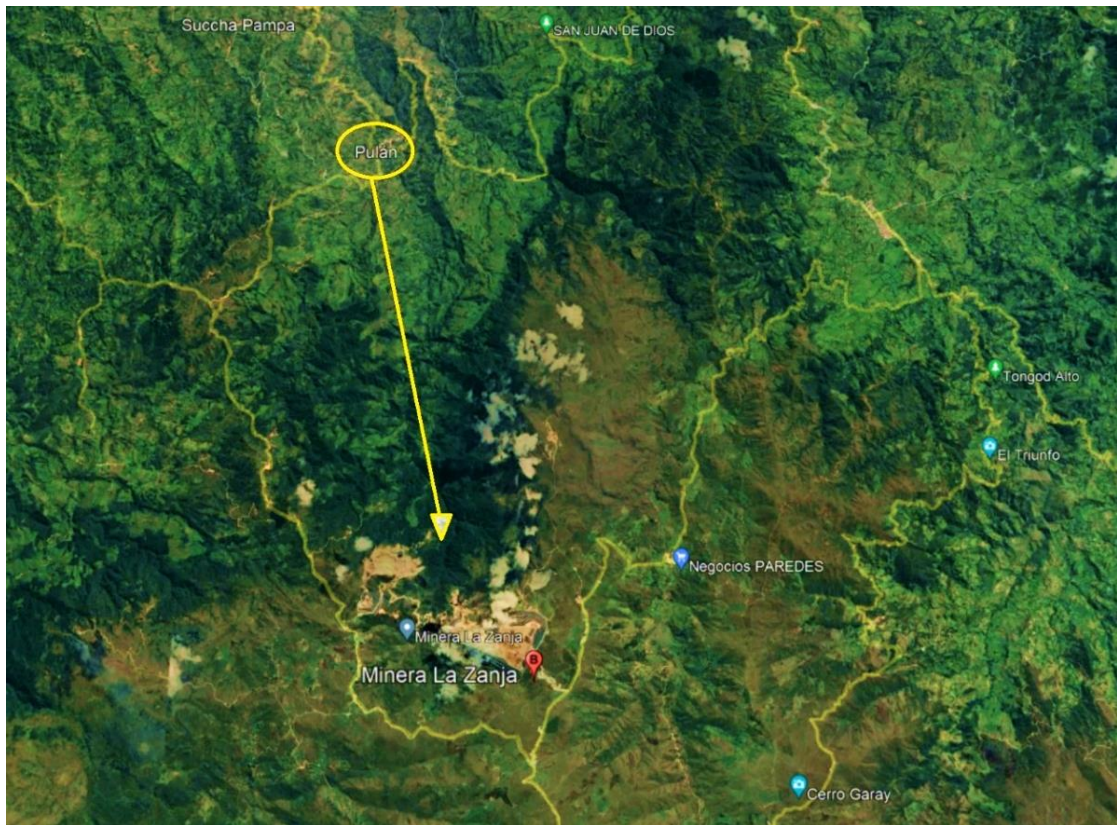


Figura 23. Ubicación del Distrito Pulan y el área de influencia Minera (Google Earth).

3.3.1. Ubicación Geográfica:

Latitud : -6°50'9.82" (Sur)
Longitud : -78°53'9.41" (Oeste)
Altitud : 3500 m.s.n.m.

3.3.2. Temperaturas

Temperatura mínima : 5.5 ° C
Temperatura media : 8 ° C
Temperatura máxima : 11 ° C
Humedad relativa : 86 %



Figura 24. Minera La Zanja – Cajamarca (Google Earth).

3.3.3. Vegetación

El clima en Unidad Minera la Zanja tiene ciertas particularidades en el cual se tienen una gran parte de ese territorio minero es:

Pajonal: 63 %

Bofedal: 8 %

Matorral: 17 %

zona de bosque: 10 %

pequeña zona rocosa: 2 %

3.4. Estudio Previos del Recurso Eólico

Para el presente estudio se tomó los datos de medición in situ del recurso eólico en la unidad minera “la Zanja” en donde la misma empresa cuenta con diferentes estaciones meteorológicas que realizan múltiples mediciones, en donde se ha considerado para este estudio los datos de Velocidad de viento, Dirección de viento, Presión y Temperatura, cuyos datos fueron medidos a 10 m. de altura por un periodo de tiempo de 8.8 años (base datos es horaria y medida desde noviembre del año 2010 hasta julio del año 2019) de forma continua y en las instalaciones del área de la zona minera de la Mina.

Cuya base de datos es considerada sumamente relevante para la realización de estudios de recurso eólico en el lugar y asimismo siendo dependiente la viabilidad del proyecto. Para el caso de la temperatura y presión no será necesaria en lo posterior extrapolar estos datos medidos de 10 m. y para el caso de la velocidad de viento si será necesaria su extrapolación a la altura de buje del aerogenerador, datos que son válidos para el presente estudio.

3.4.1. Análisis de la temperatura

Los datos son tomados a partir de la estación meteorológica, luego estos datos fueron insertados para ser procesados y generar gráficos del comportamiento de la temperatura con el apoyo de un software especializado en procesamiento de datos eólicos “Windographer”, dado que además la base de datos que se tiene es bastante extensa y es necesario la aplicación de este software empleado ampliamente en la industria eólica.

Los datos obtenidos de la temperatura dentro de ellas se tiene las mediciones del perfil de temperatura anual horaria del año tipo de los años de medición mostrada en la Figura 26 y asimismo el perfil de temperatura mensual horaria tipo de cada mes, mostrada en la Figura 25.

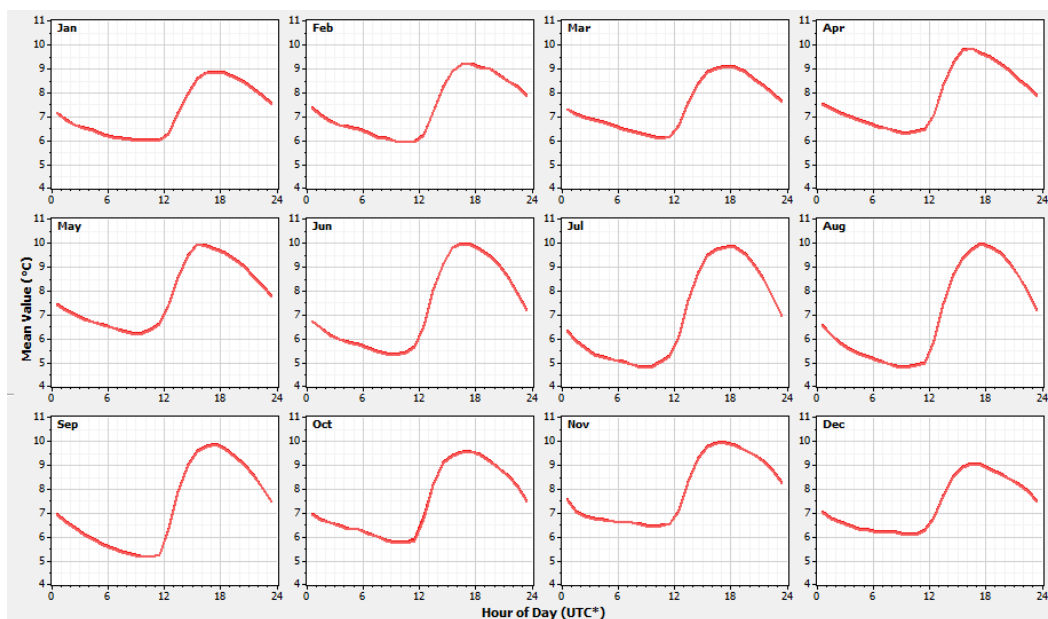


Figura 25. Perfil de temperatura mensual horaria (Software Windographer).

En la presente figura 26, se tiene la variación de la temperatura de un día tipo del año y se puede observar que se llega a temperaturas de entre 6 y 10 °C, por lo que se tiene clima frígido en el lugar.

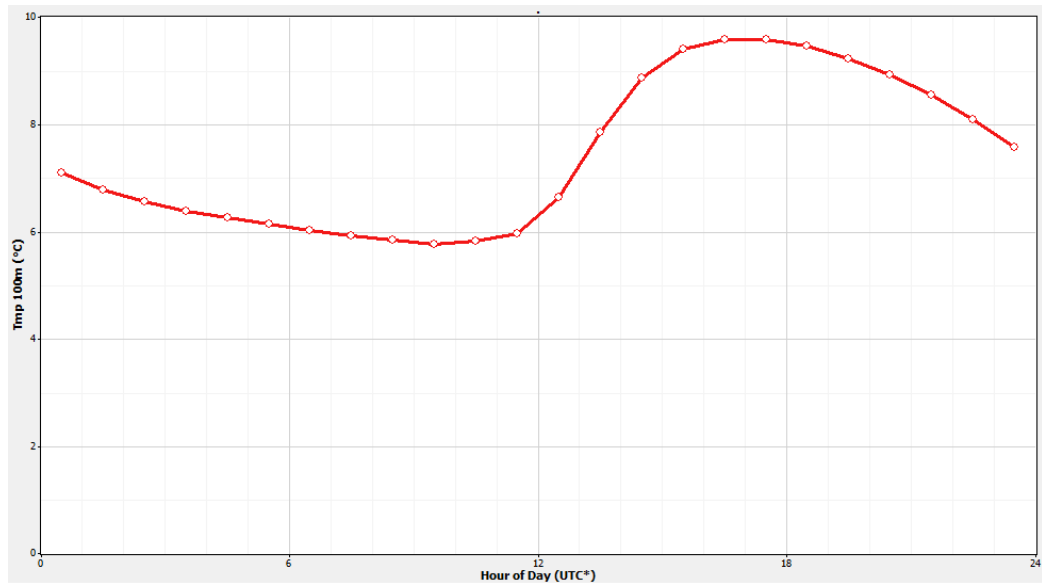


Figura 26. Perfil de temperatura anual horaria (Software Windographer).

3.4.2. Densidad del aire y presión

Para nuestro caso la densidad es un parámetro obtenido a partir de la presión y temperatura, en este caso contamos con dichos datos tanto de presión y temperatura, con ello es posible obtener la densidad calculando con la Ecuación 5.

$$P \cdot V = n \cdot R_{air} \cdot T \tag{5}$$

Donde:

P : Presión (Pa)

V : Volumen considerado (m^3)

n : número de moles (mol)

R_{air} : Constante específica de los gases (287.05 J/(kg.K))

T : Temperatura (K)

La densidad está definida por $\rho = n / V$

Por lo tanto, tenemos en la Ecuación 6 el cálculo de la densidad del aire.

$$\rho_{air} = \frac{P}{R_{air} \cdot T} \quad (6)$$

Donde:

P : Presión atmosférica (Pa)

T : Temperatura atmosférica del lugar (K)

R_{air} : Constante específica de los gases (287.05 J/(kg.K))

Para nuestro caso consideramos tomar los datos de presión y temperatura de la estación meteorológica y así poder para calcular la densidad del aire en el sitio.

Con ellos obtenemos diferentes valores de la densidad del aire, valores de densidades mensuales y asimismo la densidad anual de un año tipo. Los perfiles del comportamiento de la densidad mensual horaria mostrada en la Figura 27 y asimismo el perfil de la densidad anual horaria que se muestra en la Figura 28.

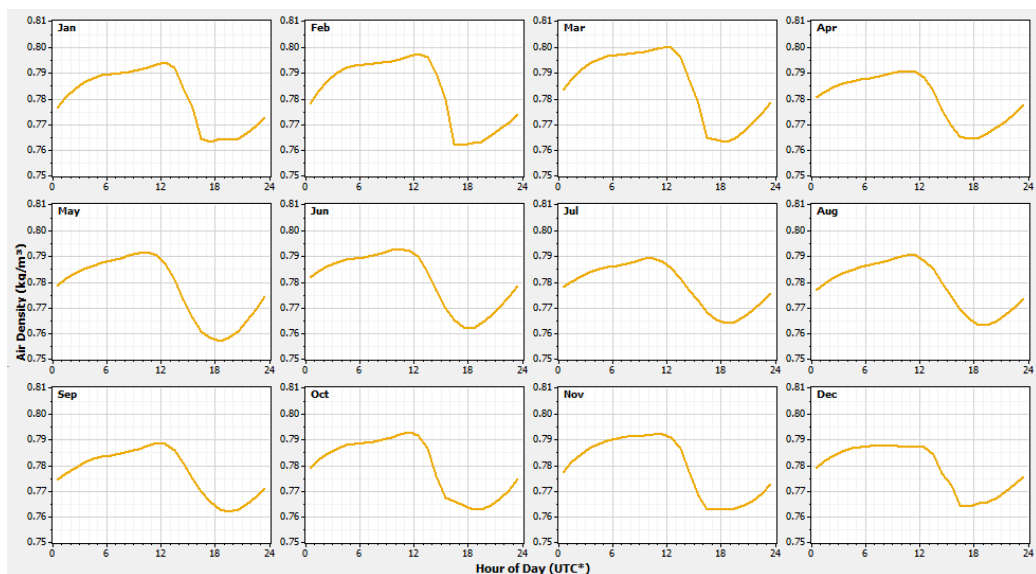


Figura 27. Perfil de densidad mensual horaria (Software Windographer).

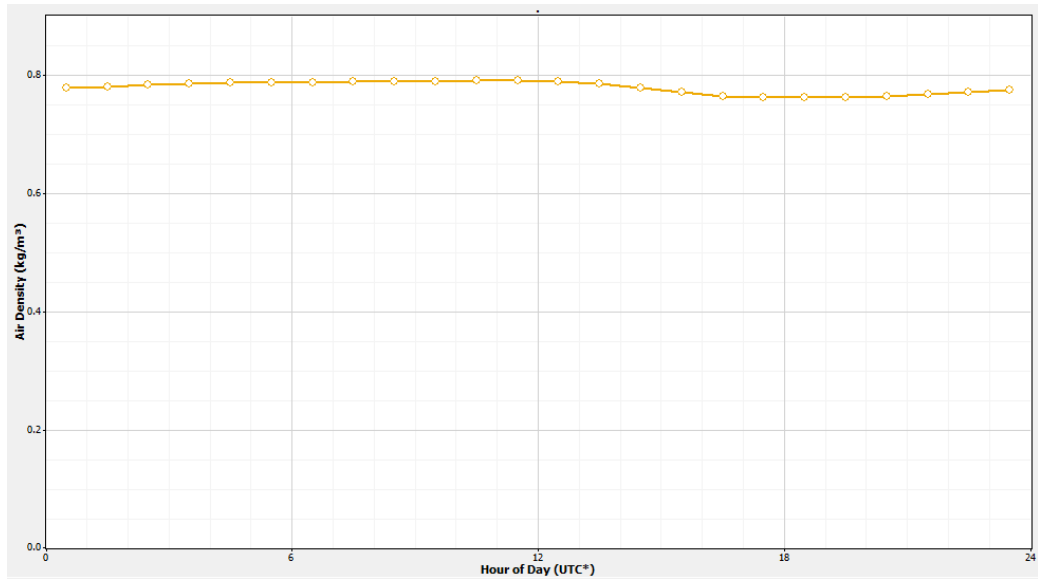


Figura 28. Perfil de densidad anual horaria (Software Windographer).

Para el presente proyecto la densidad es un factor sumamente importante para la realización del estudio de producción de energía del parque eólico, dado que según la fórmula de potencia eólica la densidad es directamente proporcional a la potencia producida por el aerogenerador.

Para este caso la densidad que se tiene en el estudio, generado a partir de los datos de presión y temperatura del emplazamiento, se tiene una densidad promedio anual tipo de 0.795 kg/m^3 , cuyo dato será considerado para posteriores cálculos de potencia y energía del parque eólico.

3.5. Características geográficas del emplazamiento

A una gran altura, alrededor de 1 kilómetro sobre el suelo, la superficie prácticamente no tiene efecto sobre el viento. Sin embargo, en las capas inferiores de la atmósfera, la velocidad del viento se ve afectada por la fricción con la superficie. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, efectos de la obstrucción, y efectos del contorno del terreno, también llamada topografía local. En el terreno se estudia los llamados efectos aceleradores, a saber, el efecto túnel y el efecto de la colina (ADIE, 2003).

3.5.1. Rugosidad

En general, cuanto más accidentado sea el terreno, indicará que la rugosidad del terreno es mayor y por lo tanto el viento será más lento. Los bosques y las grandes ciudades ralentizan el viento considerablemente, pero la pista de un aeropuerto lo ralentiza un poco. La superficie del agua es incluso más suave que una pista de concreto, por lo que tiene menos impacto en el viento, pero la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento significativamente (ADIE, 2003).

En la industria eólica, a menudo se suele hablar de la clase de rugosidad o longitud de rugosidad cuando tratamos de evaluar el viento o las condiciones del viento de un paisaje. Un nivel de rugosidad fuerte 3 o 4 significa que la superficie del mar es equivalente a un nivel de rugosidad de 0, mientras que el paisaje está lleno de árboles y edificios.

También se tiene clases y longitudes de rugosidad que va dependiendo del tipo de terreno que se tiene en el emplazamiento de estudio como se puede observar en la Tabla 1.

Tabla 1

Clases y longitudes de rugosidades

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (Z ₀ en m.)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa.
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón (aeropuerto), césped...
1	0.03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas.
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 1 250 m.
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 500 m.
2.5	0.2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8 m situado como mínimo a 250 m.
3	0.4	24	Pueblos, bosques y terreno accidentado y desigual.
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

Fuente: (Villarrubia, 2013)

Tabla 2

Valores de α en función del tipo de emplazamiento

Tipo de terreno	α
terrenos llanos con hielo o hierba	0.08 - 0.12
Llanos (mar, costas suaves)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 - 0.16
Zonas rurales	0.2
Terrenos accidentados y bosques	0.2 - 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 - 0.4

Fuente: (Villarrubia, 2013)

Para el presente estudio del proyecto eólico se usó el software especializado Windographer, en este caso lo usamos para extrapolar nuestra base de datos de velocidad de viento medidos a 10 m. y podamos extrapolar a una altura de buje, que en este caso la altura considerada es a 100 m. a partir de ello nosotros podemos procesarlo para cuantificar el potencial del recurso eólico en el emplazamiento.

Para realizar la extrapolación de la velocidad del viento se consideró el parámetro de alpha α , dado que el terreno seleccionado es una zona minera y por lo tanto es considerada accidentada en su geografía y topografía, para ellos el valor del parámetro adimensional $\alpha = 0.2$, dato que fue tomado a partir de la Tabla 7, con ello se calculó el perfil de cizalladura del viento en dicho emplazamiento para diferentes alturas de buje, en la cual se realizó la extrapolación respectiva a 100 m. de altura, como se muestra en la Figura 29.

Dentro del software se tomó el procedimiento de cálculo de la ley exponencial de Hellman o ley exponencial, normalmente método más fiable usado para la extrapolación de datos de velocidad de viento para ello este método considera como referencia una altura medida que en este caso es 10 m. y extrapolaremos a una altura de 100 m. considerando $\alpha = 0.2$ para el emplazamiento seleccionado (terreno accidentado), en la Ecuación 7 se muestra la Ley de Hellman propuesta

en el año 1916, además de ser un modelo matemático probado y aceptado para modelar el comportamiento del viento a mayores alturas, además de estar contemplado en la normativa internacional de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) 61400 – 1 Wind Turbines en su versión 2014, cuyo modelo matemático es empleado en la industria eólica para el cálculo de extrapolación a diferentes alturas del emplazamiento seleccionado.

$$\frac{\langle v' \rangle}{\langle v \rangle} = \left(\frac{z'}{z} \right)^\alpha \quad (7)$$

En donde:

v, v' : son respectivamente las velocidades (m/s) a las alturas z y z' (m).

α : coeficiente de la rugosidad del terreno.

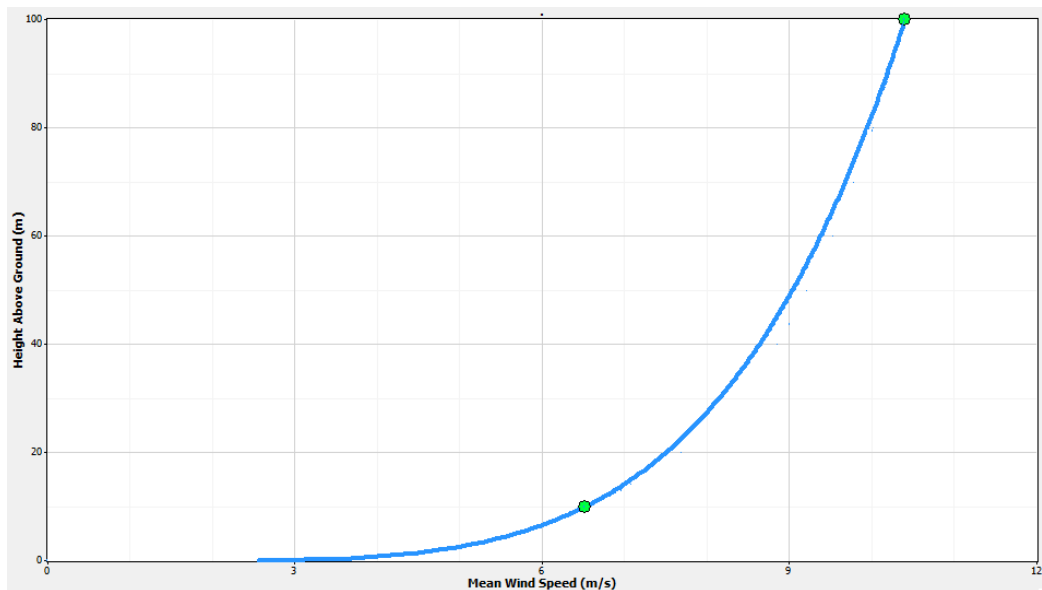


Figura 29. Perfil de cizalladura del viento del terreno (Software Windographer).

3.6. Análisis del recurso eólico del viento

Para este estudio se tomó datos de velocidad y dirección del viento de la base de datos brindada por parte de la empresa Minera La Zanja, luego de ello se realizó el procesamiento de los datos de velocidad de viento en el software de análisis de datos anteriormente mencionado, asimismo el análisis de la dirección de viento del emplazamiento en estudio entorno al área de influencia minera.

3.6.1. Variación de velocidad de viento

Realizando el análisis de datos se pueden observar el comportamiento del viento, donde se tiene una variación de velocidades de viento mensual en diferentes temporadas del año, considerando un perfil de viento horario de cada mes, presentada en la Figura 30.

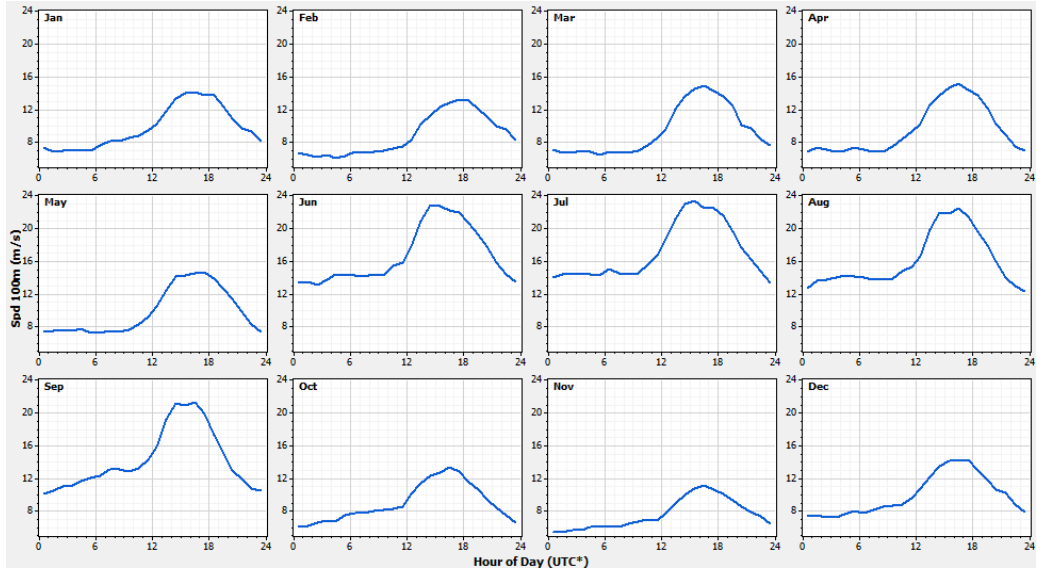


Figura 30. Perfil mensual de velocidad de viento horario (Software Windographer).

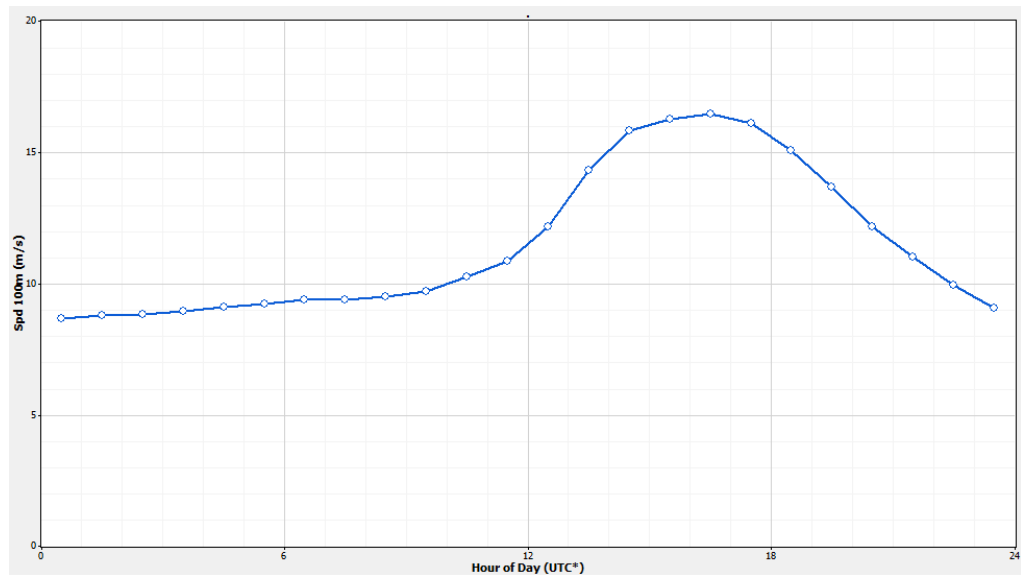


Figura 31. Perfil anual de velocidad de viento horario (Software Windographer).

En la Figura 32, se puede observar que las mayores velocidades de viento en todo el año se tienen en los meses de junio, julio, agosto y setiembre.

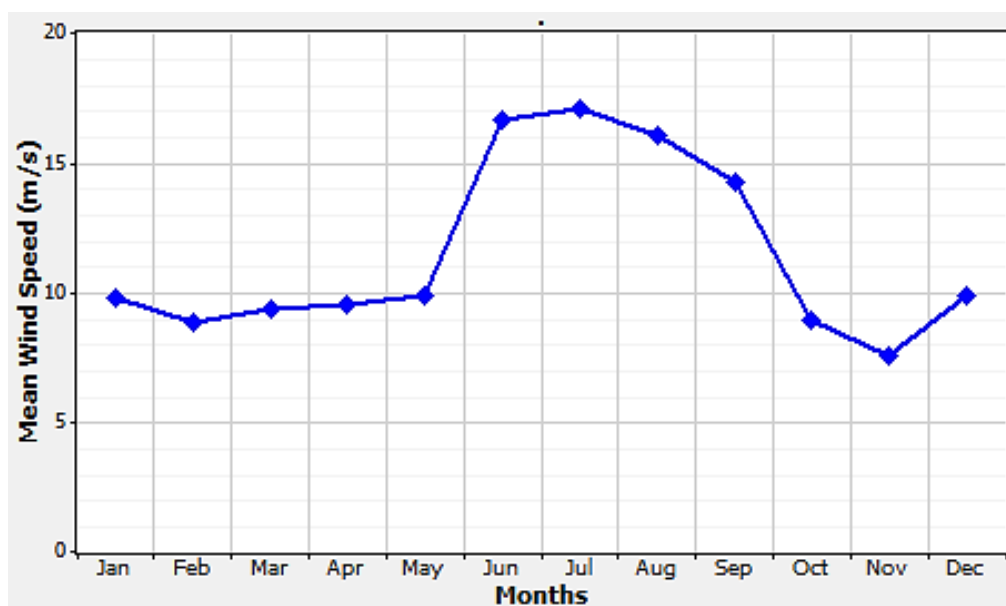


Figura 32. Perfil mensual de velocidad del viento en el año tipo (Software Windographer).

3.6.2. Variación de dirección del viento

Para el caso de dirección del viento del emplazamiento en estudio se tuvo que procesar los datos sobre el comportamiento del viento desde donde vienen y hacia dónde van y cuál es su frecuencia de incidencia en los diferentes 4 puntos cardinales que contemplan un sistema de referencia cartesiano para representar la orientación del viento, en este caso se consideraron 16 direcciones intercardinales en su división.

En la Figura 33, se puede mostrar el comportamiento de la dirección del viento o también denominada rosa de los vientos. La rosa de los vientos es sumamente relevante para la ubicación óptima de los aerogeneradores del parque eólico, en general los aerogeneradores óptimamente ubicados y separados tienen menos pérdidas y por tanto una mayor producción energética del proyecto eólico La Zanja.

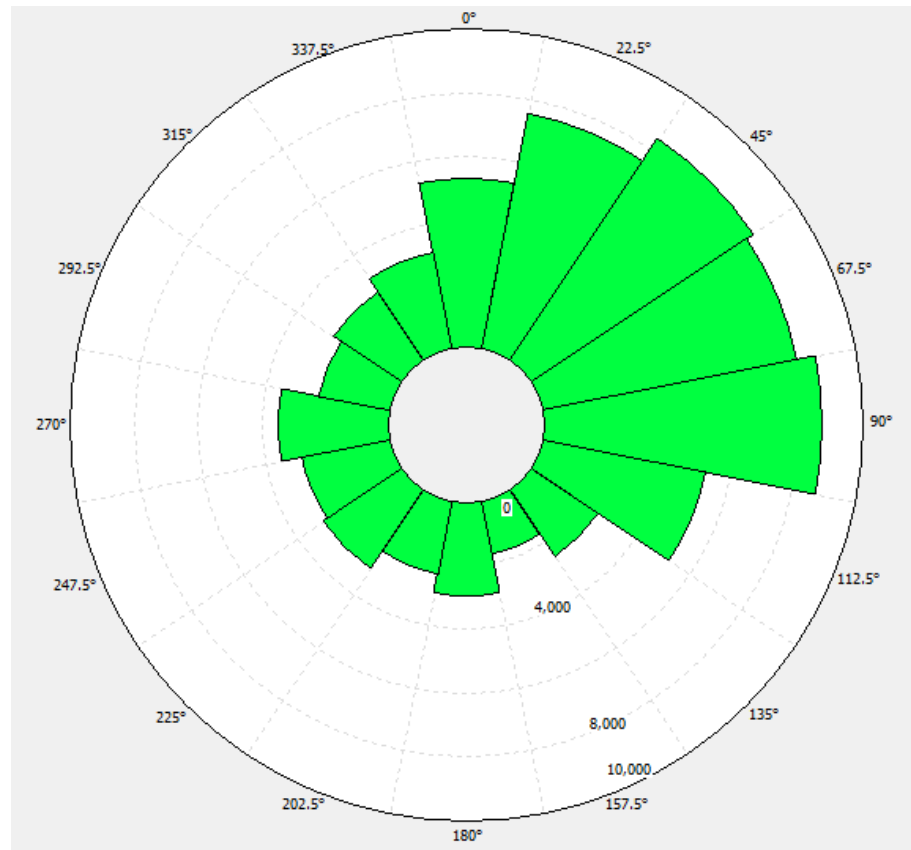


Figura 33. Rosa de los vientos - promedio anual (Software Windographer).

En la Figura 33, se puede mostrar que la dirección predominante del viento está en 55° del Norte o NE y que está dentro del cuadrante entre el Norte (N) y el Este (E) y teniendo una menor predominancia de la dirección del viento por la zona Sur – Oeste.

En la Figura 34, se muestra, también tenemos el comportamiento del viento con respecto a su dirección proveniente, tenemos las rosas de viento en los diferentes meses del año y en la cual podemos observar que en los meses de mayo, junio, julio, agosto y setiembre tiene mayor dirección dominantes del N-E y en los otros meses se tiene una dirección relativamente variada pero aun así manteniendo la predominancia por la misma dirección N-E.

En la figura 34, se puede observar que en el mes de febrero y noviembre existe una variación bastante dispersada en cuanto a la dirección del viento, pudiendo considerarse que no existiese una dirección predominante del viento considerable a diferencia a los otros meses del año.

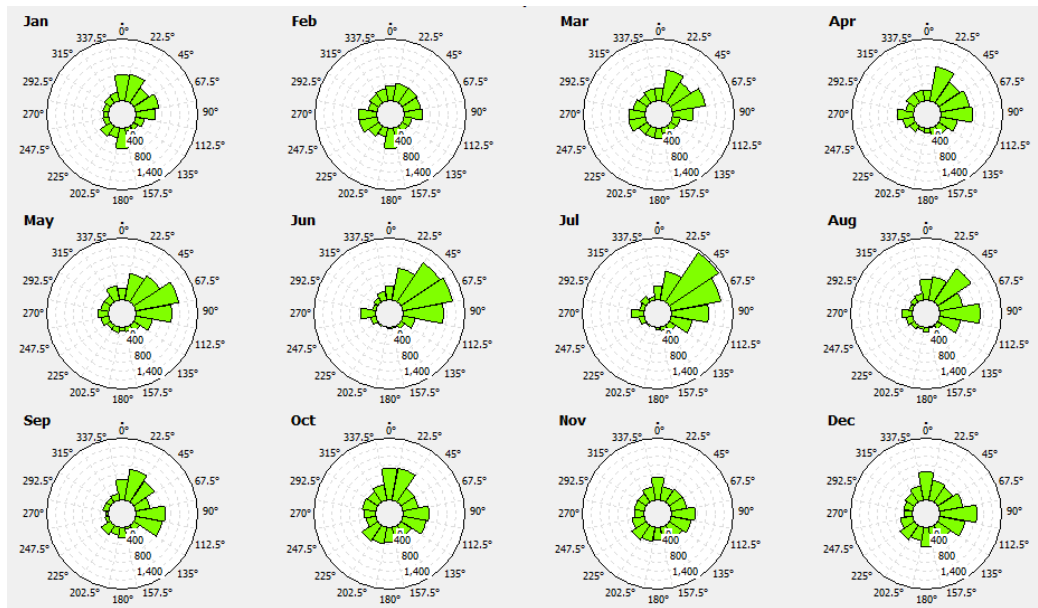


Figura 34. Rosa de los vientos – Mensual (Software Windographer).

En la presente Figura 35, se puede mostrar el comportamiento de la dirección del viento en las diferentes horas a lo largo del día que se tiene en el emplazamiento eólico y tiene una orientación NE como dirección predominante.

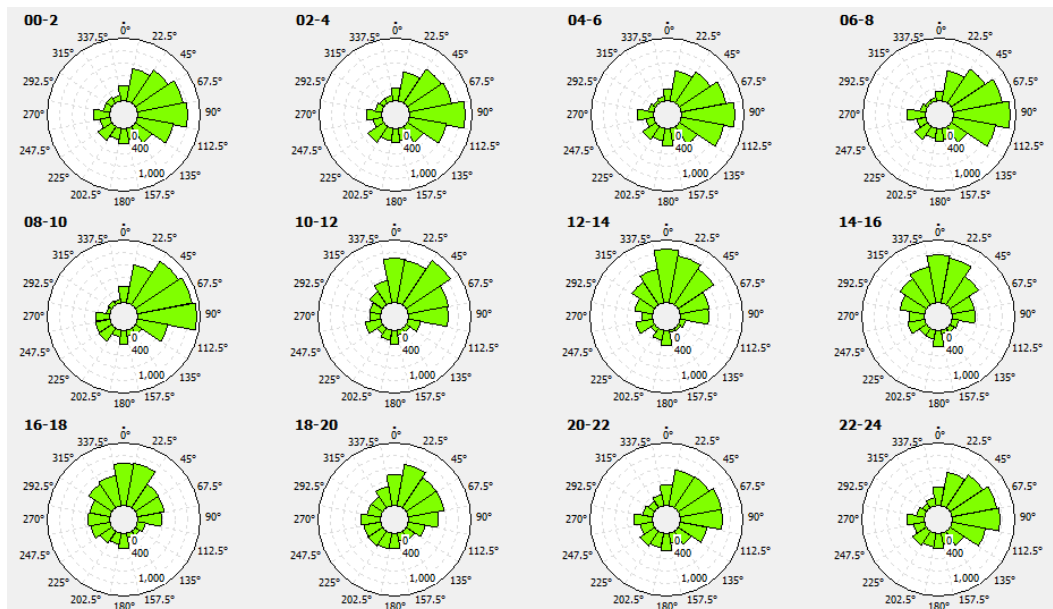


Figura 35. Rosa de los vientos – Horario (Software Windographer).

3.7. Estudio del potencial eólico

Para la determinación del potencial eólico en el emplazamiento se realizó el uso de datos de magnitud de la velocidad de viento que se midieron a lo largo de 8.8 años de medición in situ en la ubicación de la minera La Zanja a una altura de 100 m. y con el cual se realizó la extrapolación respectiva, procesando los datos para el cuantificar o caracterizar el recurso de viento en el software Windographer.

3.7.1. Ley de Weibull

Para determinar el potencial eólico se optó el método de la Ley de Weibull, aplicando su distribución para el análisis del recurso del viento en el emplazamiento seleccionada.

Para el desarrollo del método se usó la fórmula de la distribución de Weibull, cuya fórmula se muestra a continuación en la Ecuación 8.

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (8)$$

En donde:

v : velocidad del viento (m/s).

$p(v)$: función de la densidad de probabilidad de Weibull.

c y k : factor de escala (m/s) y factor de forma respectivamente.

Para el proyecto La Zanja se procesó la base de datos para obtener la distribución de frecuencias del viento, para luego obtener la distribución de Weibull que se ajuste al comportamiento real del viento.

Teniendo el ajuste de la distribución de Weibull del emplazamiento eólico, se tienen los parámetros de C y K , que son los parámetros importantes en dicha distribución y que además explican el comportamiento del recurso de viento en la ubicación del proyecto.

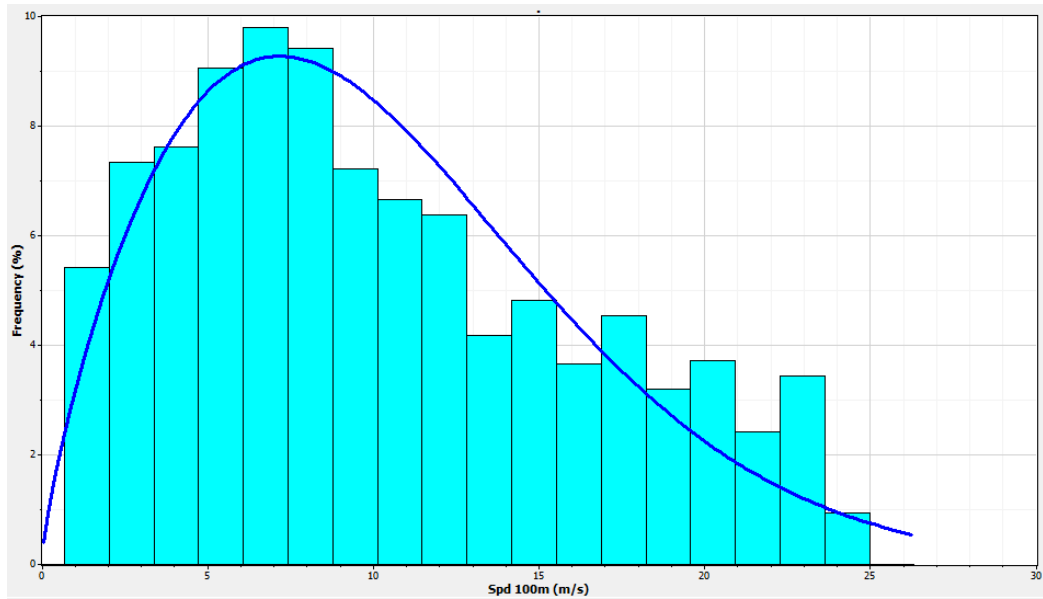


Figura 36. Distribución de real y curva de Weibull (Software Windographer).

En la Figura 36, se muestra el ajuste de la curva de Weibull con respecto a los datos medidos y donde se obtuvieron los valores de los parámetros de la distribución de Weibull y son:

$$C = A = 11.55 \text{ m/s}$$

$$K = 1.76$$

En la Tabla 3, se puede mostrar los valores de C y K entorno a las 16 direcciones intercardinales de la rosa de los vientos del emplazamiento eólico.

Tabla 3*Frecuencias y parámetros Weibull en 16 direcciones*

Dir. del Viento	A	K	Frecuencia	Vel. Media del Viento
N	12.277	1.890	8.130	10.880
NNE	12.559	2.008	11.840	11.135
NE	13.833	1.991	11.030	12.269
ENE	13.666	2.010	10.630	12.120
E	13.668	1.990	11.240	12.123
ESE	12.053	1.788	7.020	10.711
SE	8.193	1.669	3.870	7.284
SSE	7.901	1.874	2.590	6.986
S	6.998	1.832	4.310	6.197
SSW	9.711	1.528	3.520	8.697
SW	9.922	1.593	4.430	8.852
WSW	11.194	1.663	4.000	9.965
W	11.796	1.726	4.420	10.492
WNW	8.731	1.938	3.650	7.724
NW	8.347	2.018	4.170	7.376
NNW	9.598	1.968	5.160	8.488

Fuente: Software Windographer

3.8. Necesidades energéticas y tecnología

3.8.1. Cuantificación de mercados objetivos

En la región de Cajamarca, se tiene 2 empresas mineras consideradas que ya tienen varios años atrás desarrollando sus operaciones mineras en sus 2 yacimientos de minerales, los cuales representan el mercado energético objetivo para la implementación de un parque eólico. A continuación, se presenta la breve descripción de las 2 empresas mineras.

- Minera Yanacocha

La Mina Yanacocha es la mina de oro más grande de Sudamérica y la segunda más grande del mundo, ubicada en la provincia y departamento de Cajamarca a

800 Km al noreste de la ciudad de Lima, a una altitud de 3,400 y 4,120 m.s.n.m. El yacimiento consta de 5 minas a cielo abierto, 3 plantas de recuperación de oro y 4 plataformas de lixiviación. Este es el yacimiento más importante de Latinoamérica (Yanacocha, 2019).

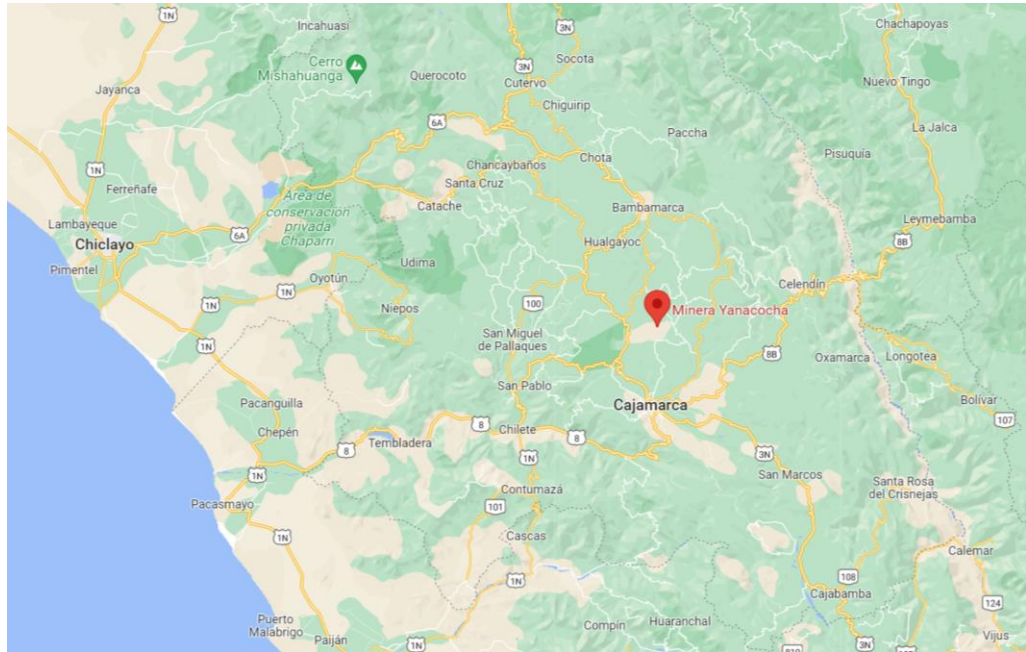


Figura 37. Ubicación de la Minera Yanacocha.

- **Minera La Zanja**

La minera La Zanja es una mina de Oro y Plata a tajo o cielo abierto, está ubicada en el distrito de Pulan, provincia de Santa Cruz, Región de Cajamarca que inició sus operaciones en el 2010, el minado se realiza con dos tajos en explotación en Pampa Verde y San Pedro Sur. El proceso de adsorción con carbón activado se realiza en sus propias instalaciones. El carbón cargado de valores de la planta de absorción es enviado a la Mina Yanacocha, donde se realiza la desorción del carbón y la fundición del precipitado para obtener barras doré, en oro y plata (Buenaventura, 2010).

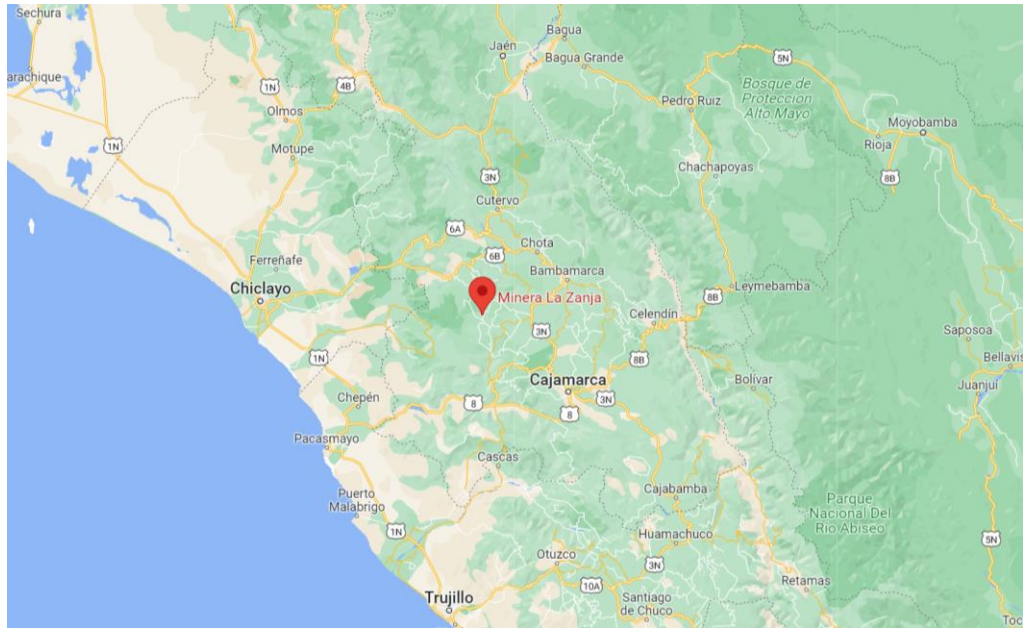


Figura 38. Ubicación de la Minera La Zanja.

3.8.2. Análisis de la demanda

La demanda de energía se tiene como dato base en la fase inicial para dimensionar el parque eólico, se tiene el consumo de energía de cada uno de las mineras, que cuyos datos fueron brindados por parte de las mineras.

En la tabla 4, se muestra las necesidades de electricidad en la cual se tiene la demanda energía de ambas mineras.

Tabla 4

Necesidades energéticas de las empresas mineras

Empresa Minera	Consumo de Energía (MWh / anual)
Minera Yanacocha	79 324
Minera La Zanja	11 101
TOTAL	90 425

Para la determinación de la potencia del parque se calculó la demanda total de energía que requerimos cubrir sus necesidades de ambas mineras, para lo siguiente

se ha calculado la energía que generara el parque considerando el recurso eólico y la potencia de la turbina.

3.8.3. Descripción y selección de tecnología de las turbinas

En realidad, existen 2 tipos de turbina determinado por su eje que son turbinas de eje vertical y horizontal, en este caso se ha seleccionado las turbinas de eje horizontal.

Actualmente, la gran mayoría de las turbinas eólicas que se comercializan para la implementación en parque eólicos conectados a la red, se diseñan y fabrican con rotores del tipo eje horizontal (es decir, de eje principal horizontal), como se muestra en la Figura 39.

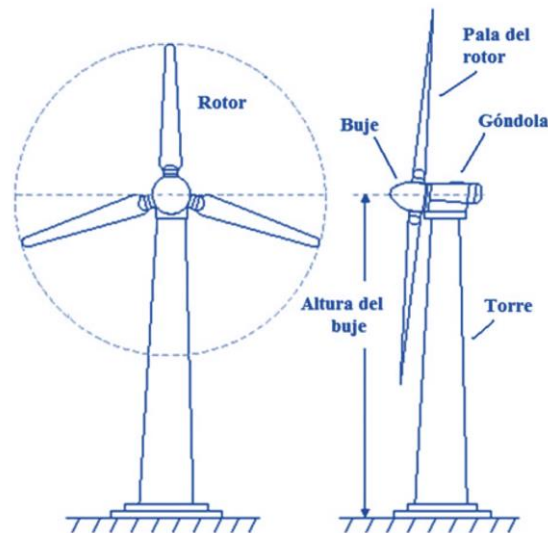


Figura 39. Turbina eólica de horizontal (Villarrubia, 2013).

El propósito del rotor es convertir el movimiento lineal de las masas de aire o la energía cinética del viento en energía rotacional y ser conectada a un eje, que pueda emplearse para lograr el funcionamiento de su generador eléctrico.

Las turbinas eólicas horizontales, requieren cajas de engranajes de bajas revoluciones debido a su alta eficiencia energética y alta velocidad de rotación. Además, debido a su fabricación que se realiza a alturas relativamente elevadas, que a su vez aprovechan en mayor medida el aumento de la energía del viento con respecto a la altura sobre suelo. El patrón del eje horizontal se puede subdividir

en función del número de palas utilizadas para invertir la dirección predominante del viento.

Las turbinas seleccionadas para este proyecto son de la marca y/o fabricante Enercon - Energy for the world, empresa dedicada a la fabricación de aerogeneradores para el sector eólico cuyo origen de fabricación es Alemania, contando también con otras fábricas de la empresa en varios países del mundo, además de ella posee una gran variedad de servicios dedicadas a la energía renovable especialmente en el sector eólico en el mundo. En la Figura 40, se muestra el modelo de la Turbina Enercon.



Figura 40. Vista general de la turbina eólica Enercon.

El modelo de turbina eólica empleada es Enercon E – 115 EP3 E3 - 2990 kW, cuyo diseño y aplicación es únicamente para instalación en tierra (Onshore) dado que también existen turbinas para Offshore o para instalaciones en el mar. La turbina cuenta con los más altos estándares y normativas de fabricación en el campo de la energía eólica.

La turbina eólica tiene una potencia nominal de 2.99 MW, un diámetro de 115.7

m. con una altura de buje de 100 m. con velocidad nominal del viento de 12 m/s y velocidad de corte de 25 m/s. A continuación, en la siguiente tabla se muestra las especificaciones técnicas de la turbina eólica o aerogenerador E-115.

Tabla 5

Especificaciones del aerogenerador Enercon modelo E-115

Item	Especificacion
Potencia Nominal	2.99 MW
Concepto de Turbina	Velocidad variable y Convertidor de potencia completa
Vida util del diseño	25 años
Velocidad maxima de viento	28 a 34 m/s
Velocidad extrema del viento a la altura de buje (rafaga a 3 s)	70 m/s (IEC IA)
Temperatura ambiente para un funcionamiento normal	- 10 °C a + 40 °C
Rango de temperatura extrema	- 20 °C a + 50 °C
Sistema de alimentacion / control de red	Inversor Enercon
Frecuencia de red	50 Hz / 60 Hz
Nivel de potencia acustica	94.2 - 104.8 dB(A) Rendimiento y funcionamiento optimizado para el ruido.
Diametro del Rotor	115.7 m
Area de barrido	10516
Tipo de rotor	Rotor a favor del viento con control de paso activo (Control Pitch)
Nº de palas	3
Composicion de las palas	GRP (Resina epoxi); proteccion contra rayos integrada
Velocidad de giro	4.4. a 12.4 rpm
Sentido de rotacion	Agujas del reloj
Altura de Torre	100 m.
Sistema de control remoto	Enercon scada

Fuente: (Enercon, 2021)

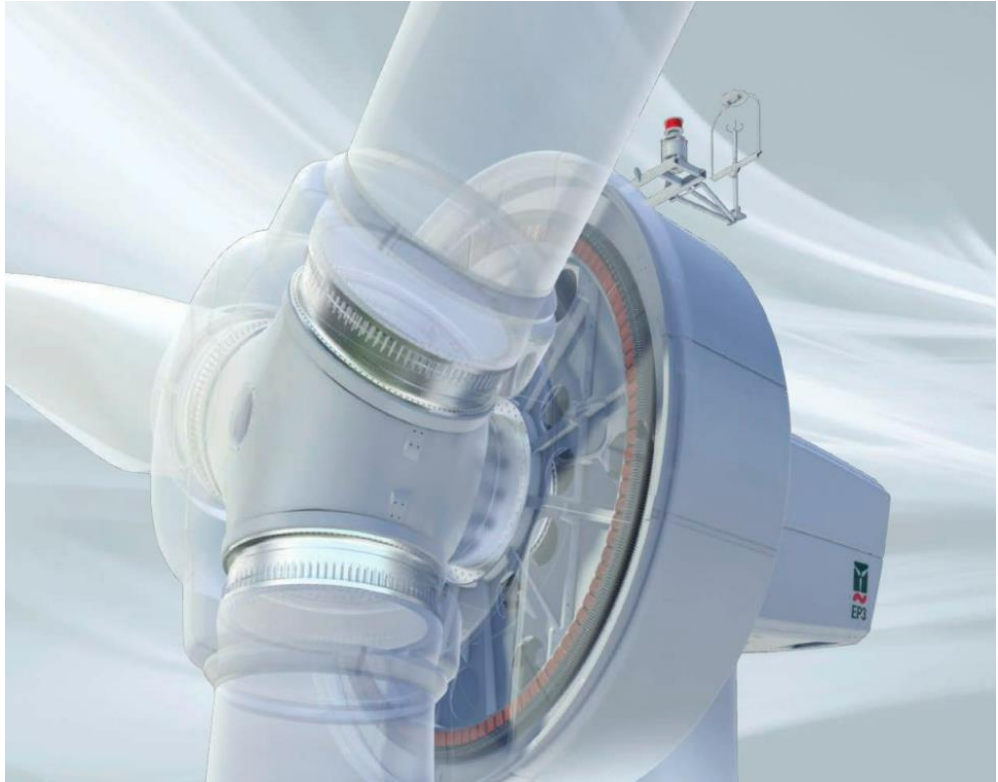


Figura 41. Turbina eólica Enercon modelo E - 115.

- **Particularidades de la tecnología**

Caja Multiplicadora o engranajes en su mayoría las turbinas eólicas de gran potencia emplean caja de engranajes o multiplicadora de velocidad con la finalidad de elevar los rpm, en caso de las turbinas Enercon no emplean cajas multiplicadoras si no por el contrario cuenta con un accionamiento directo entre el rotor y el generador eléctrico.

La lógica detrás de los sistemas de accionamiento de turbinas eólicas de Enercon es que la reducción del número de piezas giratorias minimiza las sobrecargas mecánicas y prolonga la vida útil de la máquina (Enercon, 2022).

La reducción de la inversión en servicios de mantenimiento (por ejemplo, menos piezas de desgaste, cajas de engranajes que no requieren cambios de aceite) y reducción de los costos operativos (Enercon, 2022).



Figura 42. Accionamiento directo Enercon.

Generador Eléctrico también el no contar con una caja multiplicadora está basado en un diseño distinto de una turbina que conlleva a no usar generadores asíncronos, en este caso se usa generadores síncronos multipolo en anilla, considerando así un diseño especial.

El generador multipolo en anilla juega un papel importante del sistema sin caja multiplicadora de las turbinas eólicas Enercon. En combinación con el buje, el generador eléctrico proporciona un flujo de energía casi ausente de fricción. El funcionamiento suave de algunos pocos de sus componentes de movilidad afianza una mínima fricción. A diferencia de los generadores asíncronos tradicionales, el generador mutipolo en anilla son menos susceptibles a desgastes mecánicos, lo que los hace ideales para la producción a gran escala y tienen una larga vida útil (Enercon, 2022).



Figura 43. Generador Multipolo en anilla – Enercon (Enercon, 2022).

El buje del rotor y el generador multipolo están acoplados directamente, que la convierte en una unidad compacta que no requiere accesorios. Gracias a los rodamientos, el rotor descansa sobre un eje fijo, llamado eje principal. A diferencia de los sistemas tradicionales donde se emplea una caja multiplicadora, que tienen una gran cantidad de número de puntos de contacto en un mismo tren de transmisión, el sistema motriz de Enercon contempla solo dos rodamientos que giran de forma suave. Esto debe gracias a la mesurada velocidad del sistema motriz (Enercon, 2022).

3.9. Determinación de la potencia Instalada

Según visto en el acápite 3.6.2. tenemos como dato inicial las necesidades energéticas de las mineras Yanacocha y La Zanja, teniendo ello es posible tener la dimensión del proyecto.

3.9.1. Descripción de software especializado

Para cuantificar la generación de electricidad de cada turbina se realizó el uso del software especializado en diseño de parques eólicos “WindPro”, Software de parte de la empresa EMD International, es una empresa de origen Danés, cuyo software es líder en su uso en la industria eólica, usado ampliamente para el diseño de parques eólicos Onshore y Offshore, contado así con varias herramientas y modelos de optimización sumamente útiles en la energía eólica.

3.9.2. Generación de energía del parque eólico

Según visto en el acápite 3.4. en el procesamiento de datos se mostró el comportamiento del viento (velocidad y dirección del viento) y optando como método la distribución de Weibull, ajustándose así a la base de datos real y dentro de ellos contando con los resultados de los parámetros a 100 m. de altura, la cual según la Tabla 8 donde tiene los diferentes valores de A y K, datos que son útiles para poder insertar como data input que se le agrego al software del WindPro para poder realizar cálculos energéticos y poder dimensionar el parque.

El siguiente paso después de insertar la base de datos del viento o el recurso eólico en el lugar, también se insertó la densidad del aire, datos sumamente importantes

dato que para calcular la producción de energía se aplicó la Ecuación 10, calculando así la potencia eólica del viento.

$$P_d = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (9)$$

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (10)$$

En donde:

\dot{m} : caudal másico de aire (kg/s).

ρ : densidad del aire (Caso Minera la Zanja 0.795 kg/m³).

v : velocidad del viento (m/s).

A : superficie de área perpendicular a la dirección del flujo (m²).

En el software se calculó la potencia disponible del viento (P_d) para cada rango de velocidad de viento y para luego asimismo multiplicar el coeficiente de potencia (C_p) de la turbina E- 115 en cada magnitud de la velocidad de viento como se muestra el procedimiento en la Ecuación 11.

$$P = C_p P_d \quad (11)$$

En donde:

P : Potencia de generación (W).

C_p : Coeficiente de potencia (%).

P_d : Potencia disponible del viento (W).

Los coeficientes de potencia de la turbina se obtienen de la ficha técnica del fabricante del modelo seleccionado E-115 EP3 E3. En la Tabla 6, se muestra la tabla de curva de potencia y coeficiente de potencia técnica y asimismo la gráfica como se muestra en la Figura 44.

Tabla 6*Potencia y coeficiente de potencia*

Velocidad Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coficiente de Potencia [Cp]
2.0	9	0.175
2.5	29	0.280
3.0	57	0.328
3.5	100	0.362
4.0	163	0.395
4.5	248	0.423
5.0	351	0.436
5.5	478	0.446
6.0	628	0.451
6.5	804	0.455
7.0	1 008	0.456
7.5	1 240	0.456
8.0	1 497	0.454
8.5	1 767	0.447
9.0	2 037	0.434
9.5	2 287	0.414
10.0	2 501	0.388
10.5	2 670	0.358
11.0	2 793	0.326
11.5	2 876	0.294
12.0	2 928	0.263
12.5	2 958	0.235
13.0	2 975	0.210
13.5	2 984	0.188
14.0	2 988	0.169
14.5	2 990	0.152
15.0	2 990	0.138
15.5	2 990	0.125
16.0	2 990	0.113
16.5	2 990	0.103
17.0	2 990	0.095
17.5	2 990	0.087
18.0	2 990	0.080
18.5	2 990	0.073
19.0	2 990	0.068
19.5	2 990	0.063

Tabla 6 Continuación

Velocidad Viento [m/s]	Potencia [kW]	Coefficiente de Potencia [Cp]
20.0	2 990	0.058
20.5	2 990	0.054
21.0	2 990	0.050
21.5	2 990	0.047
22.0	2 990	0.044
22.5	2 990	0.041
23.0	2 990	0.038
23.5	2 986	0.036
24.0	2 979	0.033
24.5	2 965	0.031
25.0	2 944	0.029
22.5	2 990	0.041
23.0	2 990	0.038
23.5	2 986	0.036
24.0	2 979	0.033
24.5	2 965	0.031
25.0	2 944	0.029
25.5	2 911	0.027
26.0	2 865	0.025
26.5	2 804	0.023
27.0	2 727	0.022
27.5	2 636	0.020
28.0	2 446	0.017
28.5	2 286	0.015
29.0	2 129	0.014
29.5	1 955	0.012
30.0	1 808	0.010
30.5	1 631	0.009
31.0	1 443	0.008
31.5	1 249	0.006
32.0	1 136	0.005
32.5	968	0.004
33.0	803	0.003
33.5	651	0.003
34.0	580	0.002

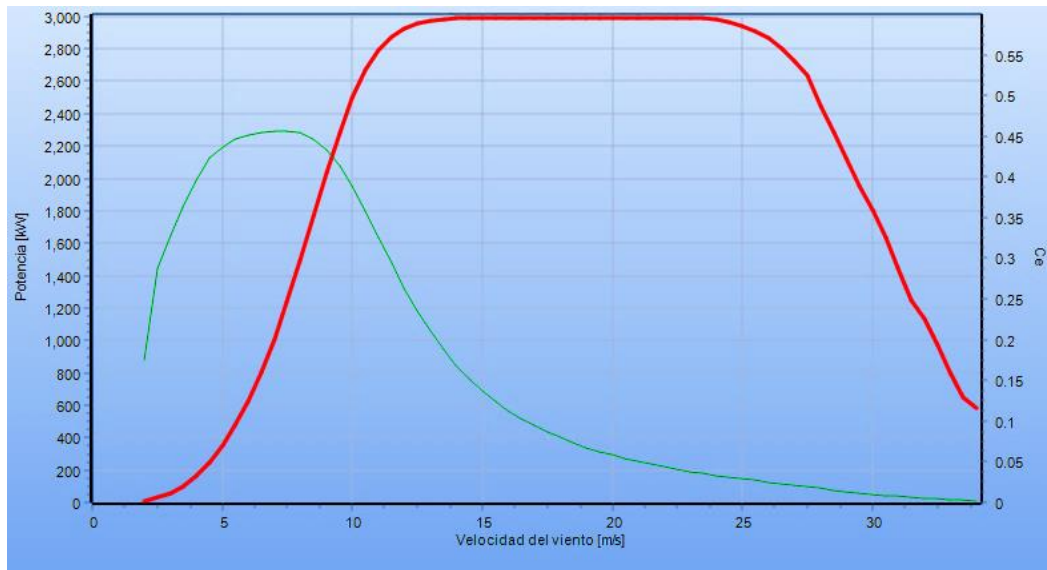


Figura 44. Grafica de la curva de potencia y coeficiente de potencia E-115 EP3 E3.

Teniendo como dato los valores de C y K insertados en el software tiene la distribución de probabilidad de Weibull, en ello calcula las diferentes probabilidades a cada velocidad de viento. A continuación, se muestra la ecuación de la distribución de Weibull.

$$p(v) = \frac{1.76}{11.55} \left(\frac{v}{11.55} \right)^{1.76-1} e^{-\left(\frac{v}{11.55} \right)^{1.76}} \quad (12)$$

Considerando los valores de:

$$C = A = 11.55 \text{ m/s}$$

$$K = 1.76$$

Se calculó la probabilidad para cada magnitud de velocidad de viento que se puede mostrar en la Tabla 11, obteniendo así las diferentes probabilidades que posteriormente se pasó a realizar el producto de las potencias con sus respectivas probabilidades de Weibull, de tal forma que se obtuvo la energía de cada magnitud de velocidad. Pasando a sumar todas estas para al final obtener la energía generada por la turbina eólica en MWh.

En el cual se obtuvo la energía generada bruta 13 297.02 MWh / año (1 turbina), tomando este dato en consideración se tendría que instalar 7 aerogeneradores, que harían la suma total de 93 079.1 MWh / año, que esta podría cubrir las necesidades energéticas de las mineras, esta sin considerar las diferentes perdidas de todo el parque, como se puede mostrar en Tabla 7 la generación bruta.

Tabla 7

Generación bruta – diseño inicial

Aerogeneradores (E - 115)	Generacion Bruta (MWh/año)
A1	13 297.02
A1	13 297.02
A3	13 297.02
A4	13 297.02
A5	13 297.02
A6	13 297.02
A7	13 297.02
Total	93 079.1

Luego se pasó a considerar las pérdidas que puedan existir en el parque eólico, sería las perdidas por estela, indisponibilidad, rendimiento de la turbina, medioambiental, eléctrico restricciones y otros. En la Tabla 8, se muestra la consideración las pérdidas que ocurren en un parque eólico.

Tabla 8

Consideraciones de pérdidas del parque.

Consideracion de Perdidas (%)	
Indisponibilidad	2.5 %
Rendimiento de Aerogenerador	1.5 %
Electricas	2.0 %
Medioambientales	1.5 %
Restricciones	1.0 %
Otros	0.5 %
Total	9.0 %

Para el proyecto se consideró referencias recomendadas de pérdidas que tiene un parque eólico por lo general y tomando en consideración las particularidades del proyecto, para el caso de estudio las pérdidas vienen a ser el 9 %, aún no se ha considerado las pérdidas por efecto estela o efecto parque.

Para el cálculo del efecto estela de cada aerogenerador o llamado en conjunto el efecto parque, con el software WindPro se realizó el cálculo, esta depende de la ubicación de cada turbina, específicamente del espaciamiento que tienen entre ellas.

Por concepto se sabe que un aerogenerador produce una estela que puede causar interferencias con otras máquinas cercanas tanto en sus lados y aguas abajo. Este fenómeno de las masas del aire puede llegar a ser relevante si no se proyecta el parque eólico de tal forma que la ubicación y espaciamiento entre aerogeneradores con el fin de reducir las estelas del parque. A continuación, en la Figura 45, se muestra la formación de estelas.

Cabe indicar que la pérdida de energía se a partir de este fenómeno de estelas, se tiene dado que el nivel de turbulencia es elevado a diferencia del viento libre que

existe en el terreno, también estas ocasionan que las maquinas aguas abajo tengan que soportar sobre esfuerzos debido a estas estelas, teniendo como consecuencia que las maquinas tengan un menor tiempo de vida. Lo importante es, que el efecto estela o también llamadas turbulencias, sean menores de tal forma que no pueda haber interferencias entre aerogeneradores del parque.

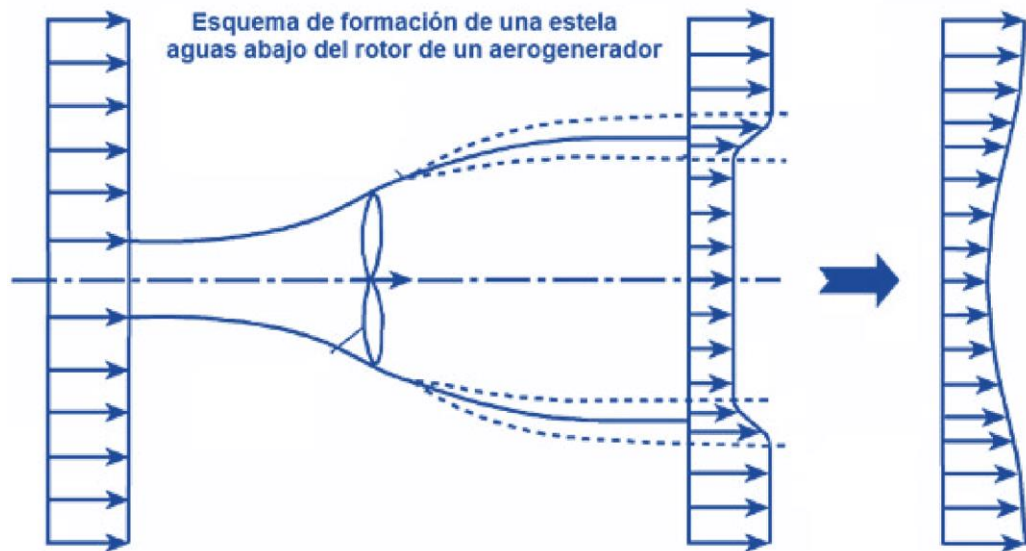


Figura 45. formación de estela aguas debajo de una turbina eólica (Villarrubia, 2009).

En general se recomienda un espaciamiento entre aerogeneradores de 3 a 5 diámetros en la dirección perpendicular a la del viento de mayor predominancia, mientras que, en la dirección del viento dominante se recomienda separarlos de 7 a 10 diámetros, para reducir los efectos de la estela de una turbina sobre otras turbinas que se encuentran en aguas abajo. Las interferencias que provocan los aerogeneradores entre sí deben analizarse con mayor detenimiento, de tal forma que se pueda optimizar la disposición de cada máquina que será instalada en el parque. En los parques eólicos las pérdidas por estela pueden estimarse como máximo en el orden del 5%, esta variación depende también de la rugosidad del emplazamiento.

Para el estudio se tomó las consideraciones teóricas sobre el efecto estela y el espaciamiento entre cada uno de ellos de tal forma que sea mínimo las pérdidas

asimismo optimizando distancias, para ello se usó el software WindPro que se calculó las pérdidas por estela de cada aerogenerador.

La distribución del parque es sumamente importante y de la cual depende como se ve afectado por el efecto estela en cada aerogenerador, en el software se ha ido optimizando este aspecto a tal punto de reducir al mínimo. En la siguiente Figura 46, se muestra la distribución del parque eólico con la optimización considerando las menores pérdidas por efecto parque.

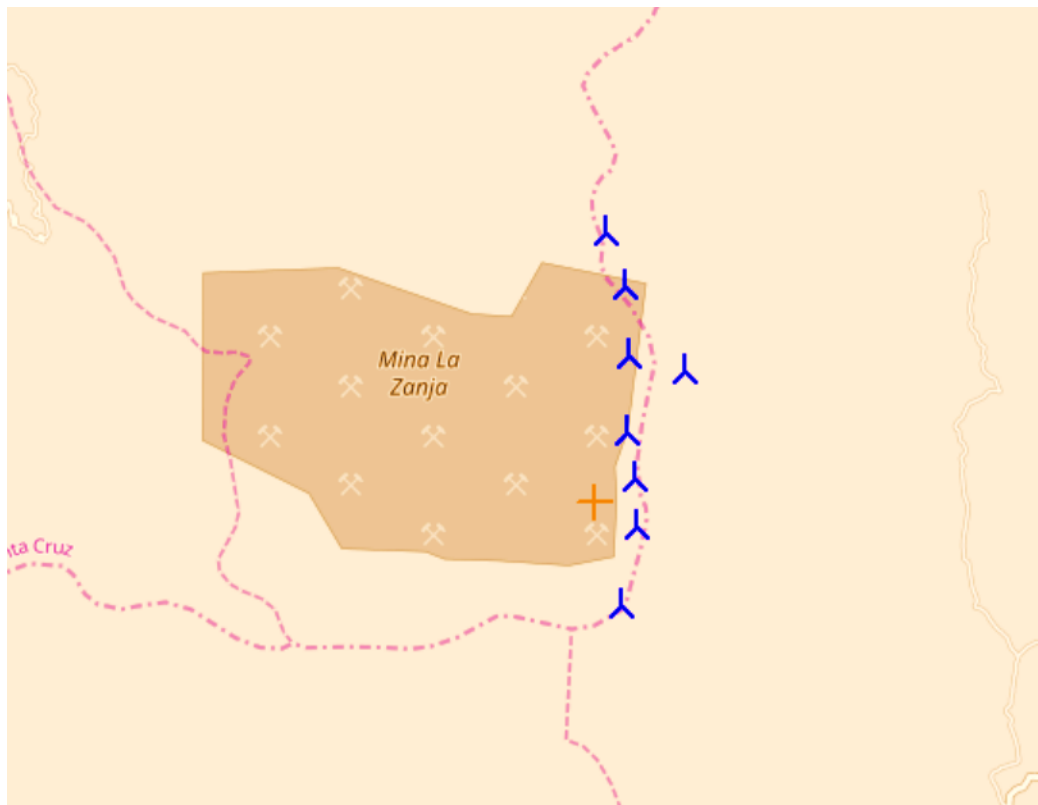


Figura 46. Layout general del proyecto eólico (Software WindPro).

En la Figura 46, se puede mostrar la distribución exacta de cada aerogenerador mediante sus coordenadas Universal Transversal de Mercator (UTM).

Tabla 9*Coordenadas UTM de los aerogeneradores*

Aerogeneradores	Este (m)	Sur (m)
A1	733 902	9 243 063
A2	734 048	9 243 830
A3	734 022	9 244 301
A4	733 957	9 244 767
A5	734 529	9 245 360
A6	733 980	9 245 515
A7	733 949	9 246 198
A8	733 762	9 246 726

Fuente: (Software WindPro)

En la presente Tabla 10, se muestra las perdidas por estela de cada aerogenerador del parque.

Tabla 10*Perdidas por estela de los aerogeneradores*

Aerogeneradores (E - 115)	Perdidas por estela (%)
A1	1.2
A2	2.3
A3	2.6
A4	2.4
A5	1.4
A6	2.3
A7	1.5
A8	0.6
Estela del parque	1.8

Fuente: (Software WindPro)

Teniendo en consideración las pérdidas, anteriormente calculado de 7 aerogeneradores en realidad no podría cubrir las necesidades energéticas y por ende se ha seleccionado 8 aerogeneradores, En la Tabla 11, se muestra la generación de energía de cada aerogenerador.

Tabla 11

Generación neta de energía de los aerogeneradores

Aerogeneradores E - 115	Generacion Bruta - Estelas (MWh/año)	Perdidas de parque (%)	Generacion Neta (MWh/año)
A1	13 134.8	9.0	11 952.7
A2	12 985.1	9.0	11 816.4
A3	12 946.9	9.0	11 781.7
A4	12 978.6	9.0	11 810.5
A5	13 112	9.0	11 931.9
A6	12 989	9.0	11 820.0
A7	13 099.2	9.0	11 920.3
A8	13 218.1	9.0	12 028.5
Total	104 463.7		95 062.0

En la Tabla 11, se muestra la generación bruta reduciendo el efecto estela de cada aerogenerador y asimismo la generación del parque 104 463.7 MWh (sin considerar el 9% de pérdidas), luego se ha considerado las pérdidas del parque y estelas de los aerogeneradores para al final obtener la generación neta del parque eólico 95 062.0 MWh, con ellos es posible ya tener la dimensión del proyecto.

Entonces revisando la generación neta se observa que se puede cubrir las necesidades energéticas de las mineras, está por encima la generación del parque, como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12*Generación y demanda de energía*

Generacion Neta (MWh/año)	Demanda de Energia (MWh/año)	Generacion Sobrante (MWh/año)
95 062.0	90 425.0	4 637.0

Todos los cálculos de generación de energía, se hizo para poder determinar la potencia, el parque eólico está formado por 8 aerogeneradores E – 115 EP3 E3 de una potencia nominal de 2.99 MW, la potencia del parque eólico 23.92 MW como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13*Potencia Instalada del Parque Eólico*

Modelo	Nº Aerogeneradores	Potencia Nominal (MW)	Potencia Instalada (MW)
E - 115 EP3 E3	8	2.99	23.92

3.10. Determinación del factor de planta

Por definición el factor de planta (también llamado factor de capacidad) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período determinado (generalmente suele ser anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período de tiempo que se desea calcular, donde se considera los valores reales que contemplan su ficha técnica de los equipos que tiene dicha central. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Los factores de planta varían considerablemente dependiendo del tipo de tecnología que se utilice, entre ellas el diseño de la planta y otras particularidades técnicas de la misma. Está definida por la Ecuación 13.

$$FP = \frac{ERG}{EMG} \quad (13)$$

Donde:

ERG: Energía real generada.

EMG: Energía máxima generada.

Para la determinación del factor de planta es necesario contar con la generación de energía neta y la potencia instalada del parque eólico, a continuación, se calcula el factor de planta del parque.

$$\text{Factor de Planta} = \frac{95\,062.0 \text{ MWh}}{23.92 \text{ MW} * 8760 \text{ h}}$$

$$\text{Factor de Planta} = 0.454 = 45.4 \%$$

3.11. Análisis económico del proyecto eólico

Para la evaluación económica del presente estudio se utilizó el método de descuento de flujos de caja, ya que es el apropiado para analizar la rentabilidad de un proyecto al largo de su vida útil.

Se optó el cálculo de flujo libre de caja por lo que se pretende calcular la rentabilidad del proyecto de forma exclusiva y no los que podría obtener el accionista del proyecto.

El proyecto será económicamente viable cuando este sea capaz de cubrir los fondos con los que se ha financiado durante el desarrollo del proyecto, quiere decir, lo que indicaría que, lo que se tenga del proyecto sea mayor, que lo que costaría con los recursos invertidos. Dentro de ella se consideró las inversiones e ingresos en torno al proyecto en estudio.

3.11.1. Inversiones e ingresos del proyecto

La construcción de un parque eólico implica una gran inversión inicial para realizar la construcción del proyecto. Cabe destacar que un porcentaje importante del total de inversión es por los equipos, otro ítem importante son las obras civiles, eléctricas, estudios y otros servicios adicionales.

En la Tabla 19, se puede observar la inversión necesaria para la ejecución de la construcción de un parque eólico de capacidad 23.92 MW, compuesto por 8 aerogeneradores de potencia nominal 2.99 MW (Enercon – 115 EP3 – E3) cada uno.

Tabla 14

Inversión del parque eólico

	Actividades	Inversión (USD)
Administrativa	Tramites y permisos	180 000
Equipos	Areogeneradores + Torres	23 920 000
Obras civiles	Movimiento de Tierra	350 000.0
	Cimentacion	1 200 000
	Accesos y Caminos	900 000
	Centro de Control	160 000
Obras Electricas	Cableado y canalizaciones del parque	700 000
	Red de puestas a tierra	100 000
	Transformadores	500 000
	Celdas y equipos auxiliares	100 000
	Estructuras e Instalaciones de protección	70 000
Servicios	Ingenieria y Direccion de Obras	400 000
	Control de calidad y Prevención	150 000
	Montaje (Costos de Grua)	100 000
Estudios y Conexión	Estudio del recurso eólico	300 000
	Estudios Geotecnicos	250 000
	Estudios de Impacto Ambiental	200 000
	Conexión a red electrica	300 000
	Total	29 880 000

Para el caso de la cuantificación de la inversión del proyecto se ha considerado a partir del estudio de Contreras (2013), donde se tiene los diferentes costos que se considera en un proyecto eólico, dado que es similar a las dimensiones con respecto al presente proyecto y asimismo algunos otros costos fueron tomados a partir de la empresa Sami Energy Consulting, costos que consideran ellos dentro del desarrollo de proyectos renovables en el Perú.

Donde se tiene un CAPEX de 1 250 USD / kW instalado, que incluye el proyecto EPC, indica que el proyecto se desarrollara desde una fase inicial hasta la etapa de operación del parque eólico.

A continuación, tenemos los ingresos que tenemos a partir de la generación de energía del parque eólico, respecto a la venta de energía de evaluó una tarifa de referencia o base de 55 USD / MWh.

Los ingresos de la venta de energía se han determinado por la siguiente formula mostrada a continuación.

$$\text{Ingresos} = \text{Generacion (MWh/año)} * \text{Precio de energia (USD/MWh)}$$

$$\text{Ingresos} = 95\ 062.0 \text{ (MWh/año)} * 55 \text{ (USD/MWh)}$$

$$\text{Ingresos} = 5\ 228\ 410.0 \text{ USD/año}$$

3.11.2. Determinación de la rentabilidad del proyecto

Para calcular la rentabilidad se toma en consideración el costo de inversión, ingresos por venta de energía y OPEX.

Para el proyecto eólico se ha considerado otros costos adicionales que nos ayudaron a realizar el análisis de la rentabilidad del proyecto.

El costo que se suma al momento es la operación del parque en su vida útil, en el análisis de rentabilidad se ha considerado 30 USD/KW anuales el OPEX (Operación y Mantenimiento), además es sumamente importante considerarlo dado que el parque garantizara la generación de energía por un tiempo de 25

años que el parque estará en funcionamiento.

El proyecto se evaluó con una tasa de descuento de 10%, aplicando el método de flujo de caja libre obtenemos el Valor Actual Neto (VAN), la TIR (Tasa interna de rentabilidad) y el Payback (Tiempo de recuperación).

Para el cálculo del VAN se emplea la Ecuación 13.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (14)$$

Para el cálculo de la TIR se emplea la Ecuación 14.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (15)$$

A continuación, se puede observar en la Tabla 20, el análisis de flujo de caja del proyecto considerandos las diferentes variables económicas entorno al proyecto eólico.

Tabla 15*Flujo de caja del proyecto eólico*

Año	Generación (MWh)	Ingresos por Venta (USD)	Gastos (USD)	Flujo de Caja (USD)	VAN (USD)
0	0.0	-	-29 880 000.0	-29 880 000.0	29 880 000.0
1	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-25 779 263.6
2	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-22 051 321.5
3	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-18 662 283.2
4	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-15 581 339.2
5	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-12 780 481.1
6	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-10 234 246.5
7	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-7 919 487.7
8	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-5 815 161.6
9	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-3 902 137.8
10	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	-2 163 025.3
11	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	- 582 013.9
12	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	855 269.2
13	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	2 161 890.2
14	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	3 349 727.4
15	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	4 429 579.5
16	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	5 411 263.2
17	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	6 303 702.9
18	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	7 115 011.7
19	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	7 852 565.2
20	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	8 523 068.4
21	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	9 132 616.7
22	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	9 686 751.5
23	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	10 190 510.5
24	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	10 648 473.2
25	95 062.0	5 228 410.0	- 717 600.0	4 510 810.0	11 064 802.9

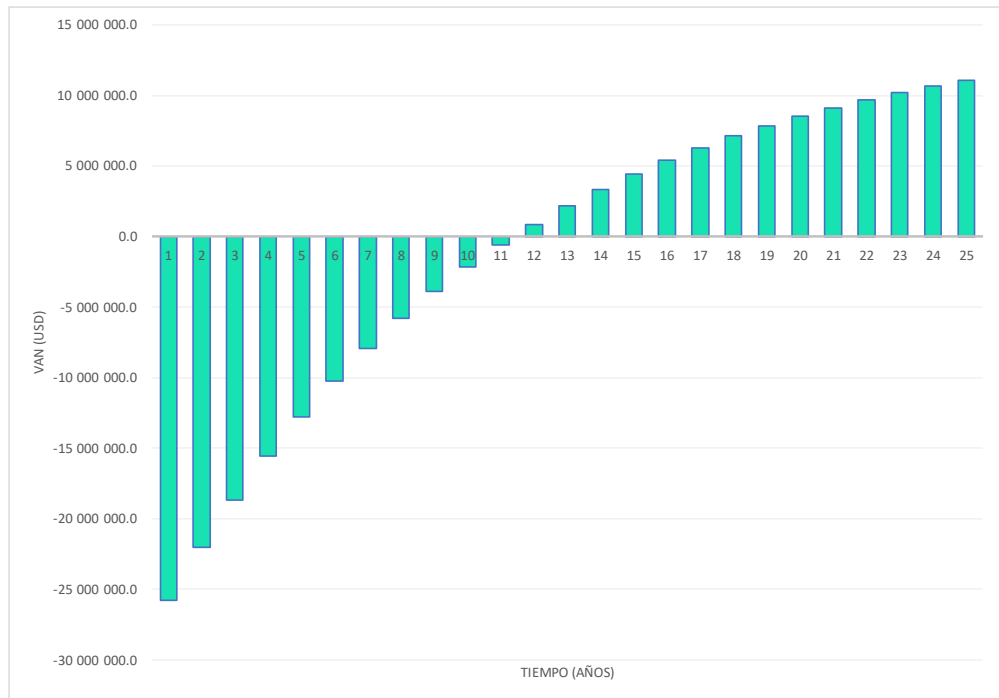


Figura 47. Payback (Tiempo de recuperación).

Se observa en la Figura 47, el comportamiento del PAYBACK en todo el tiempo de vida del proyecto en estudio.

En el flujo presentado anteriormente se puede observar los resultados que son positivos, donde se tiene los principales indicadores de rentabilidad del proyecto en estudio son:

TIR: 14.6 %

VAN: 11 064 802.88 USD

PAYBACK: 11.4 años

El Valor Actual Neto (VAN) trata sobre el valor financiero a día de hoy de los flujos de caja futuros generados por la inversión en el proyecto.

Según Ríos (2020), en cuanto a la tasa de descuento varía de acuerdo a cada país, donde se tiene diferentes tasas en cada país que normalmente entorno del 10 al 12% en Latinoamérica en países como México, Chile, Argentina y Colombia. En caso nuestro optamos una tasa de descuento del 10%, dado que la situación económica actualmente está relativamente mejor que otros países de LATAM, Incluso esta puede ser aún menor, pero para el caso nuestro

tratamos de ser menos optimistas en lo posible. Además, realizando una comparación se tiene una economía muy similar a la chilena, que manejan tasas de descuentos menores a diferencia de otros países, indicándonos que estos proyectos renovables son aún mucho más viables económicamente.

En la evaluación económica el VAN a una tasa de descuento del 10%, resulto ser el monto 11 064 802.88 USD, lo que indica que son resultados positivos en términos económicos.

La tasa interna de rentabilidad es el tipo de interés al que descontamos los flujos de caja para obtener el VAN igual a cero. Donde nos indica una idea de la rentabilidad del proyecto, si tenemos en cuenta que al proyecto hay que exigirle una rentabilidad mínima.

3.12. Determinación del LCOE

Para el cálculo del Costo Nivelado de Energía se ha empleado la Ecuación 15.

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+i)^t}} \quad (16)$$

Donde:

INV: Inversión del proyecto (USD).

Ct: Costos operativos o de explotación (USD).

Et: Energía generada anual (MWh).

i: Tasa de descuento (%).

t: Vida de útil del proyecto (años).

Con la anterior formula se ha calculado que el LCOE del proyecto eólico en estudio es 42.18 USD/MWh, este costo de la energía nos indica que podríamos vender la energía como mínimo al precio calculado y no menos de ella, y que a partir de ello se puede considerar vender la energía a un mayor precio o enfocándose al modelo de negocio Contrato de compra - venta de energía (PPA), generando así utilidades importantes de ganancia del proyecto eólico.

3.13. Presupuesto del proyecto de investigación

A continuación, se presenta los diferentes montos empleados para el desarrollo del proyecto de investigación, desde los materiales de escritorio, servicios que se emplean, y en otros los softwares empleados para el desarrollo del presente proyecto de investigación.

Tabla 16

Presupuesto empleado en el proyecto de investigación

Partidas	Unidad de Medida	Costo Unitario	Cantidad	Costo total
1. Materiales de escritorio				
Laptop	S/.	3 000	1	3 000
USB	S/.	30	1	30
Libros y revistas	S/.	150	2	300
Hojas bond	S/.	20	1	20
Empastado	S/.	60	6	360
Lapiceros y lapices	S/.	2	4	8
2. Servicios				
Grabado de CD	S/.	6	6	36
Impresión	S/.	0.15	800	120
Telefonia movil	S/. x mes	40	5	200
Internet	S/. x mes	80	5	400
2. Otros				
Software WindPro	S/.	2 520	1	2 520
Software Windographer	S/.	400	1	400
TOTAL				7 394

CAPITULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultado del recurso eólico en área de influencia minera

4.1.1. Densidad del aire en el emplazamiento

Para cuantificar el recurso eólico se considera varios aspectos importantes comenzando desde la densidad del aire, donde en dicho emplazamiento de estudio se tiene una densidad del aire de 0.795 kg/m^3 .

La densidad del aire nos indica la cantidad de masa del aire por unidad de 1 m^3 , juega un papel importante dado que este parámetro es directamente proporcional a la potencia generada por un aerogenerador, la densidad del aire a nivel del mar es aproximadamente 1.225 kg/m^3 .

En donde podemos decir que la densidad del aire que se tiene en el emplazamiento del estudio es menor, disminuyendo su valor con respecto a la densidad del aire a nivel del mar, y por ende para el presente estudio se observa una disminución en la generación de energía del parque eólico.

4.1.2. Velocidad y dirección del emplazamiento

Otro parámetro de gran importancia en el recurso eólico es la velocidad del viento, en este estudio se tiene velocidades de la media anual de 6.5 m/s a una altura de 10 m . y 10.3 m/s a una altura de 100 m ., indicando esta que se tiene un excelente recurso eólico en dicho emplazamiento del estudio y de los mejores recursos de viento que se tiene en la zona norte de la sierra peruana.

En cuanto a la dirección del viento, se muestra que la predominancia está en el cuadrante del Norte y el Este y que por ende la los aerogeneradores tendrán una orientación NE, dato relevante para la óptima distribución de los aerogeneradores del parque eólico.

4.1.3. Distribución de Weibull del emplazamiento

Se obtuvo la curva de distribución de Weibull en donde se tienen valores del $A = 11.55$ m/s y $K = 1.76$, valores que reflejan la frecuencia del comportamiento del viento y su gran potencial eólico en área minera, asimismo datos que son útiles para el cálculo de la producción de energía de los aerogeneradores.

En la presente Figura 48, se tiene las gráficas del comportamiento de la distribución de Weibull.

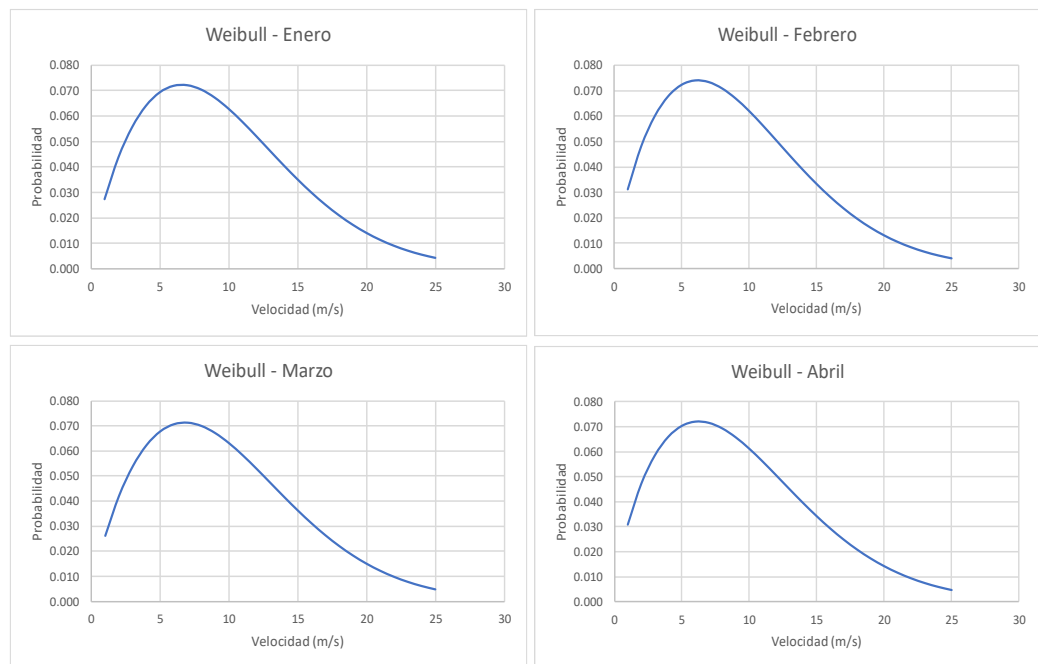


Figura 48. Distribución de Weibull de enero, febrero, marzo y abril.

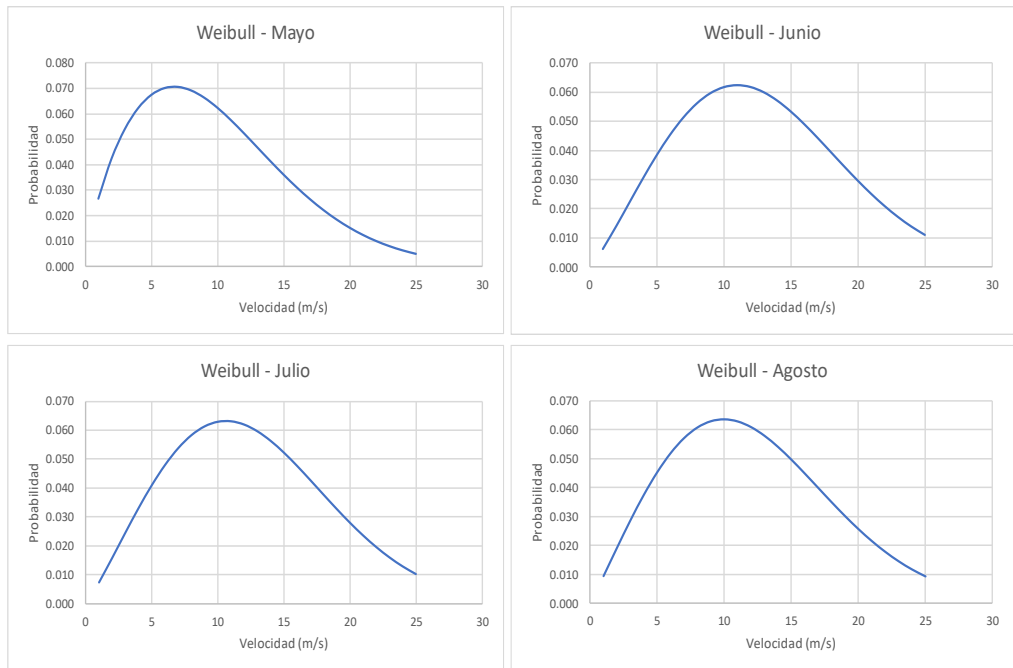


Figura 49. Distribución de Weibull de mayo, junio, julio y agosto.

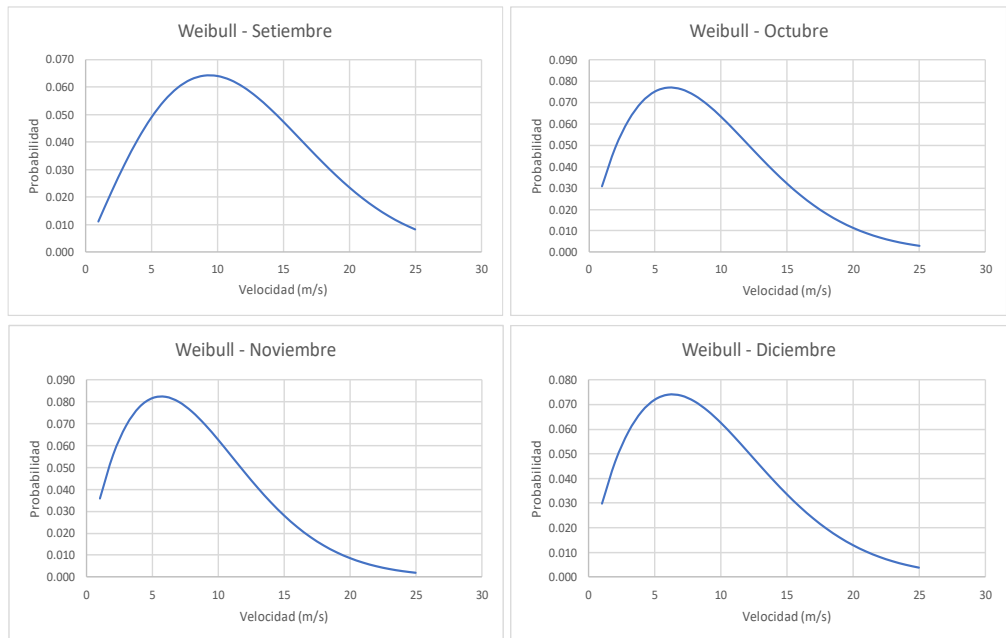


Figura 50. Distribución de Weibull de setiembre, octubre, noviembre y diciembre.

Tabla 17*Valores de A y K de cada mes del año*

Mes	A (m/s)	K
Enero	10.89	1.729
Febrero	10.519	1.69
Marzo	11.099	1.739
Abril	10.781	1.673
Mayo	11.13	1.724
Junio	14.596	2.181
Julio	14.231	2.144
Agosto	13.744	2.061
Setiembre	13.321	2.001
Octubre	10.211	1.724
Noviembre	9.506	1.706
Diciembre	10.565	1.71

Fuente: Windographer

Según Mantovani & Postigo (2016), realizo un estudio similar en el departamento de Ica donde se tiene una velocidad media anual de 7.2 m/s con parámetros de Weibull ($C = 9.03$ m/s y $K = 1.92$) a una altura de 80 m. de altura de buje , y en caso nuestro se tiene en el departamento de Cajamarca se tiene una velocidad media anual de 10.3 m/s. con parámetros Weibull de ($C = 11.55$ m/s y $K = 1.76$) a una altura de buje de 100 m.

4.2. Resultados de aspectos técnicos del parque eólico

4.2.1. Tamaño y distribución del parque

La Potencia Instalada del parque es 23.92 MW, constituido por 8 aerogeneradores y seleccionado de la marca y/o fabricante Enercon de modelo E115 - EP3 - E3, cuyo diámetro es de 115.7 m., área de barrido 10 516 m², con una potencia nominal de la turbina 2.99 MW con tiempo de vida útil de 25 años, con altura de

buje de 100 m, frecuencia de red de 60 Hz, accionamiento directo sin caja multiplicadora y tipo de generador síncrono multipolo de anillo, y tipo de control activo de paso (pitch control) del rotor de la turbina, se muestra en la Figura 49. Los aerogeneradores del parque han sido ubicados de forma correcta disminuyendo el efecto estela de cada uno de ellos, tomando en cuenta sus respectivas separaciones en función de la dirección predominante del viento, se puede observar en la Figura 52.



Figura 51. Aerogenerador modelo E-115 - EP3 - E3.

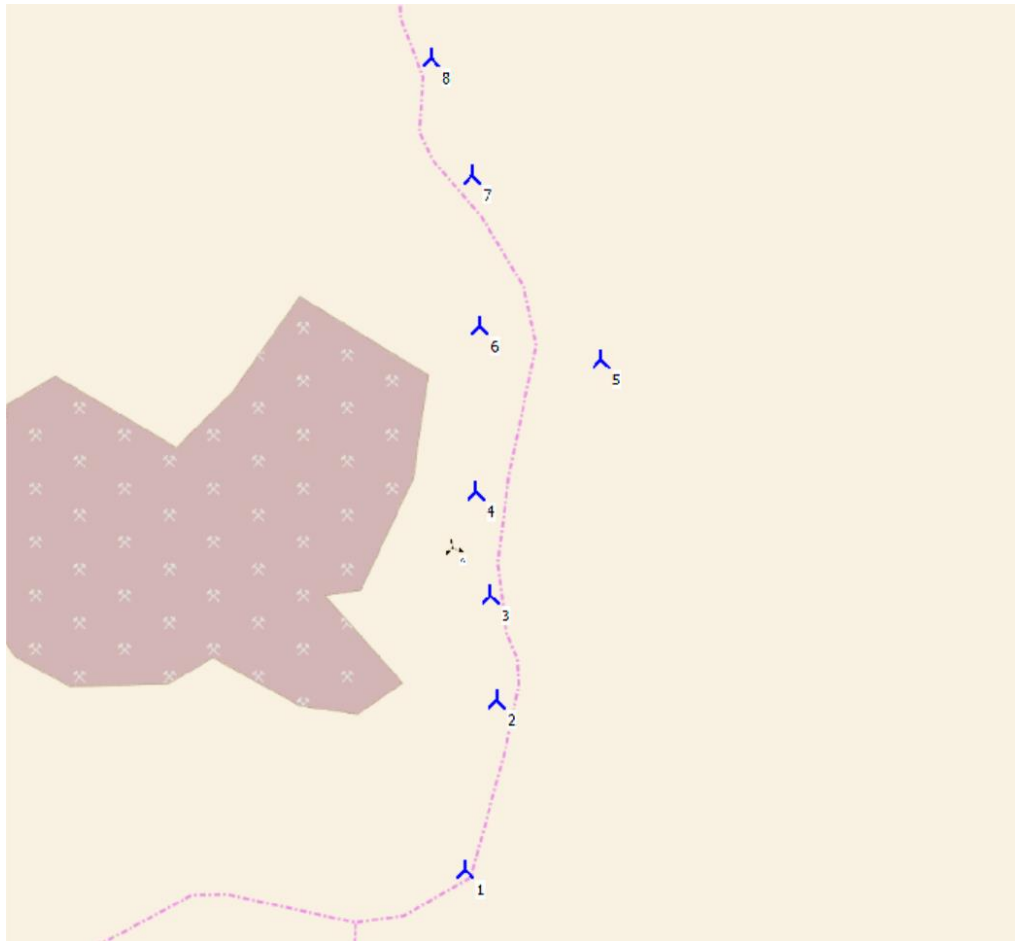


Figura 52. Distribución del parque eólico La Zanja (Software WindPro).

4.2.2. Generación de energía del parque y FP

La generación de energía neta de cada aerogenerador en promedio es de 11 900 MWh/año y en conjunto todo el parque eólico llega a generar 95 062.0 MWh/año, donde se tiene perdidas del parque externas 9 % y perdidas por efecto estela del 1.8 % en todo el parque.

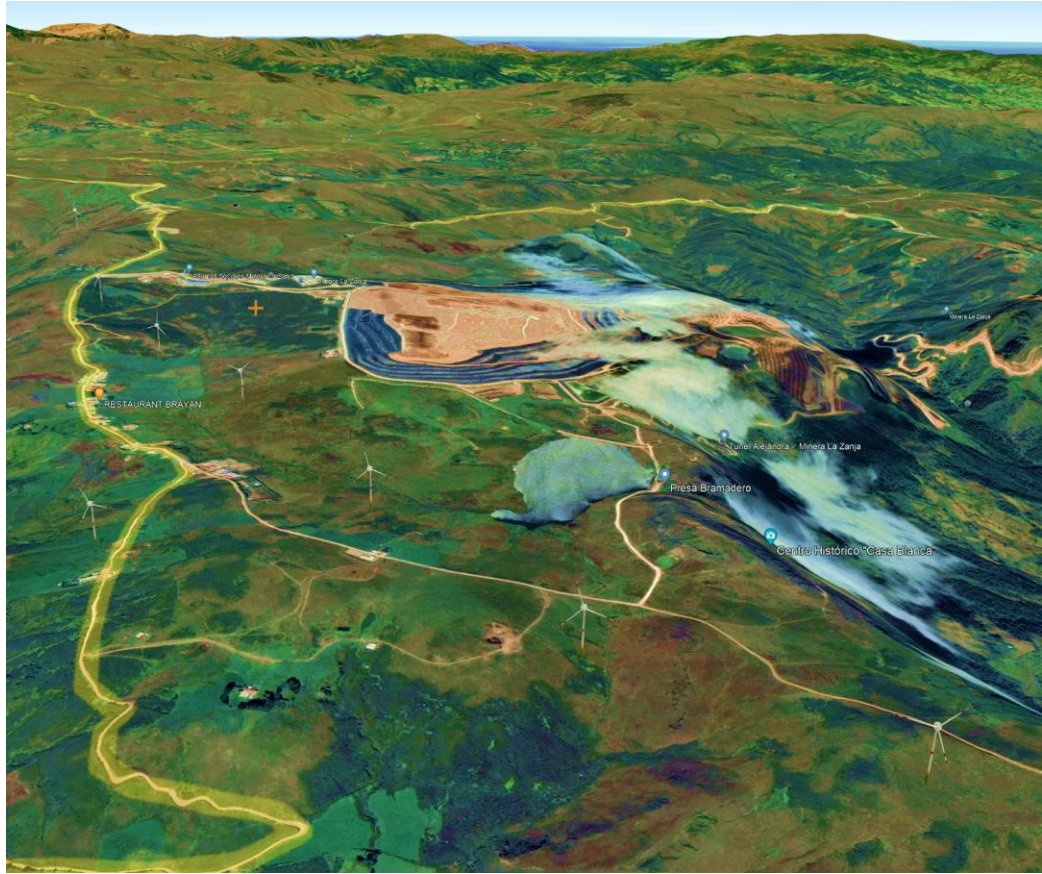


Figura 53. Parque eólico y la Minera La Zanja (Software WindPro).

Con respecto al Factor de Planta (FP) del parque eólico se tiene 45.4 %, con un funcionamiento a plena carga de 3 977 horas o también a una capacidad media de 10.9 MW por las 8 760 horas anuales.

Con ello decimos que según lo calculado el FP del proyecto eólico, tenemos un buen porcentaje y que está dentro del rango permitido que se tiene desde 30% hasta 55% considerando como base los parques eólicos instalados en diferentes lugares de mundo, indicando esto que tenemos un buen recurso eólico que aprovechar en el emplazamiento en estudio, además que estando ubicada a una gran altitud de la sierra peruana.

Según Mantovani & Postigo (2016), con respecto al factor de capacidad o factor de planta de se tuvo 47.89 % con una potencia instalada del parque eólico de 36.8 MW en Ica y en caso nuestro se obtuvo un factor de planta de 45.4% con una potencia instalada del parque eólico de 23.92 MW en Cajamarca.

4.3. Resultados de la viabilidad económica del proyecto y LCOE

En los indicadores de rentabilidad del proyecto se tienen el Valor Actual Neto, Tasa Interna de Rentabilidad y el tiempo de recuperación, en la que el VAN del proyecto con una tasa de descuento del 10% viene a ser 11 064 802.88 USD, lo que se explica en términos simples que este resultado es positivo en términos económicos.

La TIR del proyecto es 14.6% que nos indica que el VAN resulta ser cero cuando los flujos de caja son descontados a esta tasa, la diferencia entre la TIR y la tasa de descuento es de 4.6%, indicándonos una tasa de rentabilidad real importante considerando la dimensión del proyecto eólico.

El tiempo de recuperación o PAYBACK del proyecto es 11.4 años, en términos simples es decir que en el año 12 se estaría generando ganancias sobre el proyecto, hasta el término de su ciclo de vida útil del proyecto.

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) en el proyecto eólico se tiene en 42.18 USD/MWh, en términos simples se entiende que la venta de energía debería ser como mínimo el calculado, y que a partir de ello es posible generar ganancias, estableciendo costos mayores al LCOE lo que normalmente se realiza en proyectos renovables es realizar la venta de energía por el modelo de negocio, por contrato de compra - venta de energía (PPA).

Según Mantovani & Postigo (2016), en la evaluación económica de su proyecto eólico, obtuvieron un VAN de 7 150 000 USD, con una TIR de 13% y con un periodo de recuperación de 14 años, en caso del presente proyecto de investigación se tuvo un VAN de 11 060 000 USD, obteniéndose un TIR de 14.6 % y un tiempo de recuperación o PAYBACK de 11.4 años.

Con respecto al LCOE de los diferentes proyectos eólicos en el mundo, según los datos de la consultora Lazard en su artículo de difusión de la última versión 15 del año 2021 los márgenes de LCOE están entre 26 y 50 USD/MWh, esto nos indica que estamos dentro del margen promedio de los proyectos eólicos instalados.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Se determinó el recurso eólico en área de influencia de la Minera La Zanja en la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022, considerando la base de datos, para poder determinar la densidad del aire de 0.795 kg/m^3 siendo esta menor hasta en un 65% con respecto al nivel del mar, en cuanto a la dirección predominante del viento se tuvo NE, una velocidad media anual 10.29 m/s, Asimismo los valores de distribución de Weibull son $A = 11.55 \text{ m/s}$ y $K = 1.76$, desarrollado con el software Windographer. Teniendo en cuenta los datos de velocidad y parámetros de la distribución de Weibull, se concluye que se tiene un excelente recurso eólico en dicho emplazamiento minero y con respecto a la densidad del aire concluimos que produce una afectación generando una menor potencia de los aerogeneradores y por tanto menor generación de energía.

Se desarrolló la prefactibilidad técnica de un parque eólico en área de influencia de la Minera La Zanja en la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022, donde se obtuvo que la potencia instalada del parque es 23.92 MW, constituida por 8 aerogeneradores Enercon E-115 EP3-E3 con una potencia nominal de 2.99 MW cada uno, asimismo la generación de energía de 95 062 MWh/año, además con un factor de planta del parque de 45.4%, desarrollado lo anterior con el apoyo del software WindPro, concluyendo que el parque eólico diseñado es técnicamente viable que sea implementado en dicho emplazamiento minero.

Por último se desarrolló la viabilidad económica de un parque eólico en área de influencia de la Minera La Zanja en la localidad de Pulán - Santa Cruz - departamento de Cajamarca, en el año 2022, se obtuvo el VAN en el año 25 es 11 064 802 88 USD, la TIR 14.6%, el PAYBACK de 11.4 años, indicando que se recuperaría la inversión del proyecto a mediados de dicho año, a partir de ello generar ganancias hasta el fin de su vida útil, obteniendo un LCOE del proyecto de 42.18 USD/MWh, concluyendo que el proyecto eólico es viable económicamente.

5.2. Recomendaciones

Se recomienda instalar una torre de medición con 2 anemómetros y 2 veletas de viento como mínimo, instalada la primera a 80 m. y la otra a 100 m. dado que sería muy útil contar con el perfil de viento real en el lugar a las alturas mencionadas y asimismo poder realizar extrapolaciones a mayores alturas si fuera el caso necesario para tomar mejores decisiones en torno al proyecto.

Se recomienda realizar la factibilidad del proyecto, como se vio anteriormente se tiene un gran potencial del recurso eólico en el lugar y por tanto ser más precisos y minuciosos, así mismo a ellos añadir los costos de venta por potencia y bonos de carbono para añadirle un mejor valor al proyecto, y asimismo sería un gran aporte sobre los proyectos renovables en áreas mineras.

Se recomienda realizar la medición de la turbulencia para tener la base de datos de la desviación estándar, y que esta pueda ayudarnos a seleccionar un aerogenerador con diseño adecuado para la clase de viento del emplazamiento, que además el fabricante nos recomiende uno óptimo para nuestro recurso.

Se recomienda realizar estudios de potencial renovable en las diferentes mineras del país incluso cuantificar el recurso de cada uno de ellas, de tal forma que estos proyectos verdes se vean atraídos por las mineras y puedan invertir en ella, de la misma forma buscar fuentes de financiamiento verde para mejorar los indicadores económicos de los proyectos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Acciona. (2020). Acciona , Business as inusual. Recuperado el 14 de octubre de 2021, de https://www.acciona.com/es/?_adin=02021864894
- Bastianon, R. (2013). Energía del viento y diseño de turbinas eólicas. Buenos Aires, Argentina: Duken.
- Buenaventura. (2016). Buenaventura. Obtenido de <https://www.buenaventura.com/es/nosotros>
- Ceballos, A. (2011). Estudio de prefactibilidad técnico economico para la incorporación de energía eólica a la industria del vidrio. Chile.
- Céspedes, N. (2009). Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la instalación de un parque eólico en Piura. Piura.
- Contreras, O. (2013). Plan de negocios “Parque eólico Limarí”. Universidad de Chile.: Santiago.Chile.
- Corke, T., Nelson, R. (2018). Wind Energy Desing. New York: Tylor & Francis Group.
- Corporation, N. (SETIEMBRE de 2022). Newmont Yanacocha. Obtenido de <https://yanacocha.com/>
- Council, R. N. (2011). LCOE. Recuperado el 5 de noviembre de 2021, de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/costoNivelado.html>
- Enercom. (2022). Aerogeneradores Enercom Tecnología y Service.
- Enercom. (2022). Enercon energy for the world.
- Enercon. (2022). Technische Beschreibung.
- ESAN, U. (24 de enero de 2017). Fundamentos financieros. Recuperado el 26 de septiembre de 2021, de <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/fundamentos-financieros-el-valor-actual-neto-van/>

- García, A. (2 de octubre de 2021). conexionesan. Recuperado el 6 de noviembre de 2021, de <https://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2021/10/02/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian/>
- García, C., Veronesi, S., Muratore, L., Morgavi, L., & Dennehy, M. (2017). Estudio de prefactibilidad de un parque de energía eólica. Argentina.
- Lazard. (2021). Levelized cost of energy Lazard's levelized cost energy analysis.
- Le Gourières, D. (1982). Theory and Design. Oxford. First .
- Mantovani, A.; Postigo, C. (2016). Estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta generadora de energía eólica. Lima.
- Manwell, J., McGowan J. y Rogers A. (2002). Explicación de la energía eólica. John Wiley & Sons Limited.
- Moreno, A., & Moreno, M. (2017). Instalación de una planta de energía eólica en Paracas. Lima.
- Nelson, V. S. (2019). Wind Energy Renewable Energy and the Environment. Boca Ratón, Florida: Tylor & Francis Group.
- Norma, I. 6.-1. (2005). Sistemas generadores de turbinas eólicas - Parte 1: Requisitos de diseño.
- Norma, I. 6.-1.-1. (2005). Turbinas eólicas: Mediciones de rendimiento energético de turbinas eólicas productoras de electricidad. 12(1).
- Norma, I.-1. (1999). Sistemas de generadores de turbinas eólicas - Parte 1: Requisitos de seguridad.
- Nowell, E. (2008). Estudio de prefactibilidad de un parque eólico en Guatemala, Caso Huite,Zacapa. Universidad de San Carlos de Guatemala: Guatemala.
- Rios, M. (2020). Sensibilidad de la tasa de descuento de valuación de proyecto de inversión de energía. Universidad de las Américas, Puebla,México.

- Saldarriaga, J. Villada F. ,y Perez J. (2019). Análisis de costos nivelados de Electricidad de plantas de Cogeneración usando Biomasa Forestal en el Departamento de Antioquia, Colombia. Información Tecnológica.: Colombia.
- Smith, J. (1953). The act standing. Acta Orthop Scand, 23, 159.
- Stevens, M. . (1979). La estimación de los parametros de la distribución de la velocidad del viento de Weibull para fines de utilización de la energía eólica. Obtenido de <http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas/tables/A-8T.html>
- Tilca, M. (2019). Producción de energía de parques eólicos. Estudio de caso de pérdida e incertidumbre en las probabilidades de excedencia. Peruano de Energía Solar y del Ambiente. Simposio XXVI . Ayacucho.
- Villarubia, M. (2012). Ingeniería de la Energía Eólica (Primera ed.). Barcelona, España: Marcombo, S.A.
- Windographer. (2008). Manual de Windographer. Obtenido de <https://www.ul.com/services/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- WindPro. (2008). Manual de WindPro. Obtenido de <https://www.emd-international.com/windpro/>

ANEXOS

Anexo 1. Información técnica del anemómetro (NRG Systems).

Característica	Parametro/descripcion
Tipo	3 copas
Rango de medicion	0.638 m/s a 75 m/s
Tipo de señal	Forma: onda cuadrada Frecuencia: 532.9 Hz a 50 m/s (112 mph) Amplitud: igual al V. de alimentación, máx. 15 voltios
Rango de señal de salida	0 Hz a 800 Hz
Resolucion	0.046 m/s
tension de alimentacion	5 a 28 Vcc
Corriente de suministro	0.9 mA a 12 V
Rango de temp. Funcionamiento	30 °C a 60 °C
Rango de humedad de funcionamiento	0 a 100% HR
Otro	Clasificacion IP55
Conexiones	Conecto M12
Peso	190 g
Dimensiones	3 tazas de sección trans. cónica, 51 mm (2") de diámetro
Material tazas	Policarbonato negro moldeado por inyección de una pieza
Material de cuerpo	Anodizado aluminio
Material de eje	Acero inoxidable

Anexo 2. Información técnica de la veleta (NRG Systems).

Característica	Parametro/descripcion
Tipo	Veleta de direccion de viento de rotacion continua
Rango	Rotacion continua mecanica de 360° / velocidad
rango de medicion	0 - 360° 1 a 75 m/s
Tipo de señal	Voltaje de CC analogico
Linealidad	0.1°
Resolucion	0.088°
Distancias de retardo	1.18 m (a 5 m/s), 1.20 (a 10 m/s)
Tension de alimentación	4.5 Vcc a 15 Vcc
Corriente de suministro	1.5 mA
Montaje	En un mástil de 13 mm (0.5") de diámetro con pasador de chaveta y tornillo de fijación Phillips n.º 2.
Rango de temperatura de funcionamiento	0 a 100% HR
Otro	Clasificacion IP65
Conexiones	4-40 terminales de poste/tuerca hexagonal de latón niquelad
Peso	0.108 kg
Dimensiones	21 cm (8.3") de largo x 12 cm (4.3") de alto 27 cm (10.5") de diámetro barrido
Material de ala	Plástico negro moldeado por inyección estabilizado contra los rayos UV
Material de cuerpo	Plástico disipador de estática estabilizado UV negro
Material de eje	Acero inoxidable

Anexo 3. Información técnica de sensor de temperatura (NRG Systems).

Característica	Parametro/descripcion
Tipo	sensor de temperatura de ambiente de circuito integrado
Rango de sensor	-40°C a 70°C
Tipo de señal	Tension analogica lineal
Rango de señal de salida	0.020 a 2480 Vcc
Resolución	0.0025°C
Constante de tiempo termico	5.38 minutos
Tensión de alimentacion	5 a 15 Vcc (5V de excitación pulsada muy recomendable)
Corriente de suministro	1.2 mA máx. (sin carga en la salida)
Rango de humedad de funcionamiento	0 a 100% HR
Conexiones	Cables conductores:
	Señal (cable claro)
	Tierra (cable negro)
	Excitación (cable rojo)
	Alambre blindado para toma de tierra
Peso	0.47 kg
Dimensiones	Solo sonda: 51.6 mm (2") de altura x 12.7 mm (0.5") de diámetro
Cable	3 conductores 22 AWG, con blindaje general de aluminio y cable de drenaje, forro de PVC cromado

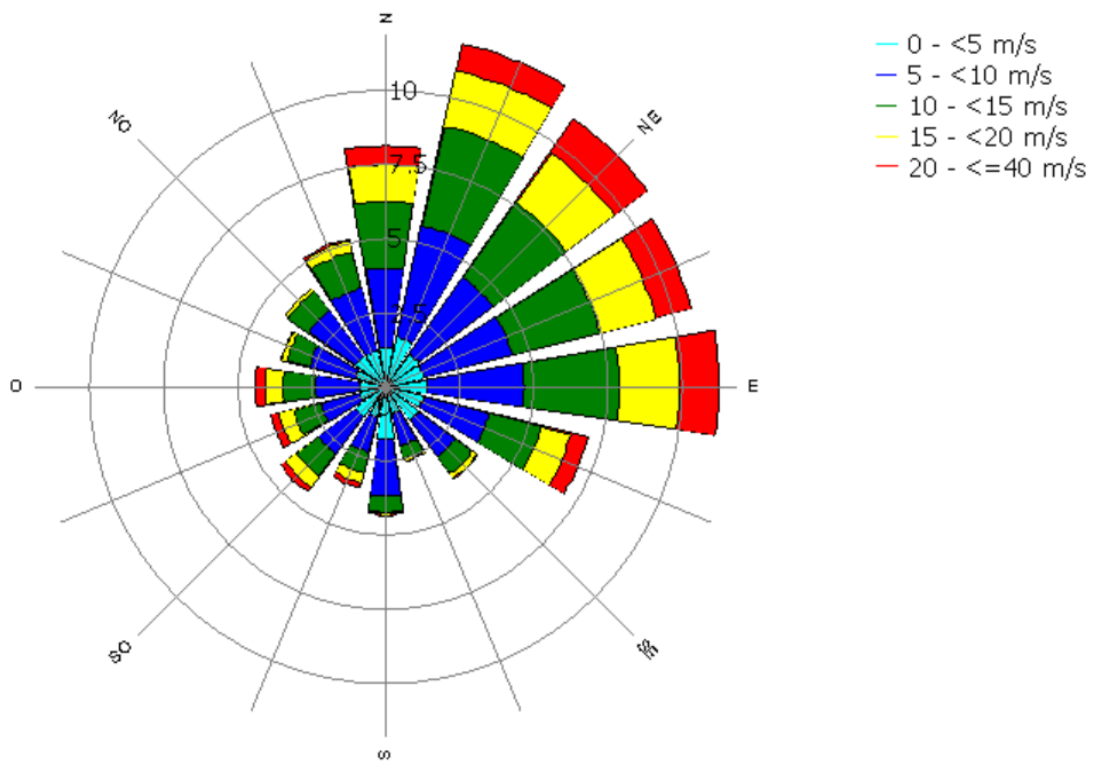
Anexo 4. Información técnica del barómetro (NRG Systems).

Característica	Parametro/descripcion
Tipo	Sensor analogico de presion barometrica basado en membrana piezorresistiva de silicio
Rango	500 hPa a 1100 hPa
Tipo de señal	Tension analógica lineal
constante de tiempo eléctrica	1 segundo
Rango de señal de salida	0.020 a 2.480 Vcc
Resolución	0.0092 hPa
Deriva	+/- 1.0 hPa por año
Tension de alimentación	5 a 15 Vcc
Corriente de suministro	1.0 mA con excitación pulsada recomendada de 5 V
Conductores	Cables conductores: Señal (cable claro) Tierra (cable negro) Excitación (cable rojo) Alambre blindado para toma de tierra
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 a 70°C
Rango de humeda de funcionamiento	0 a 100% HR
Otro	IP55
Peso	0.12 kg
Dimensiones	55 mm (2.15") de diámetro x 101 mm (4.0") de alto, incluido el prensaestopas
Material del cable	3 conductores 22 AWG, con blindaje general de aluminio y cable de drenaje, forro de PVC
Material de Recinto	ASA negro resistente a la intemperie

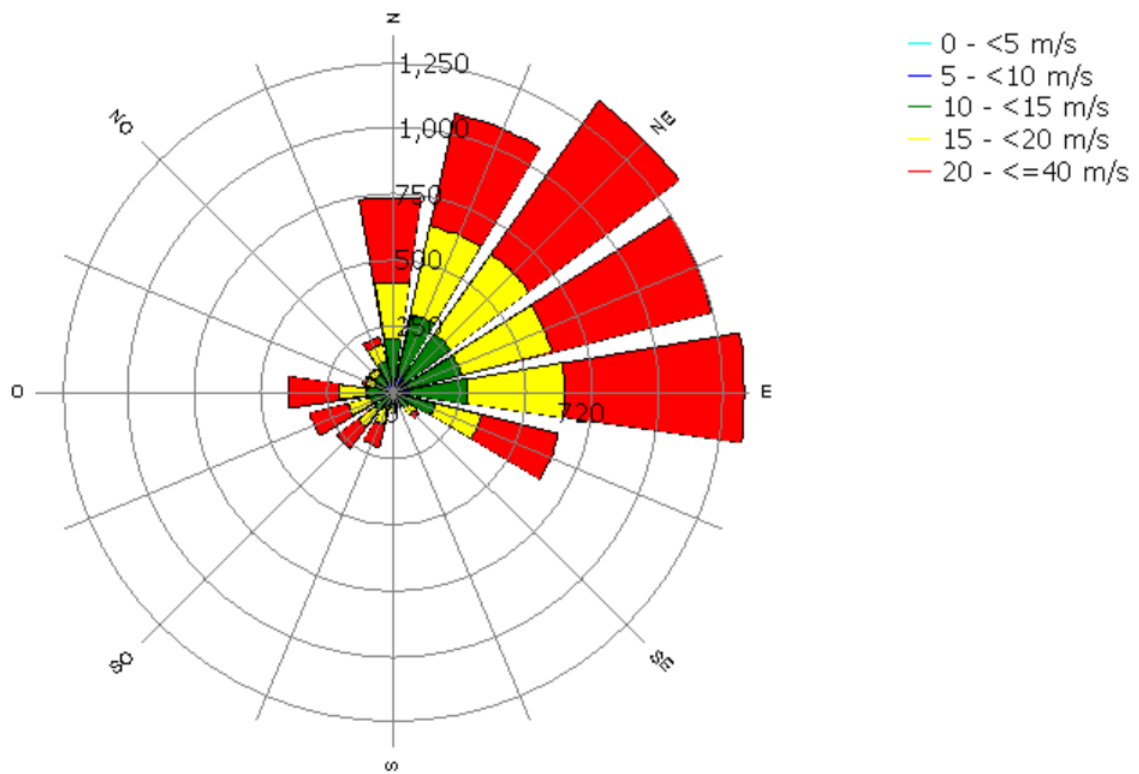
Anexo 5. Información técnica del anemómetro (NRG Systems).

Característica	Parametro/descripcion
Tipo	Registrador de datos de micropotencia
Intervalo de muestreo	1 Hz
Intervalo promedio	1, 2, 5, 10, 15, 30 y 60 minutos
Reloj en tiempo real	Respaldo por batería interna con GPS o sincronización horaria por Internet (con iPack)
Medio de almacenamiento	Almacenamiento seleccionable por el usuario de datos estadísticos con almacenamiento opcional de datos de muestra sin procesar (1 Hz) Memoria flash interna de 8 MB Opciones para tarjeta SD de 512 MB o 2 GB
Capacidad del canal	12 canales de contador 14 canales analógicos: 7 incorporados, 7 configurables con módulos de acondicionamiento de señal (P-SCM) Dos (2) canales de comunicación RS-485, cada uno full o half duplex con soporte para hasta 6 dispositivos
Precisión de medición analógica	0.04% de escala completa Promedio
Parámetros registrados	Muestra mínima/máxima de 1 segundo Ráfaga máxima de 3 segundos con dirección Suma para entradas de totalizador Nota: Las estadísticas reportadas en cada canal dependen del tipo de medición
Entrega de datos	Entrega automatizada a través de iPack Conexión directa en vivo a través de iPack conexión USB
Resolución de medida analógica	Leer desde la tarjeta SD Conversión A/D de 16 bits
Baterías	Dos (2) baterías D-Cell de 1.5 voltios (incluidas con el registrador). iPackGPS equipado con PV proporciona energía autónoma al registrador de datos cuando está conectado, lo que hace que las baterías D-Cell respalden la energía (configuración nominal)
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 °C a 65 °C
Rango de humedad de funcionamiento	0 a 100% HR sin condensación
Peso	1.3 kg (incluida las baterías)
Dimensiones	Registrador = 22.2 cm x 18.7 cm x 7.4 cm (8.7" x 7.4" x 2.9") Panel de cableado = 30 cm x 12 cm x 5 cm Cable de interconexión de 40.6 cm (16")
Material de panel de cableado	Caja de aluminio formado, tornillos y terminales cincados.

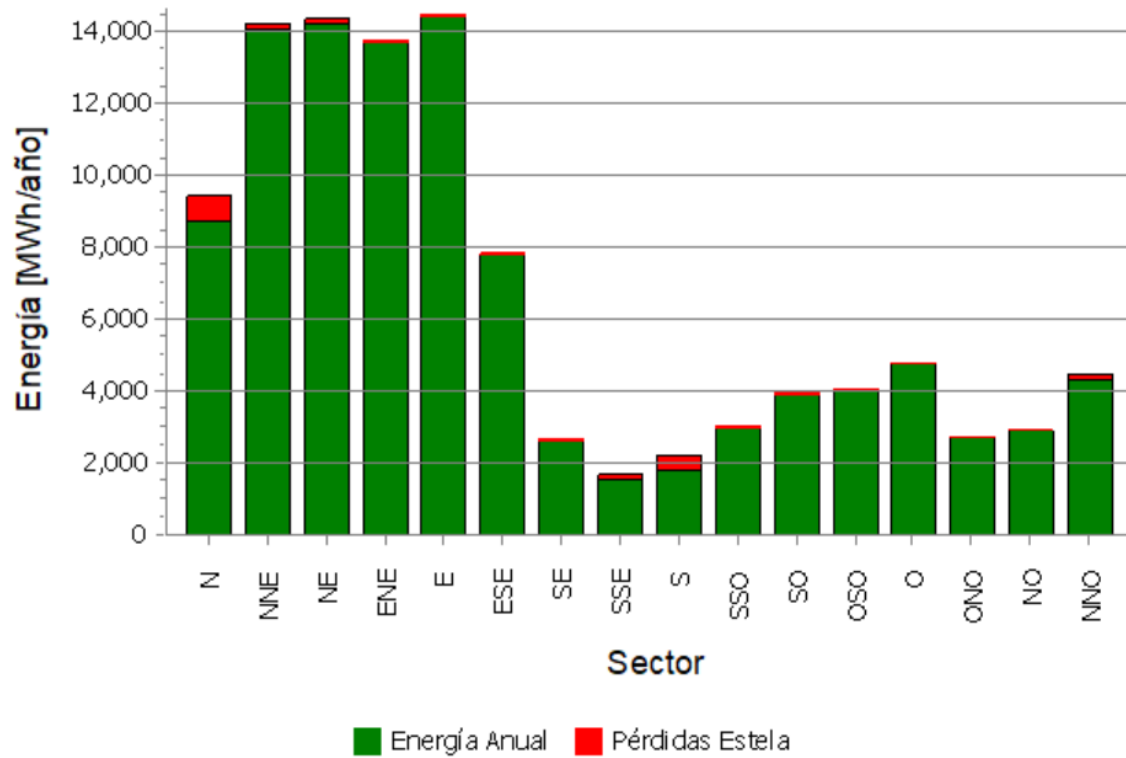
Anexo 6. Rosa de frecuencia del recurso eólico (Software WindPro).



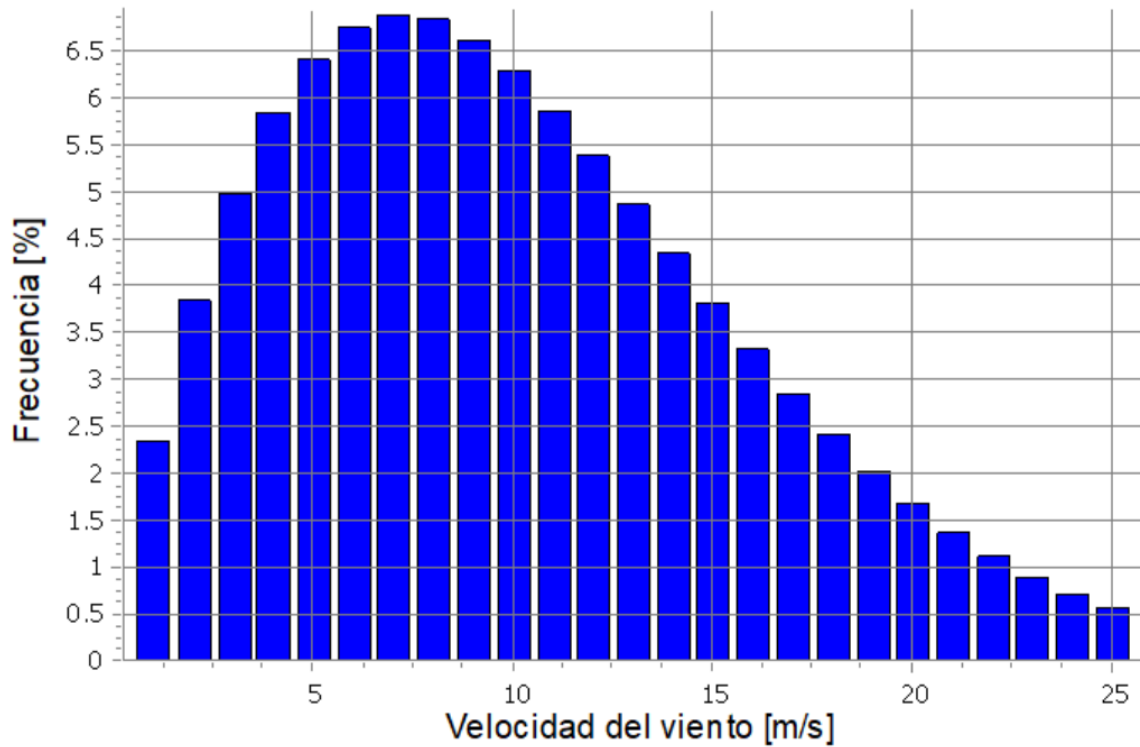
Anexo 7. Rosa de Energía del recurso eólico (Software WindPro).



Anexo 8. Diagrama de barras - Energía vs. Sector (dirección), (Software WindPro).



Anexo 9. Distribución de Weibull corregido (Software WindPro).



Anexo 10. Ficha técnica básica – General y Rotor (Ficha técnica Enercon).



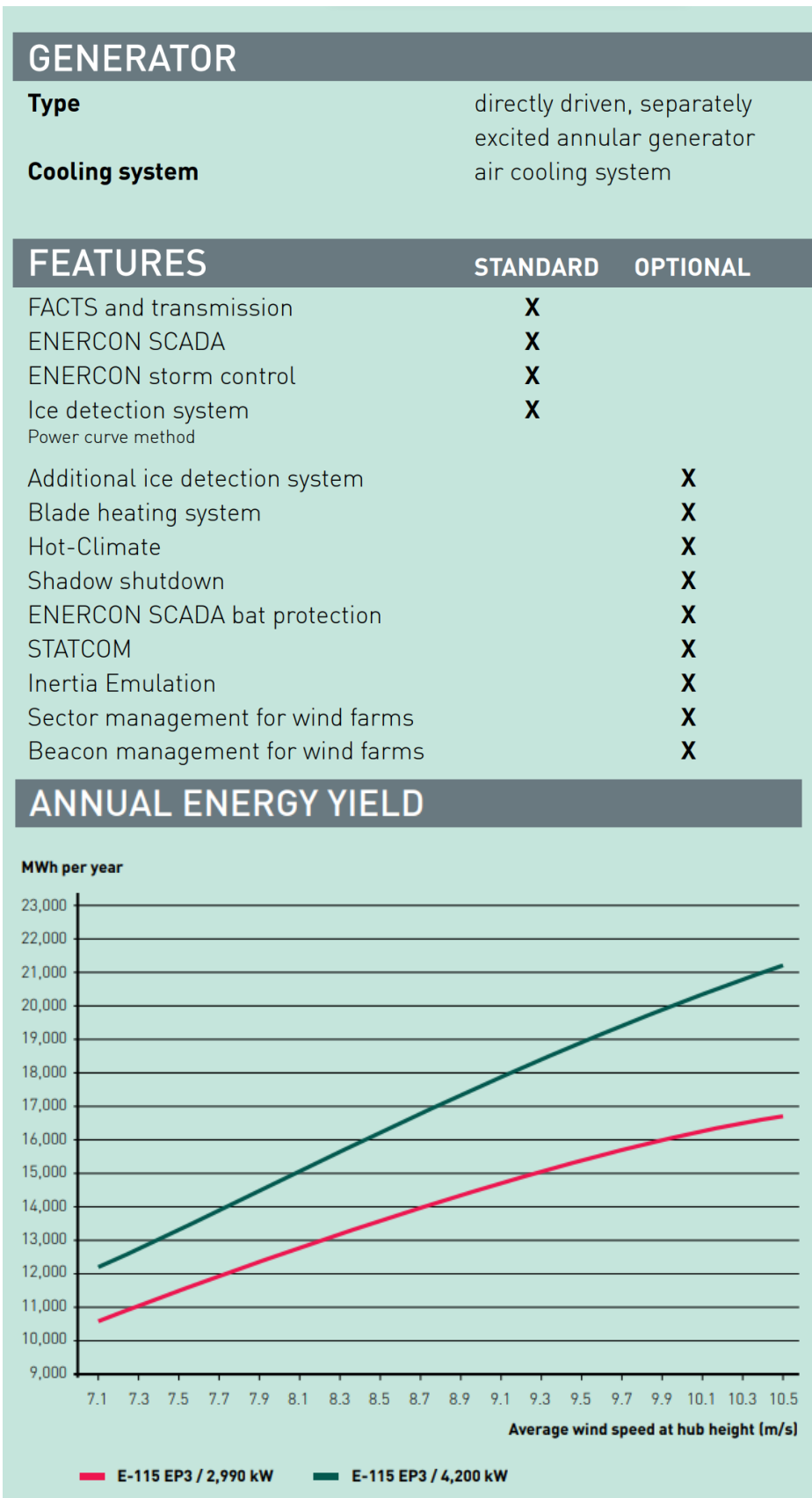
GENERAL

Nominal power	2,990 kW / 4,200 kW
Wind class (IEC)	IEC IA
Wind zone (DIBt)	WZ 4
Turbine concept	gearless, variable speed, full power converter
Design service life	25 years
Cut in wind speed	2.5 m/s
Cut out wind speed	34 m/s
Extreme wind speed at hub height (3-second gust)	59.5 m/s (IEC IIA) 70 m/s (IEC IA)
Ambient temperature for normal operation	-10 °C to +40 °C
Extreme temperature range	-20 °C to +50 °C
Grid feed / control system	ENERCON inverter
Grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Sound power level	94.2 - 104.8 dB(A)* Yield and noise-optimised operation. Further modes on request.

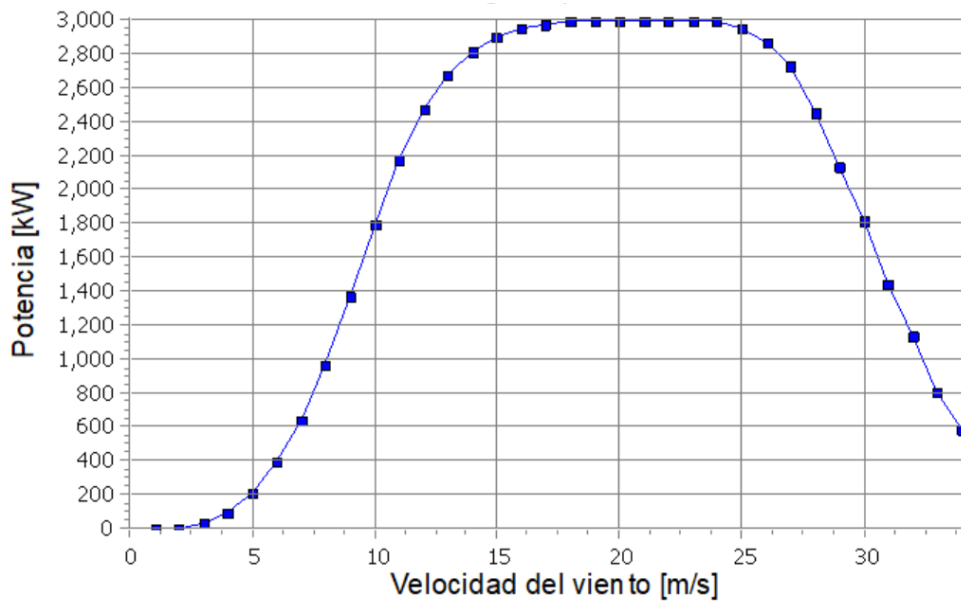
ROTOR

Rotor diameter	115.7 m
Swept area	10,516 m ²
Type	upwind rotor with active pitch control

Anexo 11. Ficha técnica básica – Generador, Características y Energía (Ficha técnica Enercon).



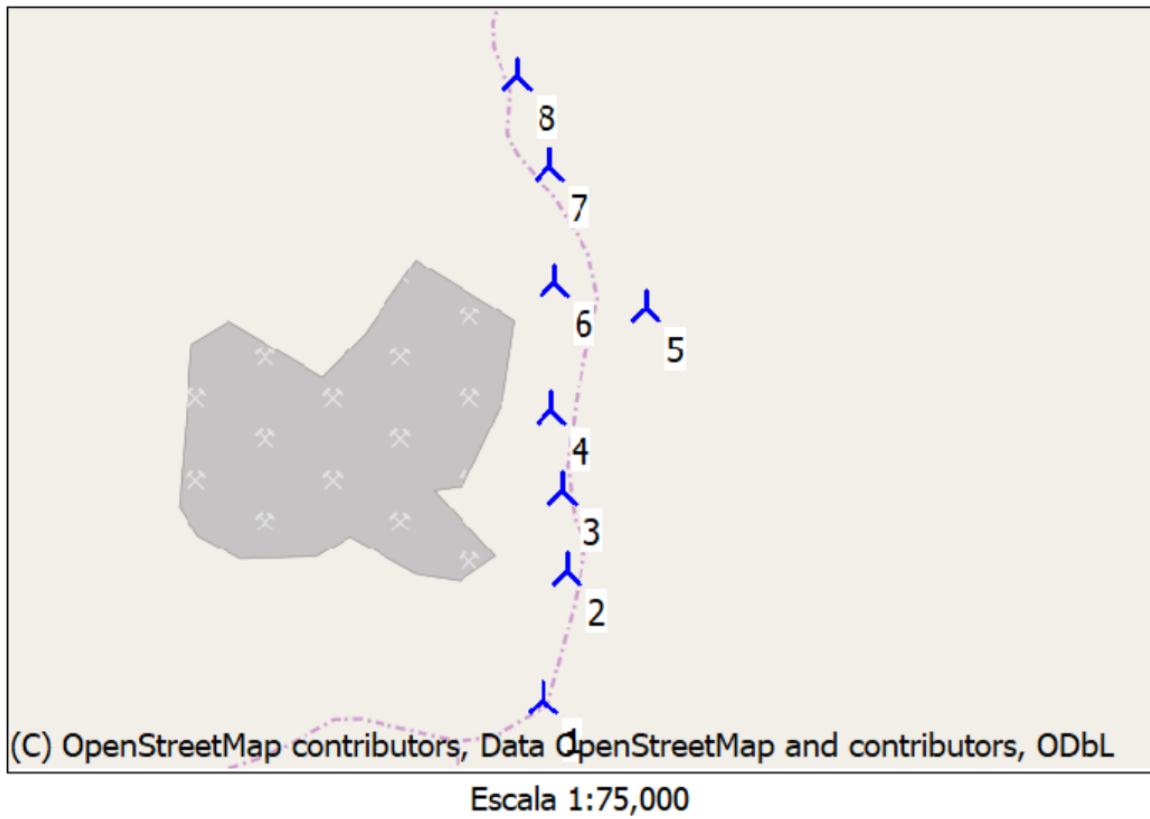
Anexo 12. Curva de potencia del aerogenerador a una densidad 0.795 kg/m^3 (Software WindPro).



Anexo 13. Datos de Potencia, Efic, Energía vs. Vel. de viento (Densidad 0.795 kg/m^3).

Velocidad del viento [m/s]	Potencia [kW]	Ce	Intervalo [m/s]	Energía [MWh]	Energía acum. [MWh]	Relativo [%]
1.0	0.0	0.00	0.50-1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50-2.50	2.9	2.9	0.0
3.0	33.7	0.30	2.50-3.50	16.7	19.5	0.1
4.0	95.4	0.36	3.50-4.50	53.7	73.2	0.6
5.0	215.3	0.41	4.50-5.50	126.7	199.9	1.5
6.0	393.9	0.44	5.50-6.50	240.3	440.2	3.4
7.0	638.7	0.45	6.50-7.50	392.8	833.0	6.3
8.0	963.9	0.45	7.50-8.50	580.9	1,413.9	10.8
9.0	1,366.9	0.45	8.50-9.50	786.7	2,200.6	16.8
10.0	1,794.0	0.43	9.50-10.50	969.7	3,170.3	24.1
11.0	2,172.4	0.39	10.50-11.50	1,088.9	4,259.3	32.4
12.0	2,468.7	0.34	11.50-12.50	1,129.2	5,388.5	41.0
13.0	2,674.4	0.29	12.50-13.50	1,102.6	6,491.1	49.4
14.0	2,805.3	0.24	13.50-14.50	1,031.3	7,522.4	57.3
15.0	2,889.4	0.20	14.50-15.50	935.0	8,457.4	64.4
16.0	2,942.6	0.17	15.50-16.50	828.2	9,285.7	70.7
17.0	2,973.9	0.14	16.50-17.50	719.7	10,005.3	76.2
18.0	2,985.9	0.12	17.50-18.50	615.2	10,620.5	80.9
19.0	2,989.9	0.10	18.50-19.50	518.8	11,139.4	84.8
20.0	2,990.0	0.09	19.50-20.50	432.6	11,571.9	88.1
21.0	2,990.0	0.08	20.50-21.50	356.9	11,928.8	90.8
22.0	2,990.0	0.07	21.50-22.50	291.4	12,220.2	93.0
23.0	2,990.0	0.06	22.50-23.50	235.5	12,455.7	94.8
24.0	2,990.0	0.05	23.50-24.50	188.4	12,644.2	96.3
25.0	2,944.0	0.05	24.50-25.50	147.4	12,791.6	97.4
26.0	2,865.0	0.04	25.50-26.50	112.0	12,903.5	98.2
27.0	2,727.0	0.03	26.50-27.50	82.8	12,986.3	98.9
28.0	2,446.0	0.03	27.50-28.50	57.8	13,044.1	99.3
29.0	2,129.0	0.02	28.50-29.50	37.9	13,082.0	99.6
30.0	1,808.0	0.02	29.50-30.50	24.1	13,106.1	99.8
31.0	1,443.0	0.01	30.50-31.50	14.5	13,120.7	99.9
32.0	1,136.0	0.01	31.50-32.50	8.2	13,128.9	100.0
33.0	803.0	0.01	32.50-33.50	4.4	13,133.3	100.0
34.0	580.0	0.00	33.50-34.50	1.5	13,134.8	100.0

Anexo 14. Distribución de los aerogeneradores enumerados (Software WindPro).



Anexo 15. Distancias de los aerogeneradores del parque (Software WindPro).

Z	AG más cercano	Z	Distancia horizontal	Distancia diámetros de rotor	
[m]		[m]	[m]		
1	13.0	2	15.7	781	6.7
2	15.7	3	16.7	472	4.1
3	16.7	4	15.0	471	4.1
4	15.0	3	16.7	471	4.1
5	15.8	6	15.0	571	4.9
6	15.0	5	15.8	571	4.9
7	16.5	8	15.0	560	4.8
8	15.0	7	16.5	560	4.8
Mín	13.0	15.0	471	4.1	
Máx	16.7	16.7	781	6.7	

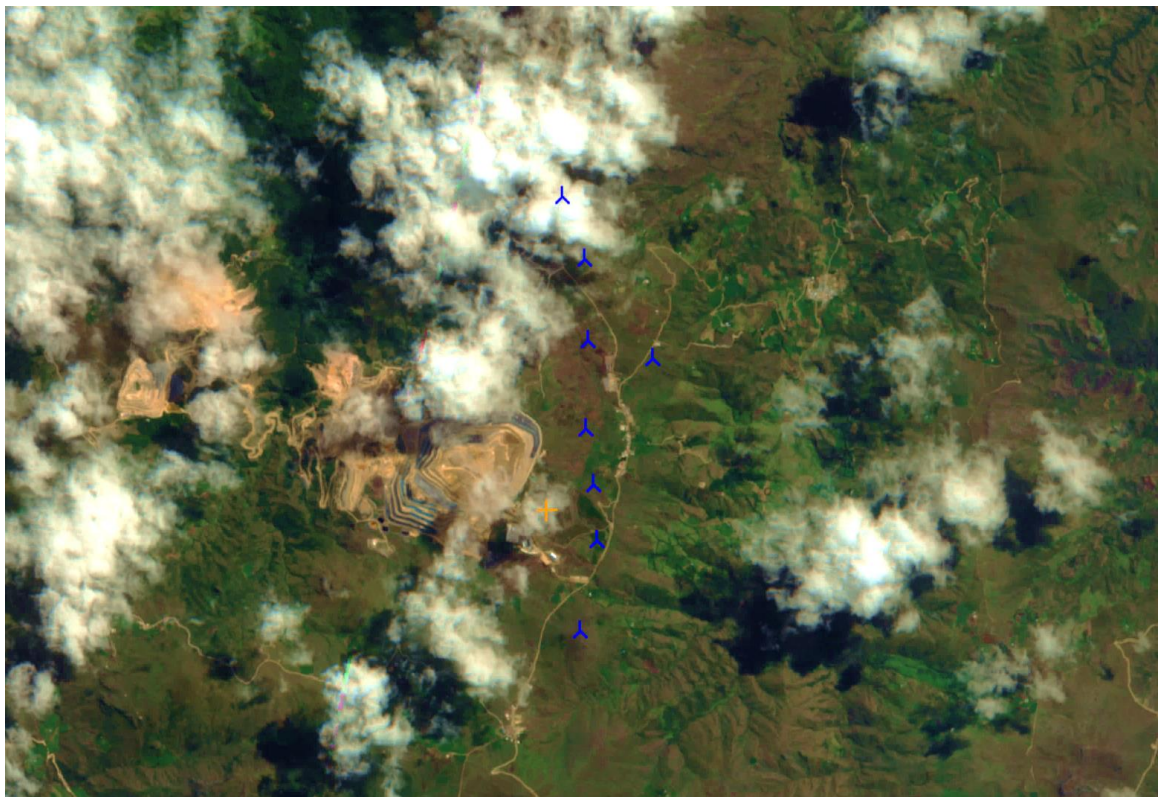
Anexo 16. Análisis de datos de producción de energía (Software WindPro).

AG: Todos los nuevos AGs, Densidad del Aire 0.795 kg/m³
Análisis direccional

Sector		0 N	1 NNE	2 NE	3 ENE	4 E	5 ESE
Energía basada en rugosidad	[MWh]	9,403.5	14,258.9	14,345.3	13,752.3	14,487.5	7,840.1
-Reducción debida a pérdidas por estela	[MWh]	681.5	180.8	97.3	2.1	44.4	79.9
Energía resultante	[MWh]	8,722.0	14,078.1	14,248.0	13,750.2	14,443.2	7,760.2
Energía específica	[kWh/m ²]						
Energía específica	[kWh/kW]						
Reducción debida a pérdidas por estela	[%]	7.2	1.3	0.7	0.0	0.3	1.0
Utilización	[%]	14.2	15.6	12.9	13.4	13.2	14.6
Tiempo	[Horas/año]	702	1,022	952	917	970	606
H. Equivalentes a plena carga	[Horas/año]	365	589	596	575	604	324

6 SE	7 SSE	8 S	9 SSO	10 SO	11 OSO	12 O	13 ONO	14 NO	15 NNO	Total
2,632.2	1,630.7	2,151.7	3,015.7	3,918.7	4,070.7	4,783.7	2,729.4	2,877.3	4,478.5	106,376.2
16.7	86.0	356.9	48.4	40.6	0.6	17.9	48.6	19.2	191.8	1,912.7
2,615.5	1,544.7	1,794.8	2,967.3	3,878.1	4,070.1	4,765.8	2,680.8	2,858.1	4,286.7	104,463.6
										1,242
										4,367
0.6	5.3	16.6	1.6	1.0	0.0	0.4	1.8	0.7	4.3	1.80
25.1	28.9	28.2	16.8	17.4	15.3	14.6	27.4	30.6	23.7	15.2
334	224	372	304	382	345	381	315	360	445	8,632
109	65	75	124	162	170	199	112	119	179	4,367

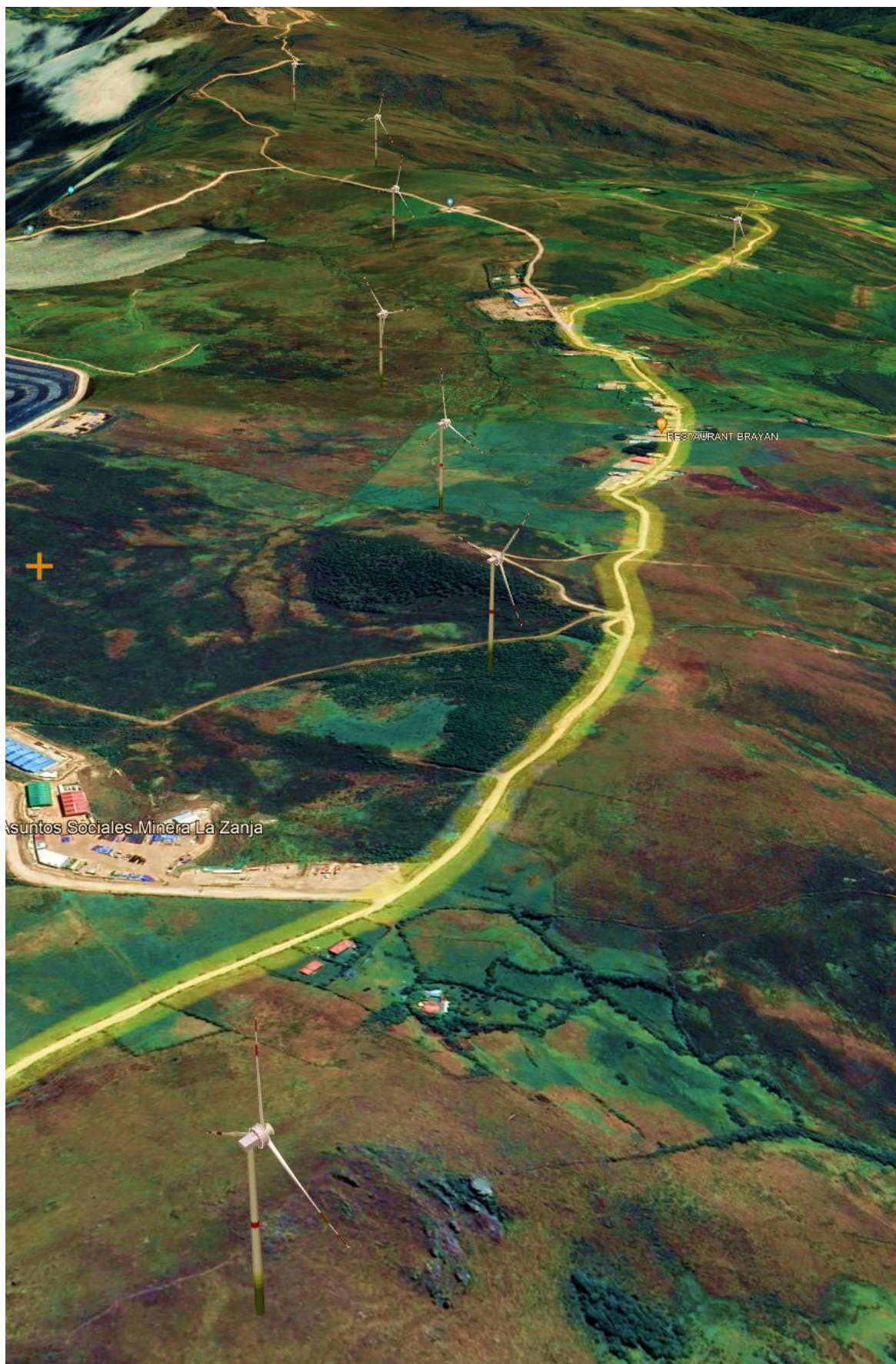
Anexo 17. Layout del parque eólico “La Zanja” en terreno (WindPro & Google Earth).



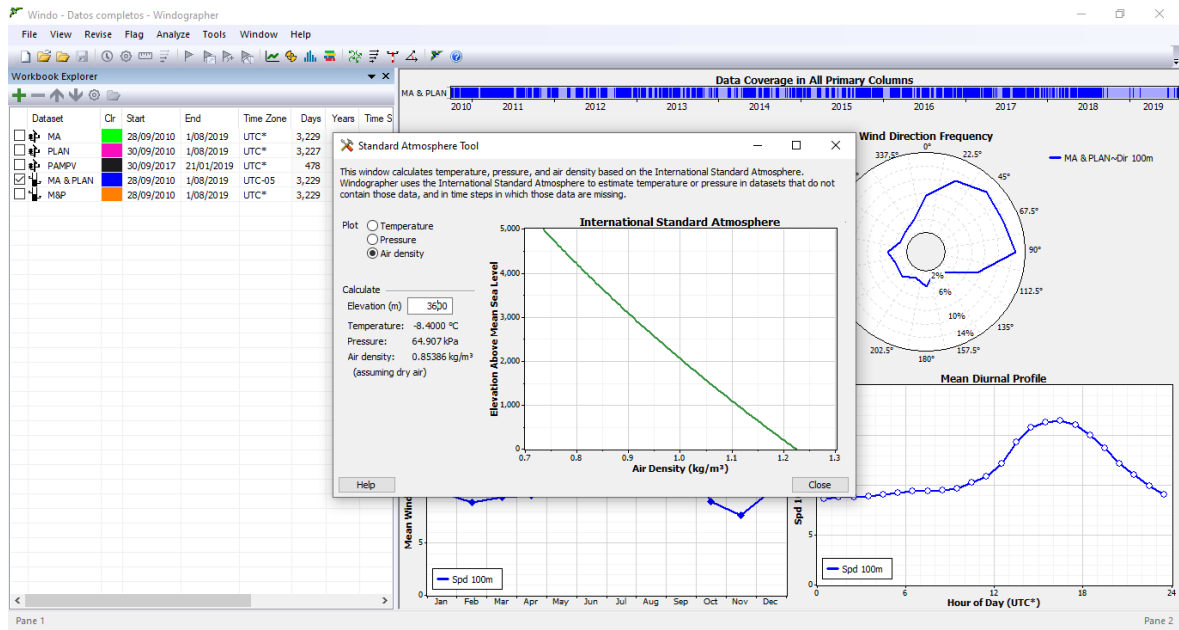
Anexo 18. Vista de la Minera La Zanja y el parque eólico (Software WindPro).



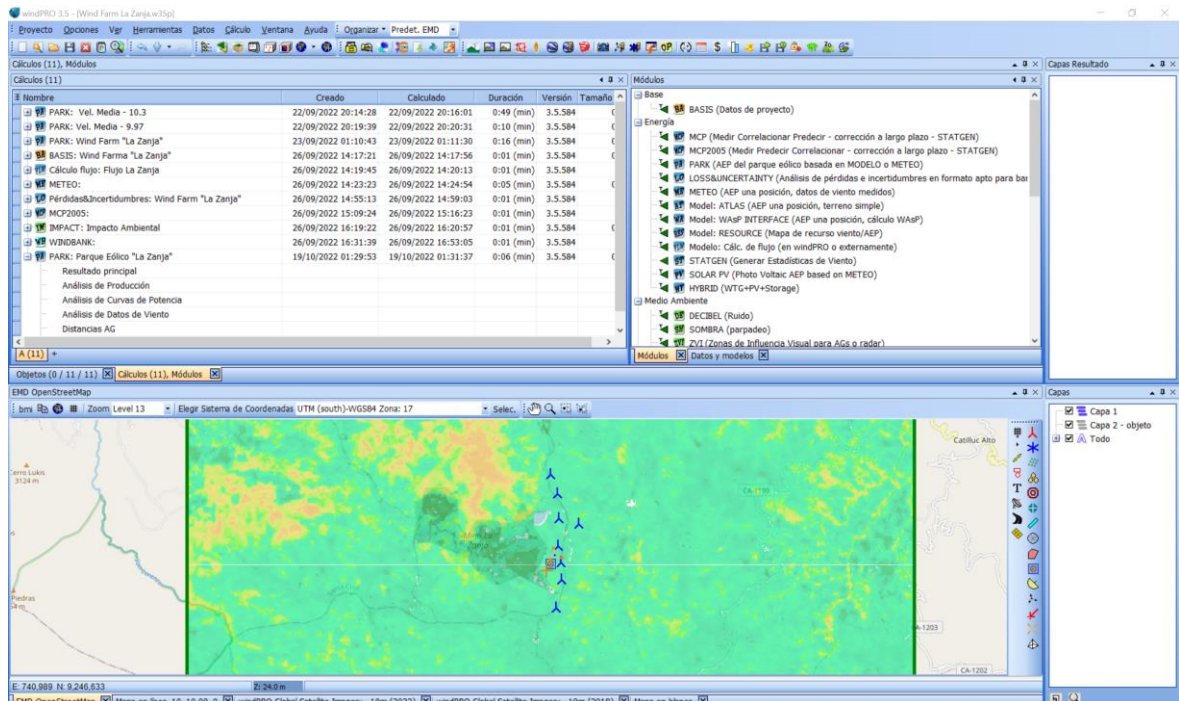
Anexo 19. Vista 3D de las turbinas eólicas (Software WindPro & Google Earth).



Anexo 20. Plataforma del software Windographer.



Anexo 21. Plataforma del software WindPro.





UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

"Universidad Pública de Calidad"