



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA UN EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO EN LA REGIÓN PIURA UTILIZANDO GH- WINDFARMAER

Israel Dioses Apón

Piura, mayo de 2013

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

Dioses, I. (2013). *Evaluación del potencial eólico para un emplazamiento seleccionado en la Región Piura utilizando GH-Windfarmaer*. Tesis de pregrado en Ingeniería Mecánico Eléctrica. Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una [licencia](#)
[Creative Commons Atribución-](#)
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

U N I V E R S I D A D D E P I U R A
FACULTAD DE INGENIERÍA



**“Evaluación del potencial eólico para un emplazamiento
seleccionado en la Región Piura
utilizando GH-WindFarmer”**

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico – Eléctrico

Israel Eduardo Dioses Apón

Asesor: Profesor Mario Daniel Marcelo Aldana

Piura, Mayo 2013

***A Dios, a mi padre
y a mi familia.***

Resumen

El enfoque del trabajo que se presenta, está dirigido a la evaluación del potencial eólico en un emplazamiento, caso en estudio “cerro Chocán” ubicado en la carretera Piura - Paíta; haciendo uso de herramientas como WASP para la modelación del flujo del viento y el software GH-WindFarmer para el diseño de parques eólicos.

El software WASP es útil para el análisis de los datos de viento, así como para la generación de un atlas eólico, evaluación del recurso eólico, la cartografía de los recursos eólicos, la ubicación de los aerogeneradores y parques eólicos.

El software WindFarmer facilita la realización de pruebas considerando datos de las torres de medición, datos orográficos, topográficos, representando la magnitud y la dirección del viento en forma rasterizada, así como también se simulará el ambiente real de los aerogeneradores.

Una vez obtenido el potencial eólico, a la altura del buje del aerogenerador, se seleccionará la clase de aerogenerador apto para el emplazamiento. La potencia instalada en la zona se estimará teniendo en cuenta el área y el recurso eólico disponible.

Definido el número de aerogeneradores a utilizar, se obtendrá la producción anual de energía considerando pérdidas por efectos topográficos y de estela, mantenimiento de la subestación, disponibilidad de la compañía eléctrica de distribución y pérdidas electromecánicas en la central eólica.

Finalmente, se mostrará gráficamente el diseño del parque eólico y la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Índice

Introducción.....	1
Capítulo 1	3
Antecedentes.....	3
1.1. Motivación y justificación	4
1.2. Emplazamiento seleccionado en la Región Piura	4
1.2.2 Toma de medidas	4
1.2.3 Instalación de torres de medición.....	5
Capítulo 2	11
Procesamientos de datos eólicos.....	11
2.1. Distribución de probabilidad de direcciones	11
2.2. Ley de distribución de Weibull de la velocidad del viento.....	12
2.3. Distribución de probabilidad de velocidades.....	13
Capítulo 3	19
Construcción de mapas del emplazamiento.....	19
3.1. Rugosidad del terreno y variación de la velocidad con la altura	22
3.2. Construcción de una malla del recurso del viento	25
3.3. Construcción de un mapa del recurso del viento	26

Capítulo 4	33
Cálculo de la energía	33
4.1. Entradas al programa	33
4.2. Método de asociación	35
4.3. Rendimiento neto con pérdidas de estela.....	35
4.3.1 Energía ideal.....	35
4.3.2 Energía bruta	35
4.3.3 Energía neta sin pérdidas adicionales.....	35
4.4. Rendimiento neto incluyendo pérdidas adicionales	36
4.5. Modelos de estela	36
4.5.1 Modelo PARK modificado	37
4.5.2 Modelo Eddy viscosity.....	39
4.6. Potencia eólica disponible	42
4.7. Potencia eólica aprovechable.....	43
4.8. Cálculo de la Potencia eólica disponible	43
4.8.1 El primer mástil de medición o torre de telefonía.....	43
4.8.2 El segundo mástil de medición o torre tubular.....	47
4.9. Cálculo del factor de carga	50
4.9.1 El primer mástil de medición o torre de telefonía.....	50
4.9.2 El segundo mástil de medición o torre tubular.....	51
4.10. Características del aerogenerador seleccionado.....	52
4.11. Terreno ocupado por los aerogeneradores	55
4.12. Configuración del parque eólico	56
Capítulo 5	59
Resultados.....	59
5.1. Resultados a la altura de 80 m	60
5.2. Resultados a la altura de 95 m	63
5.3. Visualización del parque eólico	65

Conclusiones.....	81
Referencias	83
Anexo A: Instrumentos de medición	85
Anexo B: Métodos utilizados para el cálculo de producción	89
Anexo C: Resultados de la producción de energía	93

Introducción

La ausencia de la energía suministrada a una sociedad, especialmente electricidad, tiende a acentuar la existencia de la asimetría social en las condiciones de vida [1]. La falta de acceso a fuentes modernas de energía agrava la pobreza, sobre todo en el campo, donde las oportunidades son escasas. El establecimiento de políticas públicas orientadas a la erradicación de la pobreza debe incluir la expansión del acceso a la energía, en particular, a la electricidad, teniendo en cuenta, principalmente, las interrelaciones sociales [2].

El excelente desempeño económico de algunas regiones del mundo en desarrollo ha mejorado el acceso de energía para muchas comunidades desde el año 2000. Se han logrado progresos en Asia oriental y América Latina, como resultado las redes de electricidad se han extendido [3]. Actualmente la capacidad eólica en todo el mundo alcanzó 288275 MW, de los cuales se añadieron 44609 MW en el año 2012. Siendo en total, 100 países y regiones las que utilizan la energía eólica para la generación de electricidad [4].

En el Perú el uso de la energía eólica como fuente generadora de energía eléctrica es mínima, alcanza a penas el megavatio [5]. Para aumentar la contribución de esta fuente a la matriz energética es necesario que el Perú cuente con un marco regulador y de un registro confiable del potencial eólico, así como también es necesario que cuente con el recurso humano, financiero y técnico, que faciliten la explotación del recurso del viento.

La región Piura, presenta un elevado potencial eólico disponible en la costa de las provincias de Talara y Paíta, con un valor de 4993 kWh/m²/año a una velocidad 8.5 m/s y de 642 kWh/m²/año a 4 m/s respectivamente [6]. Para el año 2013, Vestas suministrará al Perú 62 aerogeneradores para los parques eólicos de Cupisnique y Talara que contarán con una capacidad total de 114 MW. Las centrales de energía eólica producirán aproximadamente 451 GWh/año, lo que equivale a un ahorro anual de 295450 toneladas en emisiones de CO₂ [7].

Finalmente es importante resaltar el papel de la energía para alcanzar los objetivos de desarrollo de los lugares más pobres y del mismo país, evitando hacerlo a expensas del medio ambiente.

Capítulo 1

Antecedentes

Desde el año 2004 en la sección energía de la Universidad de Piura se viene realizando estudios acerca de la energía eólica. En el 2007 se instalaron instrumentos de medición de viento en una torre de telefonía, y en el 2010 se instaló una torre tubular que cumple con todas las normas de medición de velocidad y dirección del viento; la tecnología es NGR Systems. Además se compró una workstation y el software GH-WindFarmer. Todo, fue posible gracias al Contrato N° 102-FINCyT-EQUIP-2009, “Seis estaciones del fenómeno climático del niño en las actividades productivas y en la población”. Como resultado de investigaciones se desarrolló lo siguiente:

- **Evaluación del potencial eólico en la caleta de Yacila.**

El principal objetivo de este documento es revalorizar la importancia y factibilidad del uso del potencial eólico en el Perú, motivando su inclusión en el plan energético nacional.

- **Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la instalación de un parque eólico en Piura.**

El principal objetivo de este documento fue el de generar propuestas viables de inversión para la construcción de un parque eólico en la región norte del Perú, a través de un correcto análisis técnico de las características del viento aprovechable y un estudio de prefactibilidad que involucre además un análisis de costos y parámetros financieros.

Con la tesis propuesta se busca estimar el potencial eólico considerando datos de la topografía del terreno, del viento a la altura del buje de los aerogeneradores y otros factores que influyan en la producción anual de energía; y en conjunto, poder simular el emplazamiento de estudio como el ambiente casi real al que estarán expuestos los aerogeneradores.

Es por eso que al considerar el viento como recurso energético y teniendo en cuenta su disponibilidad como suministro, es de gran importancia que las condiciones locales y temporales sean favorables para alcanzar un nivel alto de producción de energía de tal modo que se justifica el esfuerzo por llevar a cabo su transformación en energía útil y su aprovechamiento sea eficiente y rentable, debido al gran avance alcanzado por las tecnologías de conversión eólica.

1.1. Motivación y justificación

En Perú, el uso de la energía eólica, como fuente generadora de energía eléctrica, es mínimo; alcanza a penas el megavatio, según Project Tech4CDM, “Wind energy in Peru”, financiado por la Unión Europea bajo el programa Sixth Framework.

La región Piura presenta un elevado potencial eólico disponible en la costa de las provincias de Talara y Paita, con un valor de 4993 kWh/m²/año a una velocidad 8.5 m/s y de 642 kWh/m²/año a 4 m/s respectivamente, según el Ministerio de energía y minas.¹ Por esto se evaluará el potencial eólico en un área seleccionada, caso en estudio “cerro Chocán” ubicado en la carretera Piura - Paita.

Las investigaciones en la sección energía que viene realizando la Universidad de Piura, causaron un gran interés en el estudio de los mecanismos de conversión de la energía del viento en energía eléctrica (aerogeneradores).

Además, la necesidad de contar con nuevas fuentes de generación de energía que permitan abastecer el incremento de la demanda eléctrica en el norte del país, llevó a la búsqueda de herramientas que sean útiles en la evaluación del potencial eólico en la región Piura y así promover la instalación de grandes parques eólicos.

Se busca generar energía eléctrica no contaminante así como también el desarrollo económico y tecnológico de la región Piura. Por ello la necesidad de invertir en el Perú, explotando nuevas fuentes de energía, de manera que sea capaz de satisfacer sus propias demandas energéticas, disminuyendo la dependencia energética de otros países, de los cambios climáticos (problema con las centrales hidroeléctricas) y de la continua alza de petróleo (problema con las centrales térmicas).

1.2. Emplazamiento seleccionado en la Región Piura

El emplazamiento escogido para la instalación de un parque eólico es el cerro Chocán, ubicado en la provincia de Paita, departamento de Piura y se muestra en la **Figura 1.1 y Figura 1.2**.

1.2.2 Toma de medidas

Los parámetros a considerar para la elección de un instrumento de medida son: el costo, la sensibilidad para detectar cualquier variación, la fiabilidad de los datos, robustez para soportar posibles daños y calidad de datos.

Los instrumentos² necesarios para las mediciones y aplicaciones con energía eólica son:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección del viento.
- Sensor de temperatura para medir la temperatura ambiente del aire.

¹ Ministerio de energía y minas, dirección general de electricidad. Potencial de las energías renovables en el Perú. MINEM, Octubre 2011.

² Referirse al **ANEXO A**.

- Un sistema de registro, "Data Logger".



1. Fig. 1.1 Vista del cerro Chocán tomada desde la carretera³



2. 3. Fig. 1.2 Vista de la ubicación geográfica del cerro Chocán⁴

1.2.3 Instalación de torres de medición

La obtención de datos del emplazamiento se llevó a cabo con la instalación de dos mástiles de medición. Ambos cuentan con instrumentos de medición de la velocidad y dirección del viento de la marca "NGR System". El primero fue instalado en setiembre de 2007, y el segundo se instaló en enero de 2010, **Figura 1.3**.

³ Fuente: Cortesía del laboratorio de física, UDEP.

⁴ Fuente: Google Earth



Fig. 1.3 Ubicación geográfica de los mástiles de medición de viento⁵

El **primer mástil de medición** que se consideró fue una torre de telefonía ubicada en el cerro Chocán, (**Figura 1.4**), sus coordenadas geográficas son las siguientes:

Latitud: 5° 9'39.96"S
Longitud: 80°57'43.41"W
Altitud: 202m

En la torre mencionada se instalaron los instrumentos de medición que se indican en la **Tabla 1.1**.

⁵ Fuente: Google Earth

Tabla 1.1 Instrumentos de medición instalados en el mástil de telefonía

Canal de Datalogger	Tipo de Sensor	Altura	Azimuth del sensor
1	40C Anem.	58m	270°
2	40C Anem.	49m	270°
3	40C Anem.	58m	90°
4	40C Anem.	49m	90°
5	40C Anem.	24m	270°
7	200P Vane	58m	180°
8	200P Vane	49m	180°
9	110S Temp.	3m	-
10	Voltaje i-Pack	3m	-

Fuente: Base de datos del laboratorio de física, UDEP.

El **segundo mástil de medición** es una torre tubular, la cual se puede observar en la **Figura 1.5**, además cumple con todas las normas de medición de velocidad y dirección del viento, se encuentra ubicada a 3 km del primer mástil, sus coordenadas geográficas son las siguientes:

Latitud: 05°11'26.46" S
 Longitud: 80°57'59.7 W
 Altitud: 212 m

En la torre mencionada se instalaron los instrumentos de medición que se indican en la **Tabla 1.2**.

Tabla 1.2 Instrumentos de medición instalados en el mástil NGR

Canal del Datalogger	Tipo de sensor	Altura	Azimuth del sensor
1	40C Anem.	60m	270°
2	40C Anem.	60m	90°
3	40C Anem.	50m	270°
13	40C Anem.	50m	90°
14	40C Anem.	32m	270°
15	40C Anem.	32m	90°
7	200P Vane	58m	180°
8	200P Vane	48m	180°
9	110S Temp.	3m	-

Fuente: Base de datos del laboratorio de física, UDEP.



Fig. 1.4 Mástil de medición, torre de telefonía⁶

⁶ Fuente: Cortesía del laboratorio de física, UDEP.



Fig. 1.5 Mástil de medición, torre tubular NGR⁷

⁷ Fuente: Cortesía del laboratorio de física, UDEP.

Capítulo 2

Procesamientos de datos eólicos

Para determinar la cantidad de energía eólica aprovechable, en un determinado emplazamiento, comprende la medición de la velocidad del recurso del viento durante un largo período así como de los datos del relieve del terreno.

Actualmente existen sistemas y programas diseñados para manipular, filtrar, calibrar y correlacionar dichos datos para generar el régimen de viento en el emplazamiento bajo la forma de una tabla de distribución de probabilidad de velocidades y direcciones del viento.

Por la variabilidad del viento, los valores medios horarios deben corresponder a medias de medidas de varios años, a fin de que tengan un adecuado grado de aproximación a las condiciones de comportamiento que pueden esperarse. Se recomienda usar series que, si no pueden alcanzar periodos de 25 a 30 años como mínimo, comprendan promedios de 5 a 10 años⁸. En este proyecto de tesis se utilizó promedios de 5 años, es importante resaltar que a mayor número de años, los resultados estadísticos serán más fiables.

2.1. Distribución de probabilidad de direcciones

La distribución de las direcciones del viento es importante para la ubicación de los aerogeneradores en terrenos no uniformes o formando varios conjuntos de ellos, además para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más común es la **rosa de vientos**, es útil para expresar el porcentaje de tiempo en el que el viento tiene una determinada dirección. En la **Figura 2.1** se muestra la rosa de vientos del mástil de medición ubicado en el cerro Chocán.

De la gráfica se deduce que en el sector sudeste se encuentra un 53.7% de los datos de las velocidades medidas aproximadamente durante cinco años. Este sector coincide con la

⁸ Villarubia, Miguel (2004). *Energía eólica*. 1º ed. España: Ediciones Ceac.

dirección de los **vientos alisios**⁹. Además, se puede observar que el rango de las velocidades con mayor ocurrencia en este sector se encuentra entre 6 y 12 m/s.

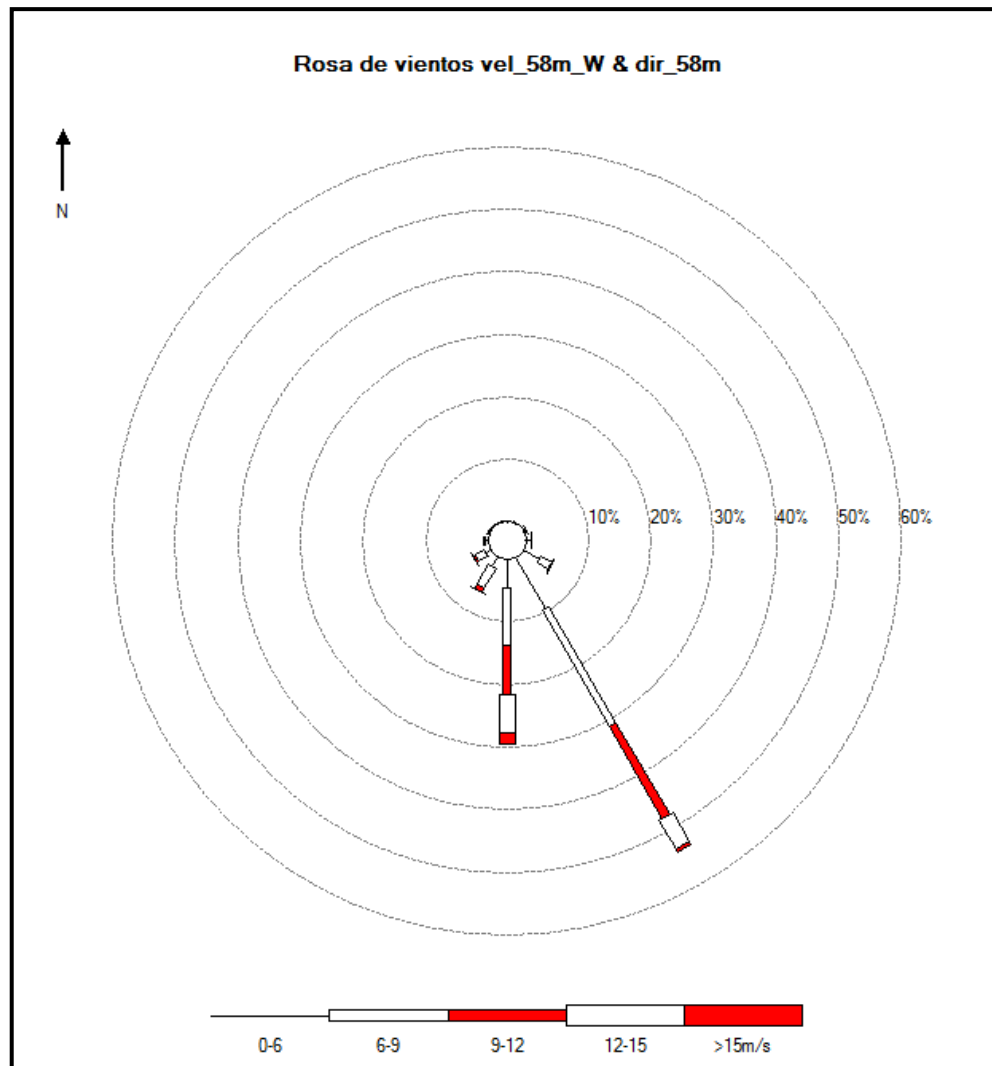


Fig. 2.1 Rosa de vientos del mástil de medición¹⁰

2.2. Ley de distribución de Weibull de la velocidad del viento

Determina la distribución de velocidades del viento a lo largo de un periodo de tiempo. La función de densidad de probabilidad $p(v)$ correspondiente a la ley de Weibull es del tipo de dos parámetros (A, k) y viene dada por la expresión:¹¹

⁹ Los vientos alisios se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones ecuatoriales. El movimiento de rotación de la Tierra desvía a los alisios hacia el oeste, y por ello soplan del noreste al sudoeste en el hemisferio norte y del sudeste hacia el noroeste en el hemisferio sur.

¹⁰ Fuente: Imagen obtenida con el software **WindFarmer**, datos a 58 m de altura, obtenidos del Mástil de telefonía ubicado en el cerro Chocán.

¹¹ Villarubia, Miguel (2004). **Energía eólica**. 1º ed. España: Ediciones Ceac.

$$p(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2.1)$$

donde: v es la velocidad del viento [m/s],
 $p(v)$ es la función densidad de probabilidad de Weibull,
 A es el factor de escala [m/s], valor que suele ser próximo a la velocidad media y k es el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función probabilidad.

Las curvas de la **Figura 2.2** tienen el mismo valor medio de velocidad. Lo que hace diferente a una de otra es el factor de forma k . Se debe tener en cuenta que el valor de mayor frecuencia no necesariamente coincide con la media de los valores medidos, estando determinado por la forma de la curva de Weibull.

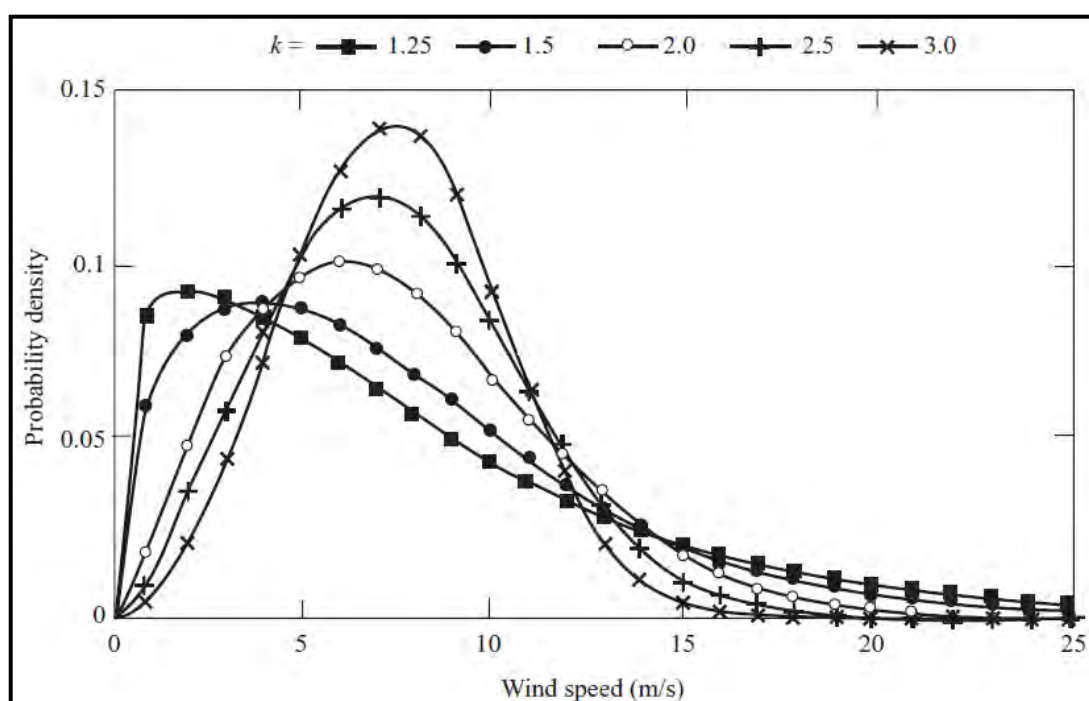


Fig. 2.2 Influencia del factor de forma "k" en la distribución de Weibull¹²

Cuanta menos dispersión presenten los datos de la velocidad del viento respecto del valor medio de la velocidad, mayor es el parámetro k .

2.3. Distribución de probabilidad de velocidades

La distribución de las velocidades de viento $p(v)$ es importante para la estimación del potencial eólico disponible P_d , además de otros parámetros energéticos de interés. Es por esto, que además de representar discretamente las frecuencias de los datos experimentales, se busca hallar una curva que se ajuste a las mismas, esta es la llamada **Distribución de Weibull**.

¹²Fuente: Tony Burton (2001). *Wind energy handbook*. New York: John Wiley & Sons Limited.

Los datos de la velocidad del viento usualmente son presentados por la distribución de velocidades de viento. La velocidad del viento es dividida en un número de intervalos, generalmente de un ancho igual a 1 m/s [8]. Utilizando los datos obtenidos con el mástil de medición, se calculó la tabla de distribución de frecuencias (TDF) de las velocidades del viento en el cerro Chocán (**Tabla 2.1**).

De la tabla anterior se observa la frecuencia en horas para cada velocidad en el año (8760 horas). Por ejemplo se puede decir que el viento sopló 1125 horas durante todo el año con una velocidad media de 8 m/s.

Tabla 2.1 TDF de velocidades de viento a la altura del mástil (58 m)

Datos			Cálculos	
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase (m/s)	Total	Frecuencia relativa (%)	Frecuencia ni (horas)
$0 \leq v \leq 1,5$	1	3.8	0.0038	33
$1,5 \leq v \leq 2,5$	2	11.2	0.0112	98
$2,5 \leq v \leq 3,5$	3	23	0.0230	201
$3,5 \leq v \leq 4,5$	4	44.9	0.0449	393
$4,5 \leq v \leq 5,5$	5	80.1	0.0801	702
$5,5 \leq v \leq 6,5$	6	116.9	0.1169	1024
$6,5 \leq v \leq 7,5$	7	135.2	0.1352	1184
$7,5 \leq v \leq 8,5$	8	128.5	0.1285	1125
$8,5 \leq v \leq 9,5$	9	113.7	0.1137	996
$9,5 \leq v \leq 10,5$	10	95.1	0.0951	833
$10,5 \leq v \leq 11,5$	11	78.4	0.0784	687
$11,5 \leq v \leq 12,5$	12	63.5	0.0635	556
$12,5 \leq v \leq 13,5$	13	44.5	0.0445	390
$13,5 \leq v \leq 14,5$	14	29.8	0.0298	261
$14,5 \leq v \leq 15,5$	15	17.7	0.0177	155
$15,5 \leq v \leq 16,5$	16	9	0.0090	79
$16,5 \leq v \leq 17,5$	17	3	0.0030	26
$17,5 \leq v \leq 18,5$	18	1.3	0.0013	11
$19,5 \leq v \leq 20,5$	19	0.4	0.0004	4
$20,5 \leq v \leq 21,5$	20	0.2	0.0002	2
$21,5 \leq v \leq 22,5$	21	0	0.0000	0
$22,5 \leq v \leq 23,5$	22	0	0.0000	0
$23,5 \leq v \leq 24,5$	23	0	0.0000	0
$24,5 \leq v \leq 25,5$	24	0	0.0000	0
$25,5 \leq v \leq 26,5$	25	0	0.0000	0
Total		1000	1	8760

En la **Figura 2.3**, se grafica la rosa de vientos con sus 12 sectores en mayor detalle, se observa que el sector dominante es el sector 6 (150°), y el segundo sector dominante es el sector 7 (180°). Además, se ilustra la distribución de probabilidades de velocidades del viento, cuyo factor de escala $A = 9.3$ m/s y cuyo factor de forma $k = 2.72$ (por ser mayor

que 2.5 presenta un mejor ajuste y menos dispersión de los datos del valor medio), la velocidad media $U = 8.36 \text{ m/s}$ y la densidad de potencia $\left(\frac{P_d}{A}\right) = 517 \text{ W/m}^2$.

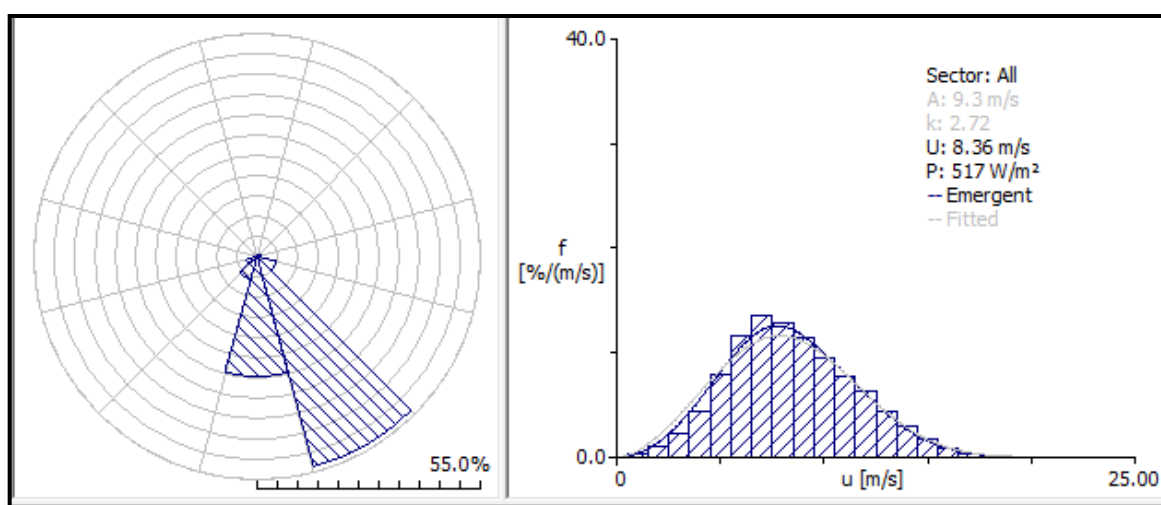


Fig. 2.3 Distribución de probabilidades de velocidades de viento

De la gráfica se deduce que a un valor de 5 m/s le corresponde una **frecuencia relativa**¹³ de 8%, significa que esta velocidad se presentó el 8% del tiempo total de la muestra, en nuestro caso 1 año. La tabla de distribución de velocidades anual, afirma que el viento tuvo una velocidad de 5m/s durante 700 horas.

Tabla 2.2 TDF de las velocidades de viento

Sector		Wind climate			Power		Quality
number	angle [°]	freq. [%]	Weib-A [m/s]	Weibull-k	speed [m/s]	power [W/m²]	delta-U [%]
1	0	0.1	2.7	2.27	2.41	15	-1.842%
2	30	0.2	2.9	2.32	2.56	17	1.213%
3	60	0.5	4.2	3.02	3.79	46	1.339%
4	90	1.0	4.8	3.13	4.28	66	-0.281%
5	120	5.0	6.2	3.52	5.54	135	-0.268%
6	150	53.7	9.4	3.23	8.46	501	-1.302%
7	180	29.4	10.6	3.00	9.50	737	-0.672%
8	210	6.1	7.7	4.81	7.04	250	1.285%
9	240	2.8	7.6	4.59	6.98	246	1.328%
10	270	0.7	5.5	3.29	4.89	96	2.582%
11	300	0.2	4.5	2.13	3.98	69	0.264%
12	330	0.1	2.9	2.24	2.54	17	-0.531%
All (emergent)					8.36	517	
Source data					n/a	n/a	

Fuente: WAsP.

En la **Tabla 2.2**, se resumen las mediciones y la distribución de la velocidad del viento en cada sector y el total, conocido como **archivo *.TAB**. La diferencia relativa entre la velocidad media del viento (Delta-U) es calculada a partir del ajuste de Weibull y la velocidad media del viento del histograma.

¹³ La frecuencia relativa, es el cociente entre la frecuencia absoluta y el tamaño de la muestra (N), entendiéndose por frecuencia absoluta, el promedio de una suma predeterminada de la muestra estudiada.

Los métodos¹⁴ empleados para hallar los cálculos de producción de energía son:

- Ajuste de la distribución de Weibull (*Fitted*)
- Distribución emergente (*Emergent*)
- Distribución combinada de Weibull (*Combined*)

En el sector 6 (**Figura 2.4**), se muestra que el factor de escala $A = 9.4 \text{ m/s}$ y el factor de forma $k = 3.23$ (presenta un buen ajuste y menos dispersión de los datos del valor medio), la velocidad media $U = 8.46 \text{ m/s}$ y la densidad de potencia $\left(\frac{P_d}{A}\right) = 501 \text{ W/m}^2$.

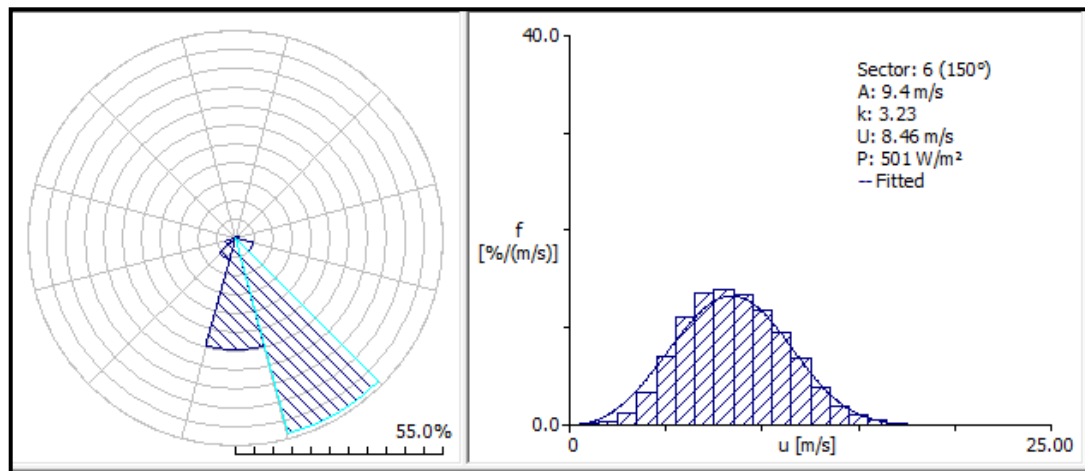


Fig. 2.4 Distribución de probabilidades de velocidades de viento, sector 6 (150°)¹⁵

En el sector 7 (**Figura 2.5**), se puede observar que el factor de escala $A = 10.6 \text{ m/s}$ y el factor de forma $k = 3.00$ (presenta un buen ajuste y menos dispersión de los datos del valor medio), la velocidad media $U = 9.50 \text{ m/s}$ y la densidad de potencia $\left(\frac{P_d}{A}\right) = 737 \text{ W/m}^2$.

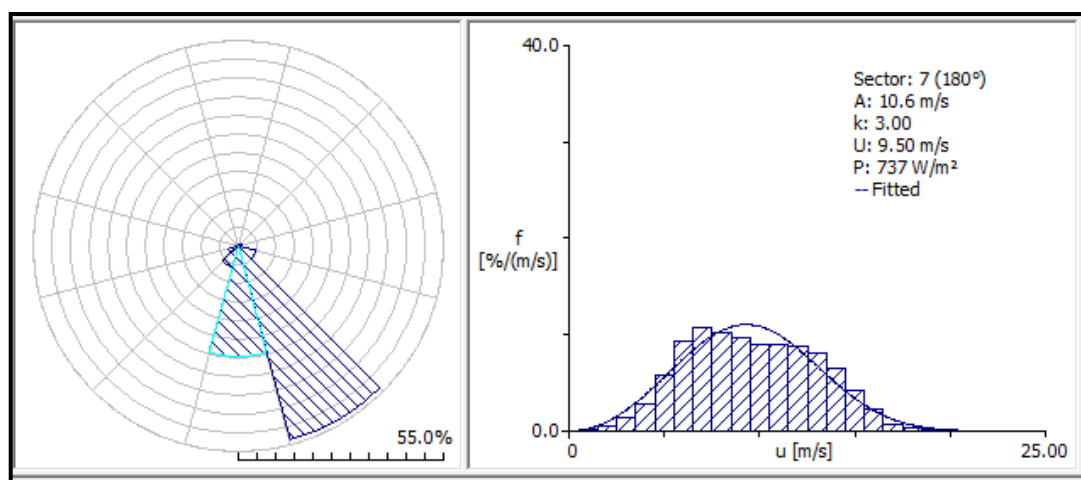


Fig. 2.5 Distribución de probabilidades velocidades de viento, sector 7 (180°)¹⁶

¹⁴ Referirse al ANEXO B.

¹⁵ Fuente: WAsP.

¹⁶ Fuente: WAsP.

Es importante definir el sector con mayor velocidad de ocurrencia y mayor velocidad media debido a que de este sector dependerá la ubicación de los aerogeneradores. Se determina un sector promedio entre estos dos sectores, el sector de 160° , ya que los valores de velocidades medias son mayores en el sector 180° pero existen mayores probabilidades de ocurrencia de velocidades altas en el sector de 150° .

En la **Figura 2.6** se representa lo que serían los aerogeneradores ubicados perpendicularmente a la dirección del viento y perpendicular al sector 160° . Además se visualiza la dirección de los vientos alisios.

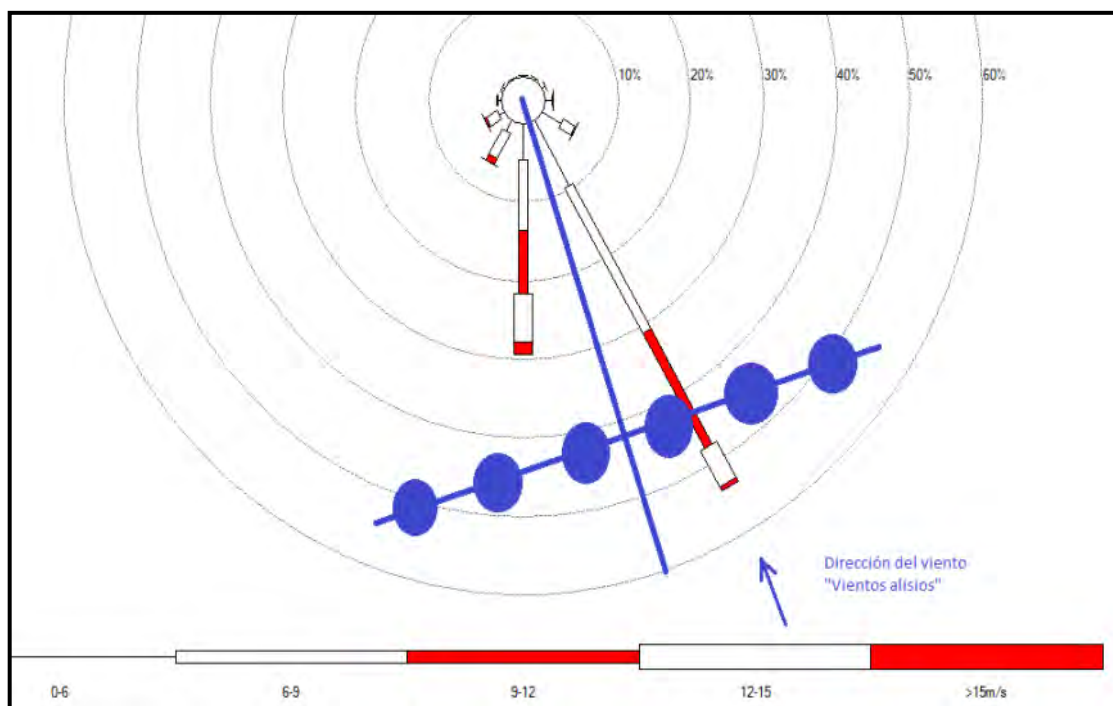


Fig. 2.6 Representación de la ubicación de los aerogeneradores en el sector con mayor frecuencia de velocidades

Capítulo 3

Construcción de mapas del emplazamiento

El estudio del recurso eólico del emplazamiento, requiere de la información del terreno y datos del mástil de medición a la altura del buje del aerogenerador.

Para obtener datos de la topografía del terreno se construyó un mapa de contornos (curvas de nivel) del área que comprende el cerro Chocán, el cual se muestra en la **Figura 3.1**.

Primero, se realizó la toma de datos de alturas para distintas coordenadas, utilizando Google Earth, para definir el área de trabajo y una página web¹⁷ de la que se tuvo que extraer cada coordenada geográfica con su respectiva altura.

Los datos con los que cuenta la página web son datos del SRTM¹⁸, obtiene datos de elevación en una escala casi mundial para generar la base de datos topográficos de alta resolución digital más completa de la Tierra.

Además, debido a que los datos de coordenadas se encontraba en grados sexagesimales, se creó un algoritmo haciendo uso del software **Matlab**, el cual convierte estas coordenadas en coordenadas UTM¹⁹, que son adecuadas para la construcción del mapa del emplazamiento.

Se convierten las coordenadas geográficas²⁰ a coordenadas UTM, para crear el mapa de contornos haciendo uso del software **Surfer**²¹.

El mapa de contornos obtenido tiene una **resolución de 20 metros**, entre cada curva de nivel.

¹⁷La página web utilizada es [http://ws.geonames.org/srtm3?lat=- 5.097&lng=-81.090](http://ws.geonames.org/srtm3?lat=-5.097&lng=-81.090).

¹⁸ El Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) consistió en un sistema de radar especialmente modificado que voló a bordo del transbordador espacial Endeavour durante una misión de 11 días en febrero del año 2000.

¹⁹ El Sistema de Coordenadas UTM es un sistema de coordenadas basado en la proyección cartográfica transversal de Mercator, que se construye como la proyección de Mercator normal, pero en vez de hacerla tangente al Ecuador, se la hace tangente a un meridiano. El sistema UTM se expresa en metros únicamente al nivel del mar que es la base de la proyección del elipsoide de referencia.

²⁰ El Sistema de Coordenadas geográficas expresa en grados sexagesimales la longitud y latitud.

²¹ El software Surfer, rápida y fácilmente, convierte los datos en contornos de relieve, superficie, mallados, mapas de vector, imagen, y relieve sombreado.

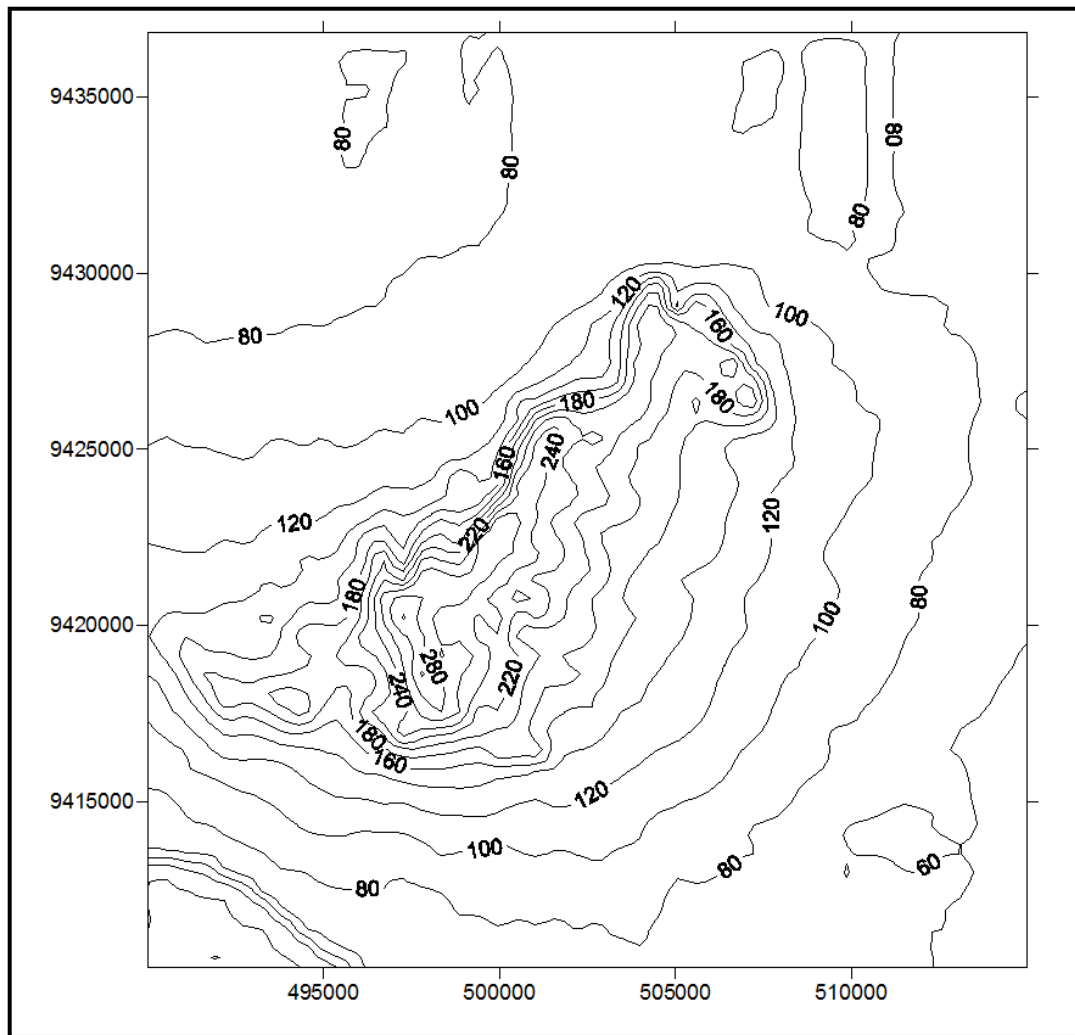


Fig. 3.1 Mapa de contornos del Cerro Chocán²²

Las características del mapa de contornos son:

- Proyección UTM
- Datum WGS_84
- Unidades planas Metros
- Zona -17

Además, se crea un **mapa digital del terreno**, a partir del mapa de contornos (**Figura 3.2 y 3.3**).

²² Fuente: Surfer.

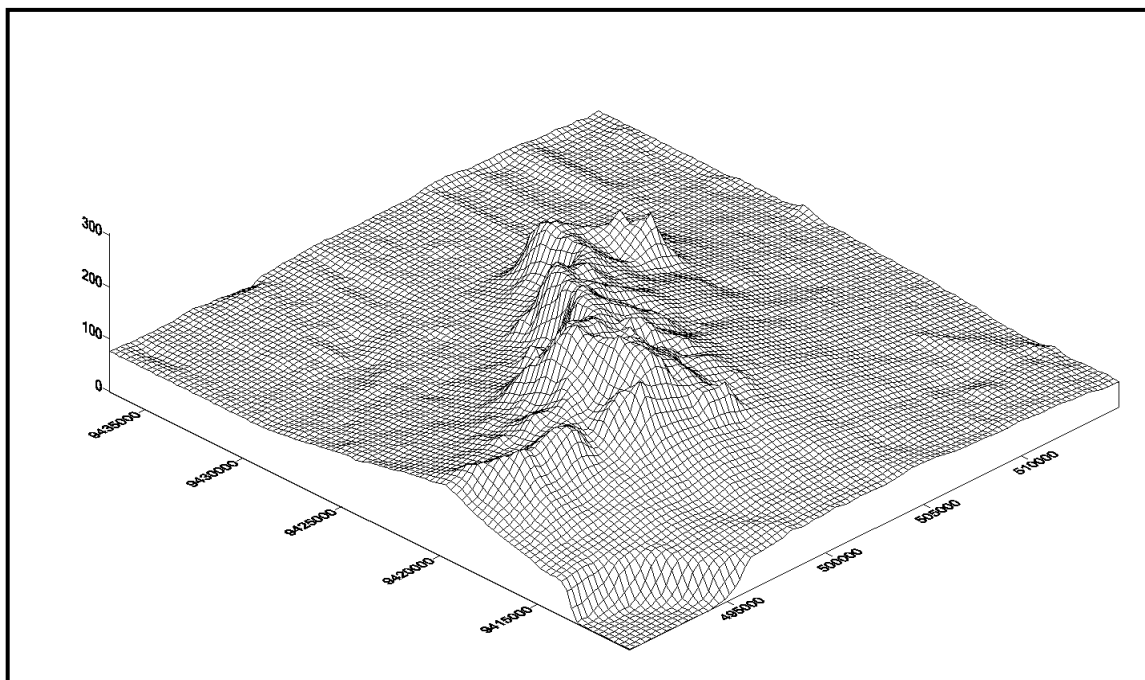


Fig. 3.2 Mapa digital del cerro Chocán²³

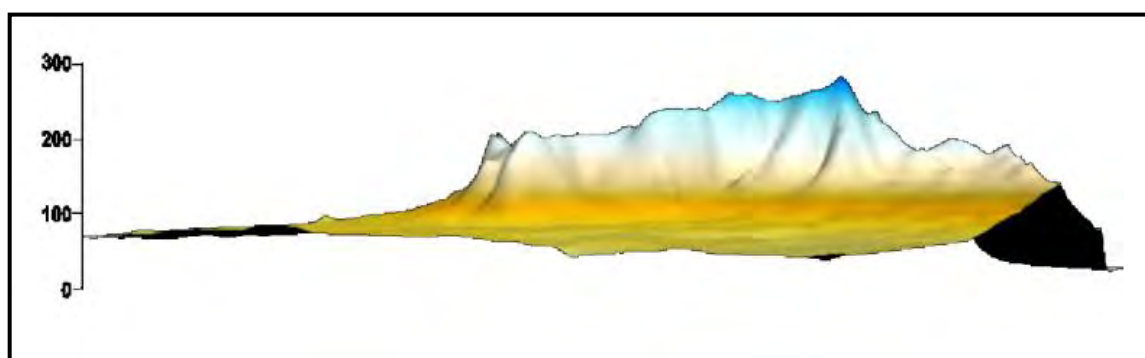


Fig. 3.3 Mapa digital del cerro Chocán, vista desde la carretera Piura-Paita²⁴

Utilizando el mapa digital del cerro Chocán y el software WindFarmer, se obtiene un nuevo mapa de contornos, pero con una **resolución de 10 metros** entre cada curva de nivel, mejorando los cálculos de la producción de energía en el emplazamiento (**Figura 3.4**).

²³ Fuente: Surfer.

²⁴ Fuente: Surfer.

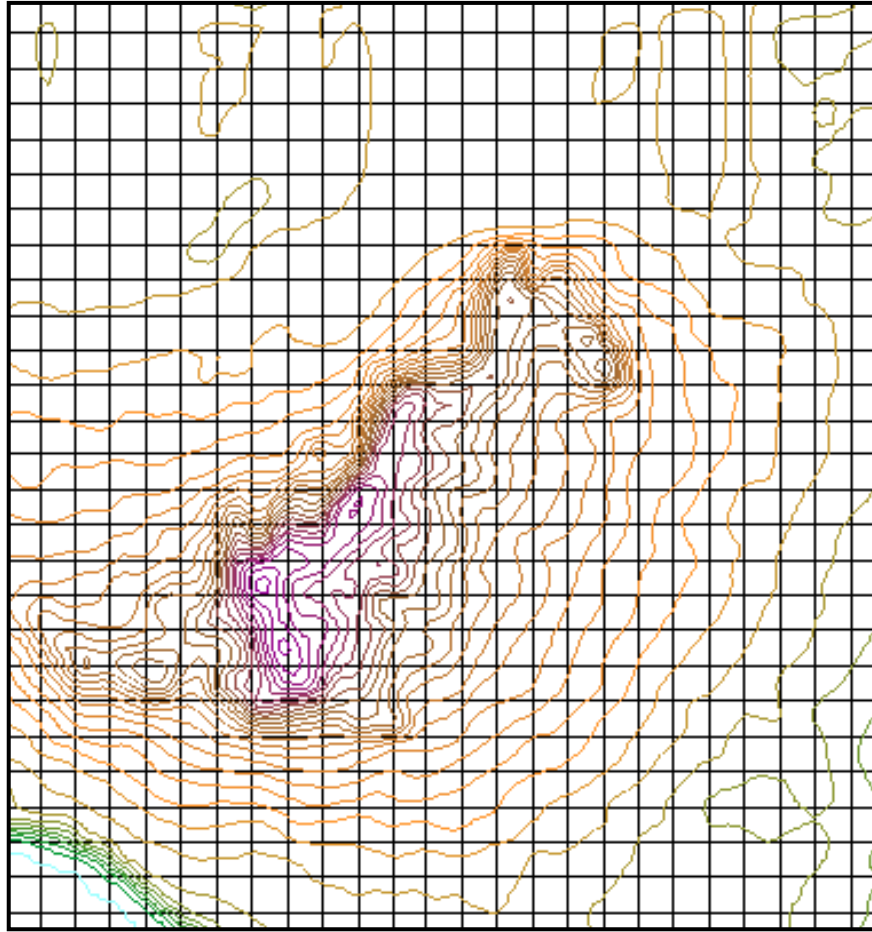


Fig. 3.4 Mapa de contornos del cerro Chocán²⁵

3.1. Rugosidad del terreno y variación de la velocidad con la altura

Para caracterizar las condiciones de un terreno, se define el parámetro z_0 , denominado “longitud de rugosidad”, como la altura respecto al nivel del suelo expresada en metros, donde la velocidad del viento es nula. En función del valor de z_0 se puede clasificar el terreno en clases de rugosidad.²⁶

La relación entre la clase de rugosidad y la longitud de rugosidad viene dada por:

$$\text{Si } z_0 \leq 0.03m \quad \text{Clase} = \frac{\ln(5000z_0)}{\ln 150} \quad (3.1)$$

$$\text{Si } z_0 > 0.03m \quad \text{Clase} = \frac{\ln\left(\frac{1000}{9}z_0\right)}{\ln\left(\frac{10}{3}\right)} \quad (3.2)$$

²⁵ Fuente: WindFarmer.

²⁶ Fuente: Villarubia, Miguel (2004). *Energía eólica*. 1º ed. España: Ediciones Ceac.

Para el cálculo de la variación de la velocidad con la altura distinguimos dos situaciones:

- Variación con la altura de la velocidad del viento medio o estacionario²⁷.
- Variación con la altura de la velocidad media del viento a largo plazo.

En el primer caso el modelo más utilizado basado en la hipótesis de una atmósfera neutra²⁸, viene dada por la expresión:

$$v = v_0 \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (3.3)$$

donde: v, v_0 son respectivamente las velocidades a las alturas z, z_0 , en [m/s] y z_0 es la rugosidad del terreno en [m].

La **Tabla 3.1** muestra la clasificación de los terrenos en función de la longitud de rugosidad. Además, se incluye el índice de energía que permite estimar la pérdida potencial de energía eólica disponible en función de las características del terreno (superficies de agua, pistas de hormigón, campos abiertos sin cercados, campos con algunas casas, etc.)

Tabla 3.1 **Tabla de clases y longitudes de rugosidades**

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (z_0)(m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno descubierto, superficie lisa.
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos),césped...
1	0.0030	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 8m situado como mínimo a 1250m.
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 500m.
2.5	0.2	31	Campo con muchas casas y arbolado de hasta 8m situado a 250m.
3	0.4	24	Pueblos, bosques y terreno.
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados

Fuente: Villarubia, Miguel (2004). **Energía eólica**. 1º ed. España: Ediciones Ceac.

²⁷ Velocidad obtenida por el promedio de medidas para un intervalo de tiempo de 10 minutos.

²⁸ Una atmósfera se denomina neutra cuando es indiferente a iniciar o inhibir los movimientos verticales del aire, debidos a la variación del gradiente de temperatura con la altura.

En el segundo caso el modelo de cálculo más usado se basa en admitir una ley exponencial de Hellmann (**Tabla 3.2**) para la variación de la velocidad con la altura según la expresión:

$$\frac{v}{v'} = \left(\frac{z}{z'} \right)^\alpha \quad (3.4)$$

donde: α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno,
 z y v son la altura sobre el suelo del anemómetro y la velocidad,
 v' es la velocidad a la altura z' .

Tabla 3.2 Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno

	Coefficiente de Hellmann (α)
Lugares llanos con hielo o hierba	0.08 – 0.12
Lugares llanos (mar, costa)	0.14
Terrenos poco accidentados	0.13 – 0.16
Zonas rústicas	0.2
Terrenos accidentados o bosques	0.2 – 0.26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0.25 – 0.4

Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

En la **Figura 3.5**, se ilustran las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

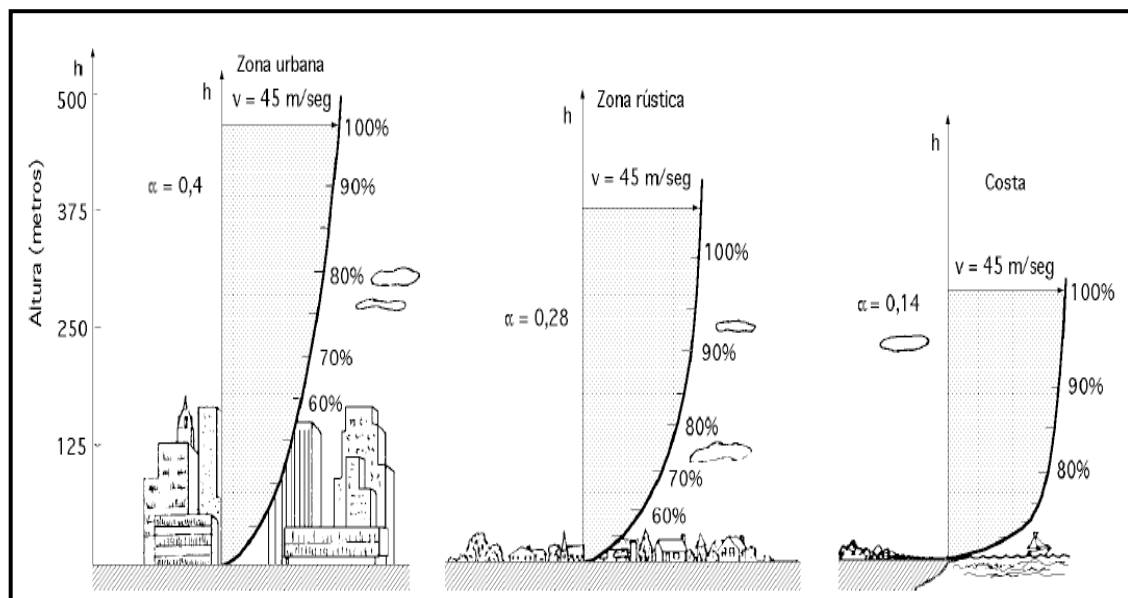


Fig. 3.5 Desarrollo de la capa límite²⁹ en distintas zonas³⁰

²⁹ La fricción del fluido (aire) sobre la superficie terrestre provoca una tensión de cizalladura proporcional al gradiente vertical de velocidades. La distribución de velocidades va desde cero en el contacto con la superficie hasta la velocidad máxima para las zonas alejadas de la superficie.

³⁰ Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993). *Energía eólica*. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

3.2. Construcción de una malla del recurso del viento

Para la crear la malla del recurso del viento a la altura del buje del aerogenerador, es necesario contar con los datos del mástil de medición de viento, mapa de contornos y área del emplazamiento.

Es importante conocer el valor de la altura a la que se miden los datos del viento, debido a que los datos de la altura en que se realiza la malla del recurso del viento son a la altura del buje del aerogenerador.

Por otra parte, como aún no se selecciona la altura del buje del aerogenerador y los datos medidos por el mástil se encuentran a 58 metros sobre el nivel del suelo, se realizaron 4 mallas del recurso del viento a cuatro alturas del buje del aerogenerador distintas (60m, 70m, 80m y 95m).

En cada una de las mallas del recurso del viento se definen los límites en X y en Y así como la resolución de la malla y el número de nodos, de la que estará compuesta (**Figura 3.6**). Mientras mayor sea el número de nodos, más refinados son los cálculos, no obstante el tiempo de cálculo es muy elevado y se requiere de un procesador potente. Es por eso que se suele trabajar con una resolución de 25 metros, y para el número de filas y columnas se ha decidido utilizar 600 y 721 respectivamente obteniéndose 432600 nodos.

	Boundary	Nodes	Structure
Minimum X:	491987.5	492000.0	Resolution: 25
Minimum Y:	9414988.0	9415000.0	Columns: 721
Maximum X:	510012.5	510000.0	Rows: 600
Maximum Y:	9429988.0	9429975.0	-> 432600 nodes

Fig. 3.6 Parámetros para la construcción de la malla³¹

En la **Figura 3.7**, se muestra la malla del recurso del viento creada para tres diferentes alturas del buje del aerogenerador.

³¹ Fuente: WAsP.

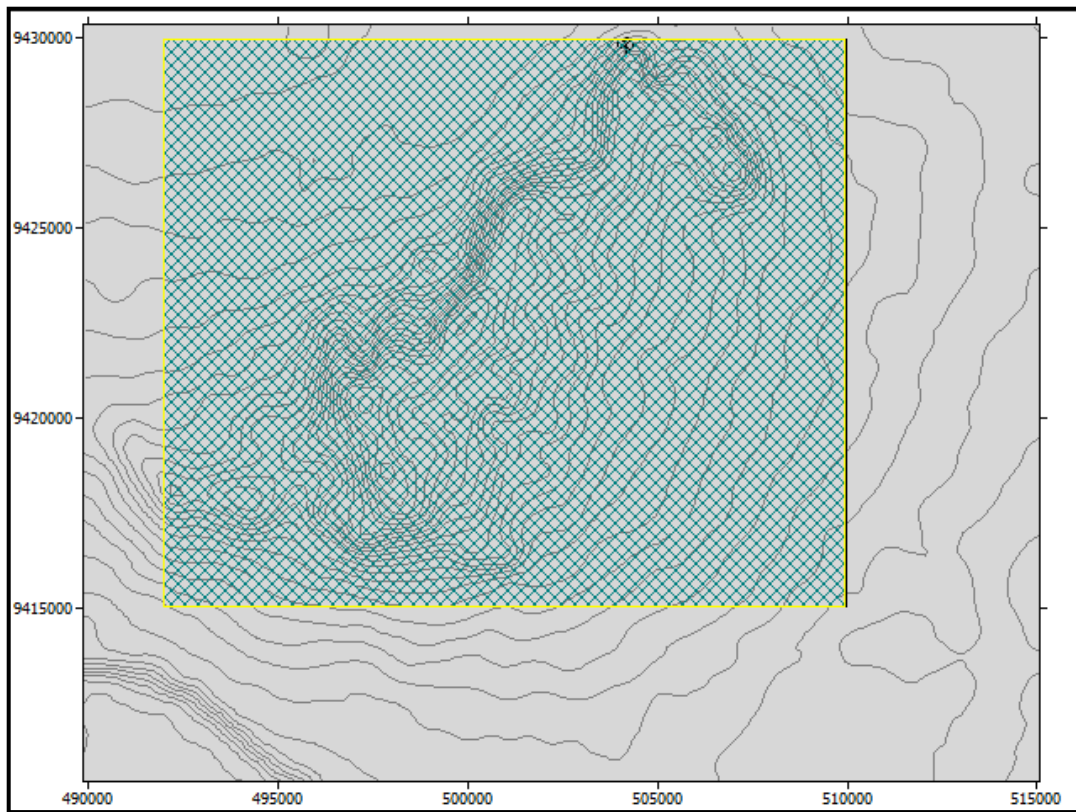


Fig. 3.7 Malla del recurso del viento³²

3.3. Construcción de un mapa del recurso del viento

Para generar el mapa del recurso de viento, **archivo *.WRG**³³, a la altura del buje del aerogenerador, se crea un proyecto de emplazamiento con del software de modelación del flujo de viento WAsP.

El modelo desarrollado y elaborado en los laboratorios RISØ, parte de las ecuaciones del movimiento de un fluido en el interior de la capa límite y tiene en cuenta, a la hora de hacer la extrapolación, características tales como el tipo del terreno (llano, suavemente ondulado, fuertemente ondulado, montañoso, etc.), la rugosidad (áreas acuáticas, setos, cultivos, bosques, etc.), los obstáculos (edificios, setos, etc.) y las variaciones de la altura del terreno (orografía). De esta forma, en la **Tabla 3.3**, se calcula un hipotético viento sin perturbar a partir del cual se efectúa el cálculo posterior de lo que el modelo denomina Atlas [15].

Mediante la elaboración de este atlas de vientos se puede:

- Extrapolar medidas a otros puntos de la región (extrapolación horizontal) o a otros niveles (extrapolación vertical), a partir de medidas de viento durante un periodo de varios años en una estación de medida.

³² Fuente: WAsP, se realizaron 4 mallas iguales pero a distinta altura.

³³ El mapa de recurso del viento tiene un formato *.WRG, wind resource grid.

- Extender esas medidas a unos valores representativos de las características eólicas del lugar a largo plazo (extrapolación temporal) a partir de medidas de viento durante un tiempo reducido.

Tabla 3.3 Atlas de vientos en el cerro Chocán

		R-class 0 (0.000 m)	R-class 1 (0.030 m)	R-class 2 (0.100 m)	R-class 3 (0.400 m)	R-class 4 (1.500 m)
Height 1 (z = 10 m)	U [m/s]	8.31	5.71	4.92	3.82	2.51
	P [W/m ²]	538	190	123	58	17
Height 2 (z = 25 m)	U [m/s]	9.00	6.80	6.05	5.02	3.80
	P [W/m ²]	677	307	219	127	56
Height 3 (z = 50 m)	U [m/s]	9.51	7.82	7.07	6.05	4.86
	P [W/m ²]	793	439	329	210	112
Height 4 (z = 100 m)	U [m/s]	9.99	9.19	8.37	7.29	6.08
	P [W/m ²]	948	682	516	344	204
Height 5 (z = 200 m)	U [m/s]	10.42	11.25	10.23	8.97	7.63
	P [W/m ²]	1148	1266	956	651	404

Fuente: WAsP.

A partir de este Atlas, el modelo efectúa el proceso inverso y se calcula el viento esperado en un emplazamiento considerando obstáculos, rugosidad y relieve.

Al comparar velocidades medias y densidades de potencia entre el mástil de medición y el atlas de viento obtenido, se deduce que la clase de rugosidad es 1 (zonas rurales sin bosques ni casas), a la cual le corresponde una longitud de rugosidad $z_0 = 0.030m$.³⁴

La nueva tabla de distribución de frecuencias a manera de rosa de vientos, haciendo uso del relieve del terreno y de la ubicación geográfica del mástil.

En la **Figura 3.8**, se visualizan los valores reales utilizados para la construcción de la rosa de viento. Los segmentos rojo y verde muestran las diferencias entre los datos obtenidos del mástil de medición (curva gris) y los datos de predicción (curva azul). Por ejemplo el sector 6 anteriormente contenía el 53.7 % de los datos medidos durante 5 años, ahora se muestra que este sector contiene el 48.6 % de los datos de las velocidades medidas tomados en el mismo tiempo, mientras que el sector 5 aumentó del 5 % al 9.1 %.

³⁴ La longitud de rugosidad es la altura sobre el nivel del suelo donde la velocidad es cero.

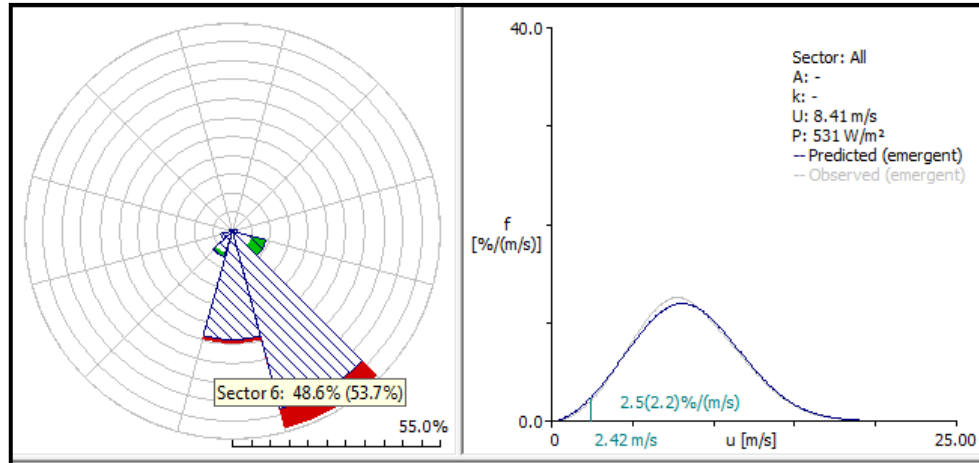


Fig. 3.8 Distribución de probabilidades de velocidades de viento³⁵

Los mapas de recurso de viento a la altura de 60 m (**Fig. 3.9**), 70 m (**Fig. 3.10**), 80 m (**Fig. 3.11**) y 95 m (**Fig. 3.12**), que para la altura del buje igual a 60 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 416 y 764 [W/m^2], para la altura del buje igual a 70 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 463 y 823 [W/m^2], para la altura del buje igual a 80 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 508 y 875 [W/m^2] y para la altura del buje igual a 95 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 570 y 945 [W/m^2].

Para determinar la ubicación y la altura del buje del aerogenerador, es necesario utilizar los mapas de recurso eólico y de esta manera obtener el máximo aprovechamiento.

De los mapas se observa que conforme aumentamos la altura del buje del aerogenerador, la densidad de potencia aumenta, esto se debe a que el perfil de velocidad se incrementa de forma exponencial³⁶, logrando así un aumento de las velocidades medias.

Para la altura del buje igual a 60 metros el rango de velocidades medias (**Fig. 3.13**) se encuentra entre 7.72 y 9.44 [m/s], para la altura del buje igual a 70 metros el rango de velocidades medias (**Fig. 3.14**) se encuentra entre 8.04 y 9.71 [m/s], para la altura del buje igual a 80 metros el rango de velocidades medias (**Fig. 3.15**) se encuentra entre 8.31 y 9.93 [m/s] y para la altura del buje igual a 95 metros el rango de velocidades medias (**Fig. 3.16**) se encuentra entre 8.66 y 10.24 [m/s].

Con la tabla de distribución de frecuencias de velocidades, con la rosa de vientos del emplazamiento y el mapa del recurso del viento, se mejora la confiabilidad de la instalación de aerogeneradores en el cerro Chocán.

³⁵ Fuente: WAsP, rosa de vientos obtenida a 58 metros de altura sobre el nivel del suelo, considerando una rugosidad 0.030m.

³⁶ Ley exponencial de Hellmann.

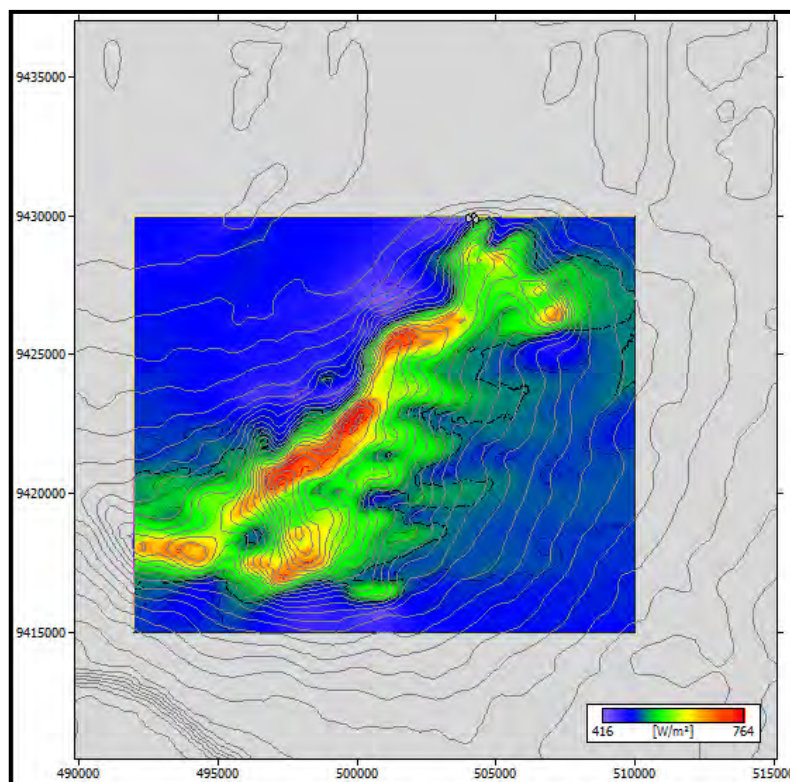


Fig. 3.9 Mapa del recurso del viento a 60 metros³⁷

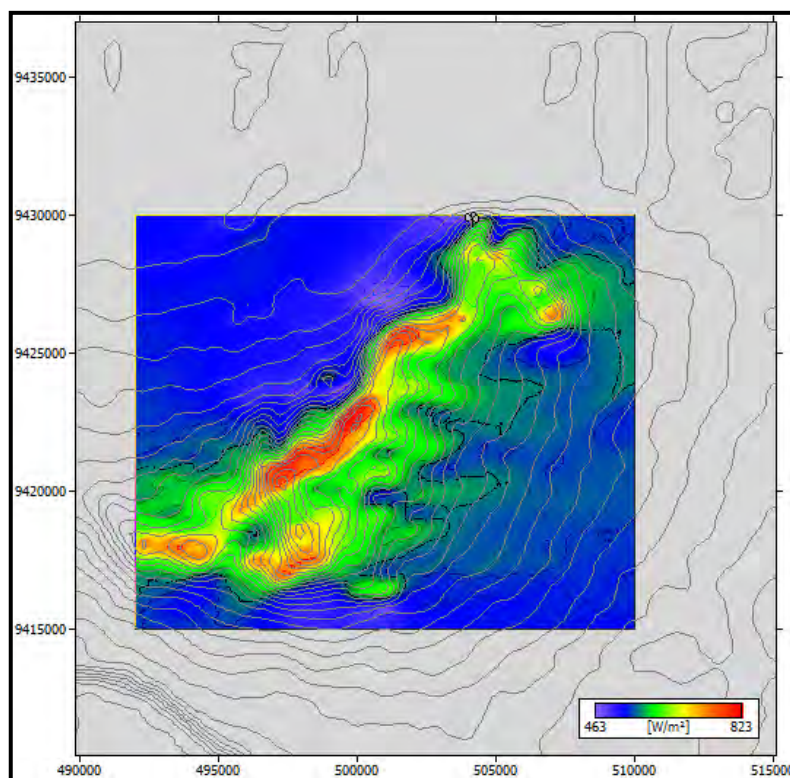


Fig. 3.10 Mapa del recurso del viento a 70 metros³⁸

³⁷ Fuente: WAsP.

³⁸ Fuente: WAsP.

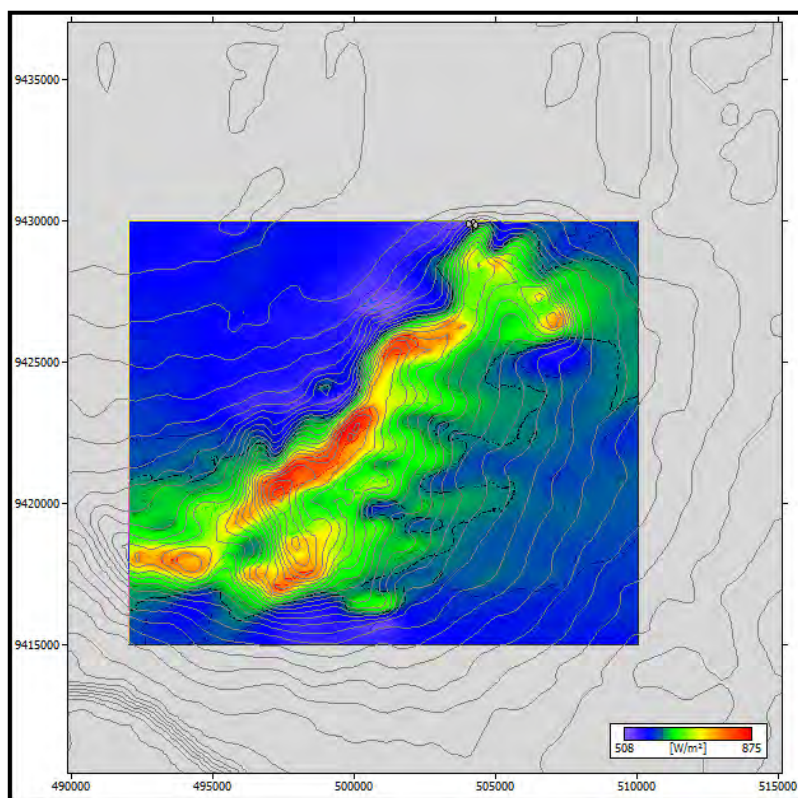


Fig. 3.11 Mapa del recurso del viento a 80 metros³⁹

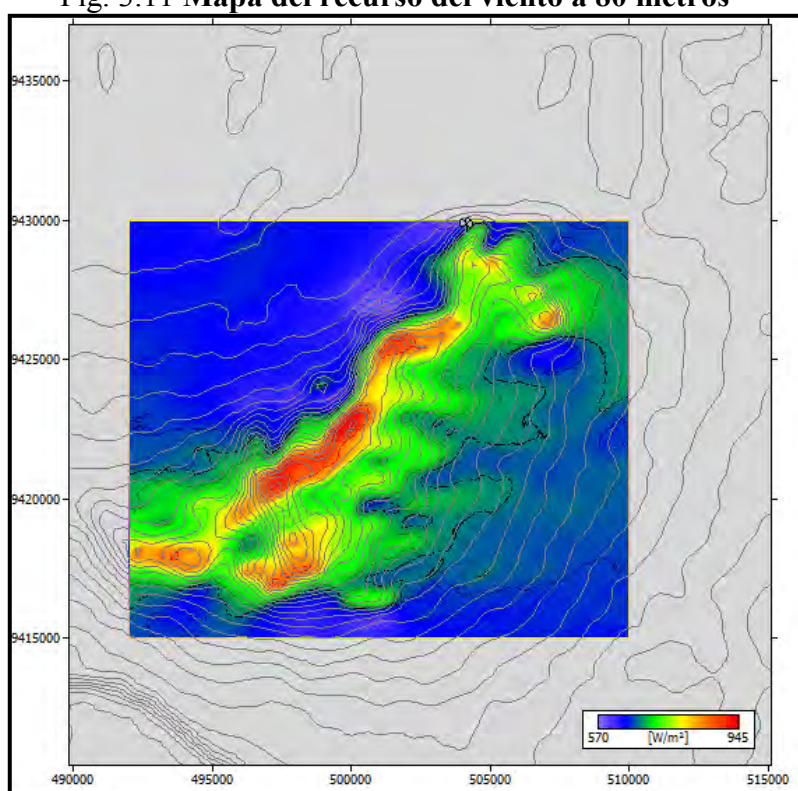


Fig. 3.12 Mapa del recurso del viento a 95 metros⁴⁰

³⁹ Fuente: WAsP.

⁴⁰ Fuente: WAsP.

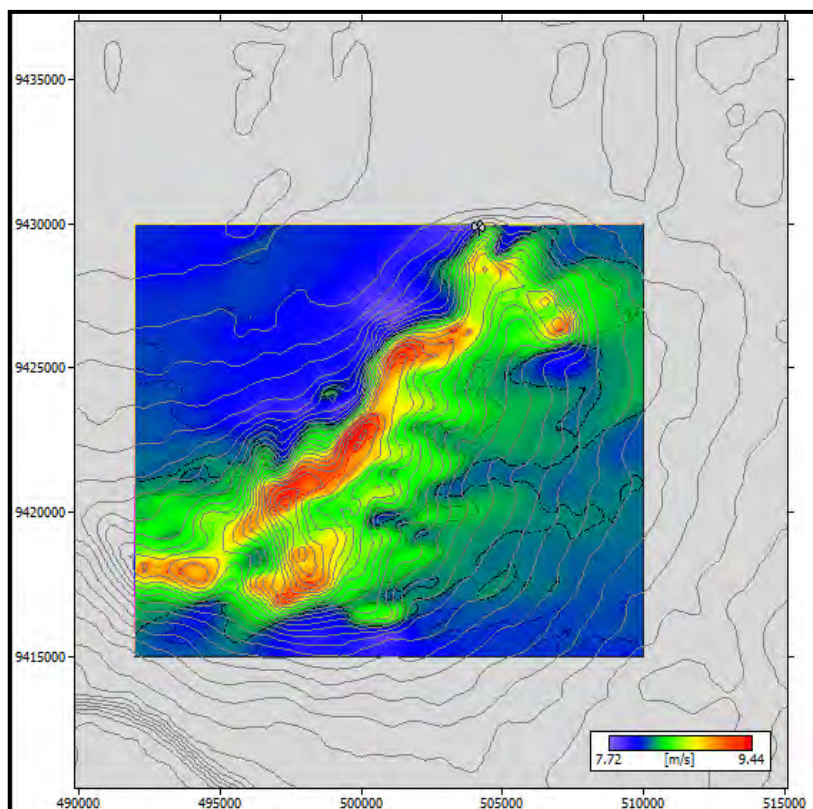


Fig. 3.13 Mapa de las velocidades medias a 60 metros⁴¹

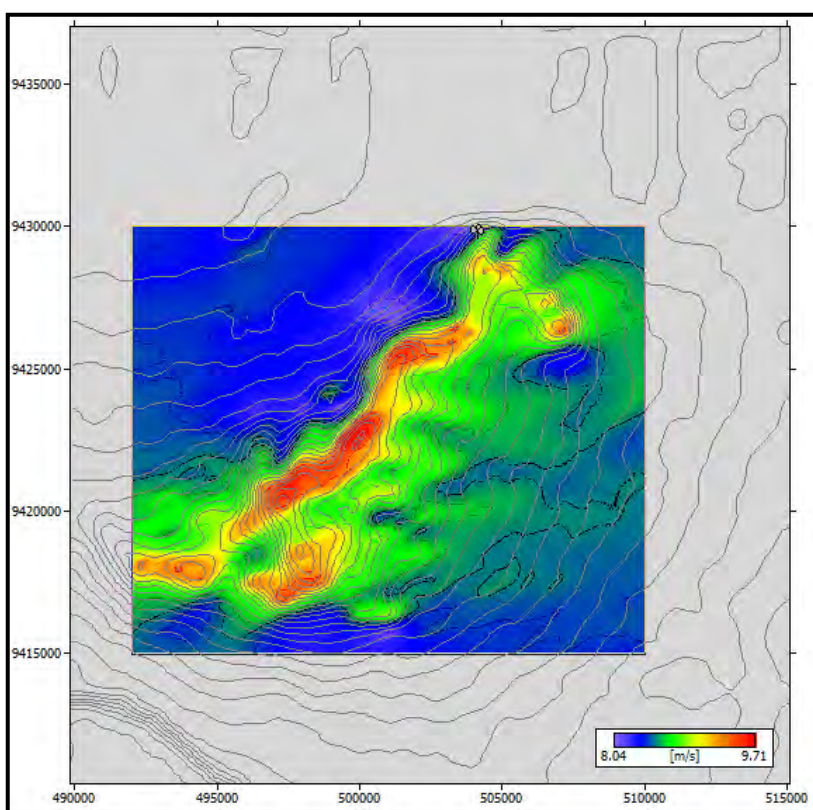


Fig. 3.14 Mapa de las velocidades medias a 70 metros⁴²

⁴¹ Fuente: WAsP.

⁴² Fuente: WAsP.

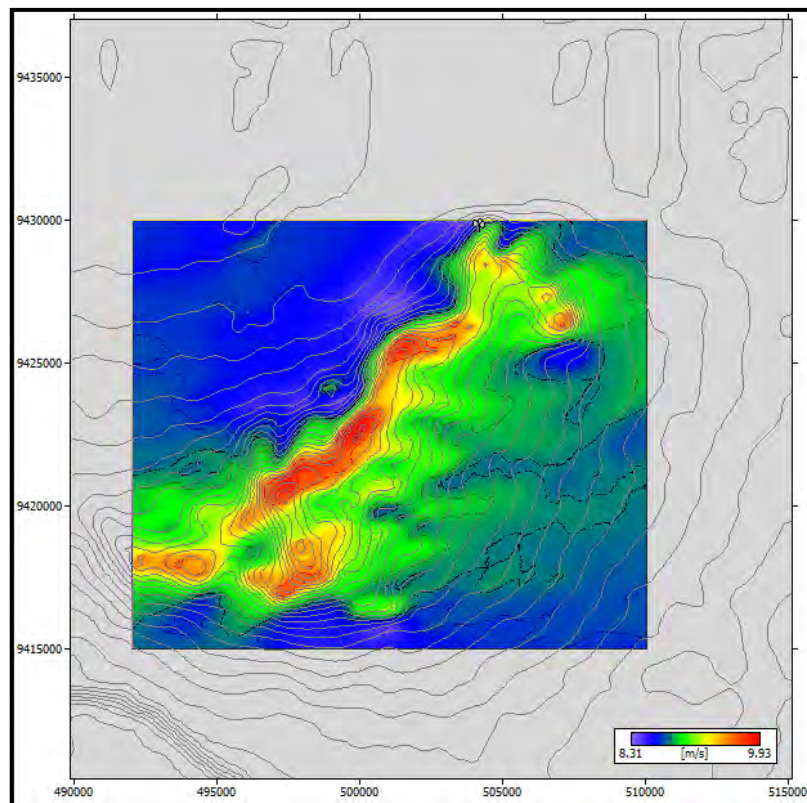


Fig. 3.15 Mapa de las velocidades medias a 80 metros⁴³

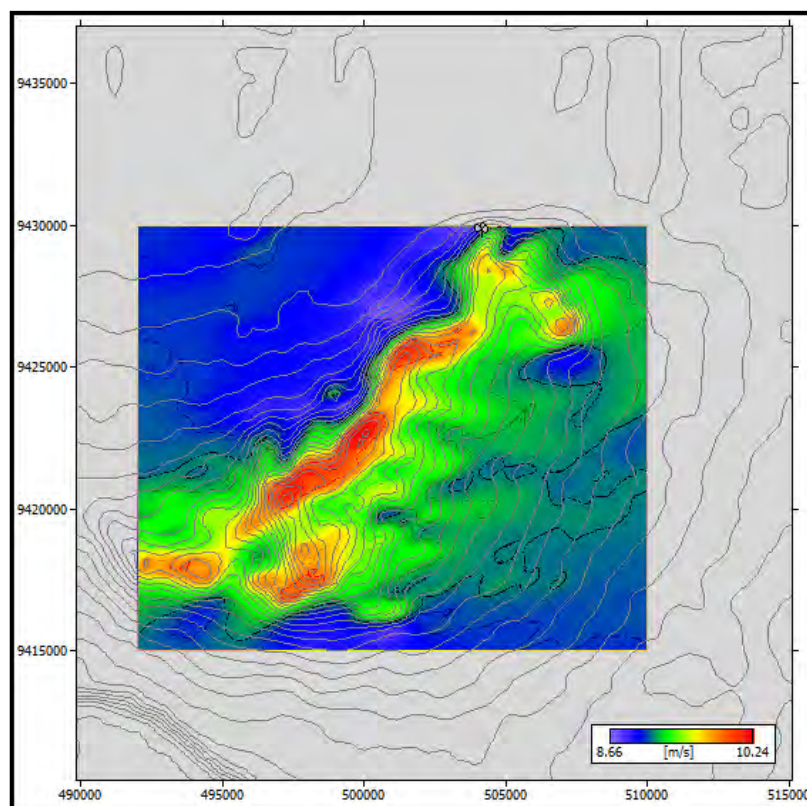


Fig. 3.16 Mapa de las velocidades medias a 95 metros⁴⁴

⁴³ Fuente: WAsP.

⁴⁴ Fuente: WAsP.

Capítulo 4

Cálculo de la energía

El cálculo de la energía combina la incidencia de las velocidades del viento en cada aerogenerador con la curva de potencia. Además, se obtiene la potencia de salida del parque eólico, aplicando los resultados de distribución de frecuencias en la energía neta esperada.

La producción de energía del parque eólico es calculada utilizando los softwares WindFarmer y WAsP. El modelo de flujo de viento permite determinar las velocidades del viento en la ubicación de cada aerogenerador mediante los parámetros direccionales de Weibull A y k, los cuales, representan la distribución de probabilidad de la velocidad y dirección del viento de cada punto en una malla⁴⁵.

WindFarmer utiliza la distribución de probabilidad de la velocidad y dirección del viento medida por el mástil en el emplazamiento, asociando estos datos con las predicciones del modelo de flujo de viento.

Para determinar los cambios en la incidencia de las velocidades del viento en cada aerogenerador debido a los efectos de otros aerogeneradores, se utiliza un modelo de estela. La exactitud de la predicción de estela, es cada vez más importante para el desarrollo de parques eólicos en donde los aerogeneradores se colocan más cerca.

4.1. Entradas al programa

Para estimar un valor de la producción de energía en un parque eólico, WindFarmer requiere de las siguientes entradas: [16]

⁴⁵ Hacer referencia a la **Sección 3.2.**

- Un archivo en formato WRG⁴⁶ con extensiones que cubran todos los lugares destinados al aerogenerador o un archivo en formato RSF⁴⁷ con resultados de la velocidad del viento en los lugares individuales del aerogenerador.
- Localización del aerogenerador con coordenadas UTM en una malla.
- Datos del rendimiento del aerogenerador, energía, empuje y velocidad característica del rotor.
- Dimensiones del aerogenerador, especificar la altura y el diámetro del buje.

El archivo WRG, generado con WASP, es una representación mallada de la distribución de la dirección y velocidad del viento en cada punto sobre el sitio. Para el cálculo del rendimiento energético, WindFarmer, utiliza los siguientes parámetros (**Tabla 4.1**).

Tabla 4.1 Parámetros usados para cálculos energéticos en WindFarmer

Cálculo de energía	Valor	Descripción
Densidad del aire en el sitio de referencia (kg/m ³)	1.225	La densidad del aire para cada aerogenerador es calculada de acuerdo a la densidad de aire en el sitio a la msnm y la curva de potencia utilizada es ajustada de acuerdo a IEC 61400-12-1.
Tasa de cambio [(kg/m ³)/km]	-0.113	La tasa de cambio describe la variación de la densidad del aire con la altura.
Destinar un cambio de dirección a un probable sector	seleccionado	Los cambios de dirección probables siguen las predicciones del modelo de flujo utilizando, si se cuenta con un archivo *.tab asociado. Se usa con cuidado.
Rugosidad de longitud en el sitio	0.03	Este parámetro puede ser usado para calcular los niveles de turbulencia a la altura del buje. Las ecuaciones son solo válidas para un terreno liso uniforme.
Velocidad máxima del viento.	70	La máxima velocidad del viento es calculada. La velocidad media del viento calculada de una distribución de Weibull requiere un valor alto.
Número de pasos de dirección	360 pasos con un *.TAB de 12 sectores	Es necesario para capturar la compleja geometría de un parque eólico. Para cálculos exactos no se usa menos de 72 pasos. El modelo de un gran parque eólico requiere 180 a 360 pasos. Para casos con uno o dos sectores de dirección dominantes de viento el uso de 60, 180 o 360 pasos por un archivo *.tab de 12 sectores; o de 90 o 360 pasos por un archivo *.tab de 18 sectores es recomendado.

Fuente: Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, **Theory manual**. Wind farm design software.

⁴⁶ WRG, Wind Resource Grid.

⁴⁷ RSF, Resource Format.

4.2. Método de asociación

Para el método de asociación es necesario ingresar los siguientes archivos al programa WindFarmer: [16]

- Un archivo WRG de un solo punto a la altura del mástil de referencia y si se usan ubicaciones discretas de aerogeneradores, archivos RSF, adicionalmente ingresar un archivo WRG a la altura del buje.
- Tabla de distribución de frecuencias de la velocidad y dirección del viento, archivo *.TAB.

En el caso que estos archivos no se ingresen, WindFarmer, utilizará la información del archivo WRG, basado en un ajuste de la distribución de Weibull de los datos medidos. Para regímenes de viento exactos, la distribución de Weibull, quizás no sea una buena representación de los climas de viento en el emplazamiento.

El uso del método de asociación permite:

- Utilizar la medida de la distribución de la velocidad y dirección del viento en lugar de la distribución de Weibull.
- Modelar la variación de la intensidad de turbulencia en el parque eólico.
- Modelar la influencia de la topografía en los aerogeneradores.

4.3. Rendimiento neto con pérdidas de estela

Para el análisis de la producción de energía del parque eólico, se presentan tres cálculos de energía para la siguientes situaciones [16].

4.3.1 Energía ideal

Todos los aerogeneradores en la ubicación del mástil de referencia experimentan el mismo régimen de viento a la altura del buje, sin pérdida alguna.

4.3.2 Energía bruta

Todos los aerogeneradores en su ubicación real, experimentan aceleración topográfica relativa al mástil, incluyendo posibles modificaciones al flujo del ambiente para grandes parques eólicos y sin tolerancia alguna por pérdidas de estela.

4.3.3 Energía neta sin pérdidas adicionales

Todos los aerogeneradores en su ubicación real, experimentan aceleración topográfica y cálculos de pérdidas de estela. La energía neta sin pérdidas adicionales es equivalente a la energía ideal multiplicada por las eficiencias siguientes:

$$Eficiencia\ topográfica = \frac{Energía\ bruta}{Energía\ ideal} \quad (4.1)$$

$$Eficiencia\ arreglo = \frac{Energía\ neta\ sin\ pérdidas\ adicionales}{Energía\ bruta} \quad (4.2)$$

Se calcula la energía neta de salida, la eficiencia topográfica y de arreglo para cada aerogenerador y para todo el parque eólico.

4.4. Rendimiento neto incluyendo pérdidas adicionales

Las pérdidas adicionales, son calculadas y son expresadas en forma de eficiencias [%]. Tales como la disponibilidad, formación de hielo y degradación de pala, mantenimiento de subestación, disponibilidad de la compañía eléctrica distribuidora y otros factores. Se incluye pérdidas debido al cierre de aerogeneradores y su impacto en el parque eólico debido a los efectos estela. [16].

4.5. Modelos de estela

Los cálculos de efecto estela emplean un apropiado sistema donde cada aerogenerador es considerado sucesivamente con el fin de incrementar el desplazamiento axial aguas abajo. El primer aerogenerador considerado no está sujeto a efectos de estela. Al incidir la velocidad del viento en el primer aerogenerador, el coeficiente de empuje y el rango de la velocidad de punta son calculados. Su estela es luego modelada, como se describe más adelante, y los parámetros que describen su estela son almacenados. Si alguno de los aerogeneradores aguas abajo cae dentro de la estela de este aerogenerador, la velocidad y turbulencia incidente en este aerogenerador puede ser determinada, solamente debido al aerogenerador aguas arriba que está siendo considerado. Existen dos modelos de estela disponibles en WindFarmer [16].

Debido a la complejidad de la dirección de la estela detrás del rotor, todos los modelos son iniciados con una longitud de estela de dos diámetros de rotor (2D). Esto es asumido para que sea la distancia donde los gradientes de presión ya no dominan el flujo. Si un aerogenerador está dentro de este límite, se restablece la distancia axial desde un valor cero a un valor de 2D.

Los parámetros de entrada a los dos modelos de estela son listados en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2 Parámetros de entrada para los cálculos de estela

Modelos	Valor	Descripción
PARK modificado		
Factor de expansión de estela (k)	0.07	Describe el rango de expansión lineal de la estela asumida. Este valor se incrementa para el caso de alta turbulencia, y disminuye para offshore.
Longitud de rugosidad de superficie (z_0)	0.03m	La ecuación 4.4 es utilizada para obtener el factor de expansión de estela de una longitud de rugosidad de superficie.
Eddy viscosity		
Máxima longitud de estela	50 D	Máxima longitud de estela para limitar los cálculos, D (Diámetros de rotor (m)). Los aerogeneradores más lejanos deben ser tratados como fuentes de rugosidad.
Máxima turbulencia admisible	20%	Los cálculos devolverán un error si el nivel de turbulencia establecido es excedido, la turbulencia es calculada como un promedio de todas las condiciones de velocidad del viento.
Recuperación de estela	0.2%	Parámetro para acelerar los cálculos de la estela. Los cálculos se detienen y asumen que la estela se recupera en un porcentaje de desviación de la velocidad del viento incidente.
Intensidad de turbulencia ambiente	10%	La intensidad de turbulencia puede ser ingresada como una función de la velocidad del viento y/o dirección.

Fuente: Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, *Theory manual*. Wind farm design software.

4.5.1 Modelo PARK modificado

El modelo PARK modificado está basado en el método presentado por Jensen y Katic.⁴⁸ Además este modelo simple está basado en un algoritmo usado en PARK [16].

4.5.1.1 Inicialización del modelo

Este modelo de dos dimensiones, utiliza el momento teórico para predecir el perfil inicial asumiendo un perfil rectangular de la velocidad del viento y la expansión lineal de la estela detrás del rotor. En la **Figura 4.1**, se ilustra el campo de estela utilizado por el modelo.

⁴⁸ Fuente: Sanderhoff P., *Park-user's guide*, RISØ, 1993.

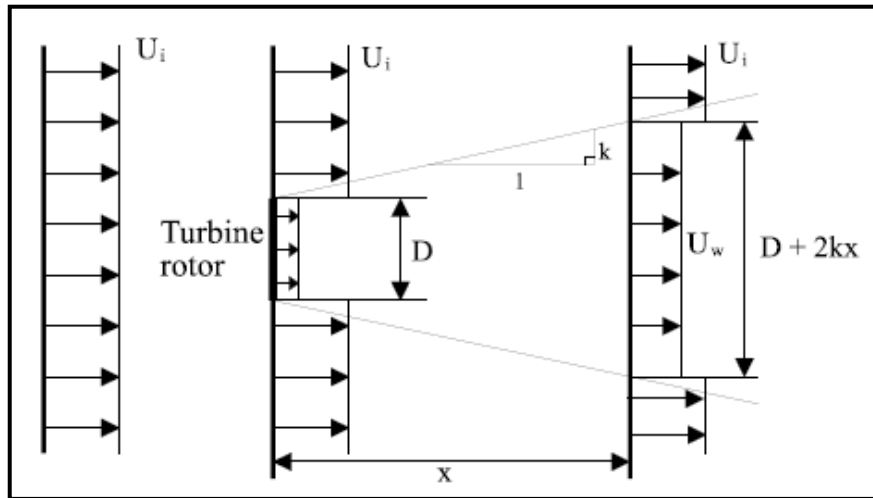


Figura 4.1 Campo de estela utilizado en el modelo PARK modificado para calcular el viento a la salida del aerogenerador⁴⁹

4.5.1.2 Desarrollo de la estela

La velocidad del viento aguas abajo U_w es calculada usando la siguiente fórmula⁵⁰:

$$U_w = U_i \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \right] \quad (4.3)$$

donde U_i es la velocidad del viento sin disturbio aguas arriba, D es el diámetro del rotor, C_t es el coeficiente de empuje y k es la constante de decaimiento que es definida por la siguiente expresión⁵¹:

$$k = \frac{A}{\ln(h/z_0)} \quad (4.4)$$

donde h es la altura respecto al nivel del suelo, z_0 es la longitud de rugosidad de la superficie y A es una constante igual a 0.5. Este valor de k establecido es el mismo para todas las direcciones del viento. Se asume que no hay una variación significativa sobre la rugosidad de superficie del sitio y sus alrededores.

4.5.1.3 Superposición de estela

Para cada aerogenerador aguas abajo de los aerogeneradores bajo consideración, se determina el desplazamiento axial asumiendo una estela de rotación simétrica. Luego se calcula el ancho de la estela y la velocidad del viento en este desplazamiento. Los aerogeneradores afectados por la estela quizás no estén totalmente dentro de la estela así que se determina el porcentaje que cubre el rotor del aerogenerador. Si el rotor total está

⁴⁹ Fuente: Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, *Theory manual*. Wind farm design software.

⁵⁰ Fuente: Jensen N., *A note on wind generator interaction*, RISØ M-2411, 1983.

⁵¹ Fuente: Katic I., Hostrup J. and Jensen N., *A simple model for cluster efficiency*, EWEC'86.

dentro de la estela, luego la velocidad del viento es establecida como U_w . Si algún rotor está fuera de la estela, la velocidad del viento en el aerogenerador es la suma de U_w y la velocidad del viento aguas arriba del aerogenerador creando la estela multiplicada por los porcentajes relativos que cubren el rotor.

Si el aerogenerador bajo consideración está dentro de la estela de otro aerogenerador, el déficit de la velocidad de la estela corrige la velocidad que incide en el rotor, velocidad de la corriente libre del viento. Esta corrección es necesaria para asegurar que a una distancia lejana aguas abajo, la velocidad del viento de la estela recuperará el valor de la corriente libre y luego incidirá en el rotor. Por lo tanto, la velocidad inicial en la línea central U_{wi} , está relacionada con la velocidad de afluencia promedio U_i y la velocidad del viento aguas arriba de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$U_w = (U_o / U_i) U_{wi} \quad (4.5)$$

Para combinar las estelas de dos aerogeneradores sobre un tercer aerogenerador, todos los efectos de estela son considerados como grandes déficit y otros pequeños efectos de estelas no son tomados en cuenta. Esta metodología, se basa en los resultados de evaluaciones y datos medidos de varios parques eólicos.

4.5.2 Modelo Eddy viscosity

El modelo de estela Eddy viscosity, es un cálculo CFD⁵², representa el desarrollo del campo de estela con déficit de velocidad utilizando una solución de diferencias finitas, ecuaciones de Navier-Stokes⁵³ en coordenadas axi-simétricas. Este modelo observa automáticamente la conservación de la masa y el momento en la estela. La viscosidad de Eddy es promediada a través de cada sección aguas abajo de la estela, está relacionada al gradiente de los esfuerzos cortantes del déficit de velocidad. El campo de estela medio, se obtiene por una superposición lineal del déficit de campos de estela y el flujo de viento incidente. Este modelo está basado en un trabajo conducido por Ainslie [16].

En la **Figura 4.2**, se ilustra el perfil de estela utilizado en el modelo Eddy viscosity. Las letras "i", "c" y "w" significan: incidente, central y ancho, respectivamente.

⁵² CFD (Computational Fluid Dynamics)

⁵³ Las ecuaciones de Navier-Stokes son un conjunto de ecuaciones en derivadas parciales no lineales que describen el movimiento de un fluido newtoniano, es decir un fluido cuya viscosidad puede considerarse constante en el tiempo y es sencillo de describir.

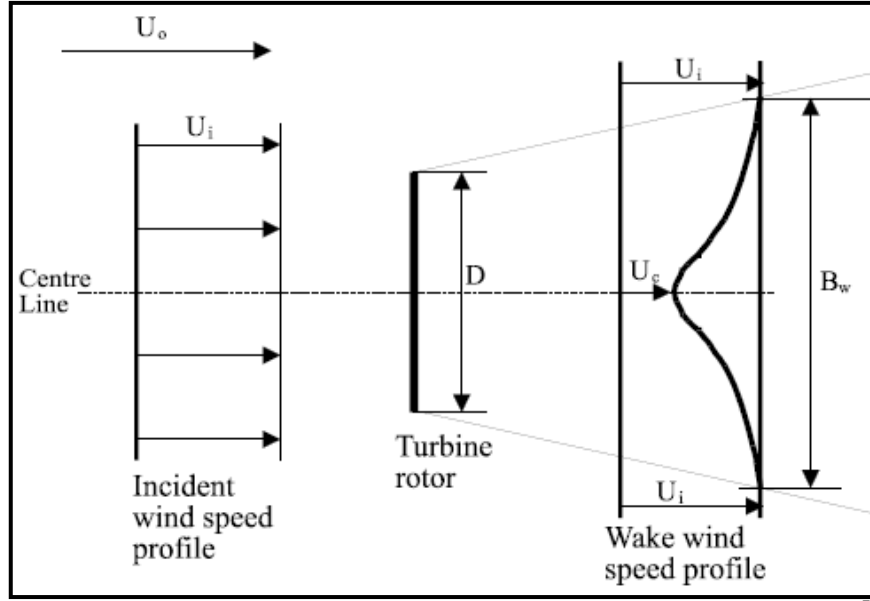


Figura 4.2 Perfil de estela utilizado en el modelo Eddy viscosity⁵⁴

4.5.2.1 Ecuaciones del modelo

De las ecuaciones de Navier-Stokes con esfuerzos de Reynolds y términos viscosos se obtuvo:⁵⁵

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = \frac{-1}{r} \frac{\partial (r \overline{uv})}{\partial r} \quad (4.6)$$

El concepto de viscosidad turbulenta es utilizado para describir los esfuerzos con una viscosidad de Eddy definida por:⁵⁶

$$\varepsilon(x) = L_m(x) \cdot U_m(x) \quad (4.7)$$

y

$$\overline{-uv} = \varepsilon \frac{\partial U}{\partial r} \quad (4.8)$$

L_m y U_m son las escalas de longitud y velocidad adecuadas de la turbulencia como una función de la distancia x pero independiente de r . La escala de longitud es tomada como proporcional al ancho de la estela B_w y la escala de velocidad es proporcional a la diferencia $(U_i - U_c)$ a través de la capa cortante.

La **ecuación 4.8** permite que los términos de esfuerzos cortantes $\overline{uv}$, se expresen en términos de la viscosidad de eddy. La ecuación diferencial que gobierna es la siguiente:

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = \frac{\varepsilon}{r} \frac{\partial (r \partial U / \partial r)}{\partial r} \quad (4.9)$$

⁵⁴ Fuente: Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, *Theory manual*. Wind farm design software.

⁵⁵ Fuente: Tennekes H. and Lumley J., *A first course in turbulence*. MIT Press, 1980.

⁵⁶ Fuente: Prandtl L., *Bemerkungen zur theorie der freien turbulenz*. ZAMM, 22(5), 1942.

El flujo del viento del ambiente, en un parque eólico debe ser considerado como turbulento. Por lo tanto, la viscosidad de Eddy en la estela no puede ser totalmente descrita solo como contribución de cortante, los términos del ambiente se incluyen. Por consiguiente, la viscosidad de Eddy global es la siguiente:⁵⁷

$$\varepsilon = FK_l B_w (U_i - U_c) + \varepsilon_{amb} \quad (4.10)$$

donde la función de filtrado F es un factor aplicado para condiciones de cercanía de estelas. Este filtro puede ser introducido para permitir la construcción de una estela mezclándola con turbulencia. La constante adimensional K_l es un valor constante sobre todo el campo de flujo y el valor por defecto es 0.015.

El término de la viscosidad de Eddy del ambiente es calculado por la siguiente ecuación propuesta por Ainslie:⁵⁸

$$\varepsilon_{amb} = F \cdot K_k^2 \cdot I_{amb} / 100 \quad (4.11)$$

K_k es la constante de Von Karman con un valor de 0.4. Como resultado de las comparaciones entre el modelo y los reportes medidos por Taylor⁵⁹, la función de filtro F se fija en la unidad.

4.5.2.2 Inicialización del modelo

El déficit de velocidad en la línea central D_{mi} se calcula al empezar el modelo de estela (dos diámetros aguas abajo) usando la ecuación empírica propuesta por Ainslie:⁶⁰

$$D_{mi} = 1 - \frac{U_c}{U_i} = C_t - 0.05 - [(16C_t - 0.5)I_{amb}] / 1000 \quad (4.12)$$

Se asume un perfil Gaussiano de la velocidad del viento y conservación del momento, una expresión para obtener el ancho de estela es:

$$B_w = \sqrt{\frac{3.56C_t}{8D_m(1 - 0.5D_m)}} \quad (4.13)$$

El ancho de la estela B_w es usado para definir como 1.89 veces la mitad del ancho del perfil Gaussiano.

Con las ecuaciones anteriores, la viscosidad de Eddy promedio a una distancia de 2D aguas abajo del aerogenerador es calculada.

⁵⁷ Fuente: Ainslie J. F., *Calculation the flowfield in the wake of wind turbines*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol 27, 1988.

⁵⁸ Fuente: Ainslie J. F., *Calculation the flowfield in the wake of wind turbines*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol 27, 1988.

⁵⁹ Fuente: Taylor G. J., *Wake measurements on the nibe wind turbines in Denmark*. National Power, ETSU WN 5020, 1990.

⁶⁰ Fuente: Ainslie J. F., *Calculation the flowfield in the wake of wind turbines*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol 27, 1988.

Sin embargo, si el aerogenerador bajo consideración está dentro de la estela de otro aerogenerador, el déficit de la velocidad de la estela corrige la velocidad que incide en el rotor, velocidad de la corriente libre del viento. Esta corrección es necesaria para asegurar que a una distancia lejana aguas abajo, la velocidad del viento de la estela recuperará el valor de la corriente libre y luego incidirá en el rotor. Por lo tanto, la velocidad inicial en la línea central D_{mi} está relacionada con la velocidad de afluencia promedio U_i y la velocidad del viento aguas arriba de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$D_m = \left(1 - \frac{U_o}{U_i}\right) + \left(\frac{U_o}{U_i}\right) D_{mi} \quad (4.14)$$

4.5.2.3 Desarrollo de la estela

Utilizando el método de Crank Nicholson⁶¹, una matriz triangular diagonal puede ser generada y resuelta en el primer nodo de la malla de la estela, obteniendo la velocidad de la línea central en el siguiente punto de la malla aguas abajo. El proceso se repite para cada nodo de la malla a su vez.

De estas soluciones, solo la velocidad central de la estela y el ancho de la estela son almacenados para cada nodo axial central para una eficiencia del programa. Una vez calculada la longitud total de la estela, se determina el efecto de la estela en los aerogeneradores aguas abajo.

Se calcula la velocidad del viento que incide en el rotor para cada aerogenerador aguas abajo que se encuentre dentro de la estela. El perfil de velocidad a través del aerogenerador que es afectado por la estela se calcula asumiendo un perfil Gaussiano basado en la velocidad de la línea central aguas abajo. Si alguna parte del rotor está fuera de la estela, la velocidad del viento para esa porción del rotor se establece como la velocidad del viento incidente en el rotor, creando la estela. El perfil de velocidad a través del rotor del aerogenerador está integrado para producir una velocidad media del viento incidente a la altura del buje del aerogenerador. Esto es asumido para representar la velocidad del viento incidente a través de todo el disco del rotor [16].

4.6. Potencia eólica disponible

La potencia eólica disponible en un área transversal y perpendicular al movimiento del flujo de viento de velocidad (Figura 4.3) $\bar{v}$ [m/s], con densidad de aire ρ [kg/m³] es calculada y expresada por unidad de área como sigue [9,10]:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \left[W/m^2 \right] \quad (4.15)$$

donde: ρ es la densidad del aire estándar, un valor de 1.225 [kg/m³],
 A es el área expuesta al viento [m²],
 $\bar{v}$ es la velocidad media del viento [m/s].

⁶¹ Fuente: Press W. H. et al, *Numerical recipes in fortran*. 2° ed. Cambridge University Press, 1992.

4.7. Potencia eólica aprovechable

La potencia eólica aprovechable es la fracción de potencia que realmente es capturada por el aerogenerador, la cual está determinada por un parámetro muy importante conocido como factor de carga (f_c) expresado en (%) [11,12].

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 f_c [W] \quad (4.16)$$

El f_c se define como la relación entre la producción anual de energía (AEP_u) y la producción teórica máxima, si el aerogenerador estuviera funcionando a su potencia nominal (P_n) durante las 8760 horas del año o en cualquier periodo de muestreo [11].

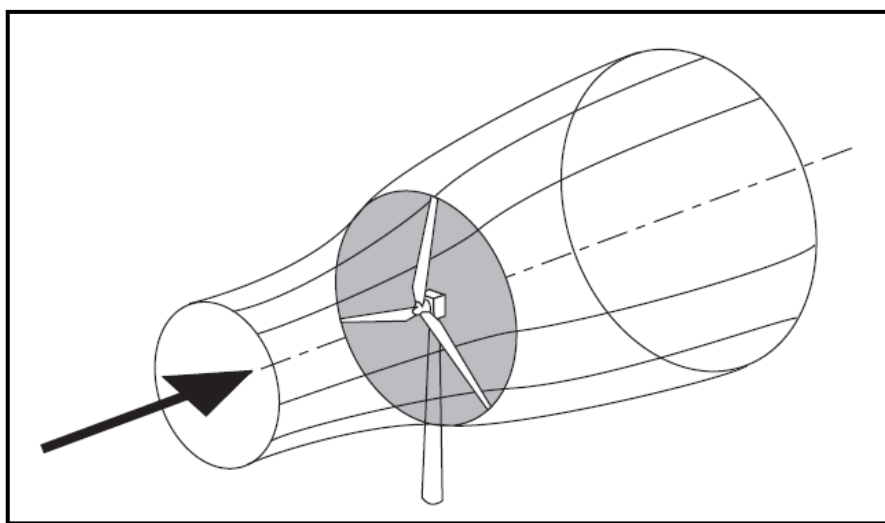


Fig. 4.3 Área A barrida por el rotor de diámetro D.⁶²

$$f_c = \frac{AEP_u}{P_n \times 8760} \times 100\% \quad (4.17)$$

El f_c máximo es 16/27 y fue determinado por Betz (1926) [13].

4.8. Cálculo de la Potencia eólica disponible

Para el cálculo de la potencia eólica disponible en el emplazamiento se utilizó la distribución de probabilidades de velocidades de viento en el mástil de medición.

4.8.1 El primer mástil de medición o torre de telefonía

Con los datos obtenidos del primer mástil de medición se calculó la tabla de distribución de frecuencias de las velocidades (TDF) para el cerro Chocán (Tabla 4.3).

⁶² Tony Burton (2001). Wind energy handbook. New York: John Wiley & Sons Limited.

Tabla 4.3 TDF de velocidades de viento (58 m)

Datos		
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase v_i (m/s)	Frecuencia relativa (%)
$0 \leq v \leq 1,5$	1	0.0038
$1,5 \leq v \leq 2,5$	2	0.0112
$2,5 \leq v \leq 3,5$	3	0.0230
$3,5 \leq v \leq 4,5$	4	0.0449
$4,5 \leq v \leq 5,5$	5	0.0801
$5,5 \leq v \leq 6,5$	6	0.1169
$6,5 \leq v \leq 7,5$	7	0.1352
$7,5 \leq v \leq 8,5$	8	0.1285
$8,5 \leq v \leq 9,5$	9	0.1137
$9,5 \leq v \leq 10,5$	10	0.0951
$10,5 \leq v \leq 11,5$	11	0.0784
$11,5 \leq v \leq 12,5$	12	0.0635
$12,5 \leq v \leq 13,5$	13	0.0445
$13,5 \leq v \leq 14,5$	14	0.0298
$14,5 \leq v \leq 15,5$	15	0.0177
$15,5 \leq v \leq 16,5$	16	0.0090
$16,5 \leq v \leq 17,5$	17	0.0030
$17,5 \leq v \leq 18,5$	18	0.0013
$19,5 \leq v \leq 20,5$	19	0.0004
$20,5 \leq v \leq 21,5$	20	0.0002
Total		1

El potencial eólico disponible en el cerro Chocán se calculó en la **Tabla 4.4** y representa la potencia media eólica por unidad de superficie para un determinado periodo de tiempo (1 año), supuesta una densidad del aire constante ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$). Con los datos del primer mástil se obtuvo que la Potencia eólica disponible es de $518 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

Tabla 4.4 Cálculos de la potencia eólica disponible (58 m)

Cálculos				
Frecuencia relativa	Potencia eólica disponible (W/m ²)			Frecuencia
(%)	$(P_d/A)=(1/2)\rho v^3$	$(P_d/A)f_i$	Frecuencia relativa	n_i (horas)
0.0038	0.613	0.002	0.000	33
0.0112	4.900	0.055	0.000	98
0.0230	16.538	0.380	0.001	201
0.0449	39.200	1.760	0.003	393
0.0801	76.563	6.131	0.012	702
0.1169	132.300	15.463	0.030	1024
0.1352	210.088	28.398	0.055	1184
0.1285	313.600	40.290	0.078	1125
0.1137	446.513	50.758	0.098	996
0.0951	612.500	58.237	0.112	833
0.0784	815.238	63.902	0.123	687
0.0635	1058.400	67.195	0.130	556
0.0445	1345.663	59.870	0.116	390
0.0298	1680.700	50.075	0.097	261
0.0177	2067.188	36.582	0.071	155
0.0090	2508.800	22.575	0.044	79
0.0030	3009.213	9.026	0.017	26
0.0013	3572.100	4.643	0.009	11
0.0004	4201.138	1.680	0.003	4
0.0002	4900.000	0.980	0.002	2
1		518	1	8760

Resultados		
Densidad media de potencia eólica disponible:	$\langle P_d \rangle / A =$	518 W/m ²
Densidad de energía disponible anual:	$E_d / A =$	4.54 MWh/m ²

De la gráfica de frecuencias relativas acumuladas (**Figura 4.4**) se deduce la fracción de días del periodo considerado en los que la velocidad media del viento es **menor o igual** a un valor de la velocidad (por ejemplo, se presentan un 3.8 % de los días, 14 días de los 365 considerados, en los que la velocidad media diaria será menor o igual a 4 m/s).

De la curva de duración de velocidad (**Figura 4.5**) se deduce el número de días para los que la velocidad será mayor a un cierto valor (por ejemplo, tendremos 214 días cuya velocidad será mayor que 8 m/s).

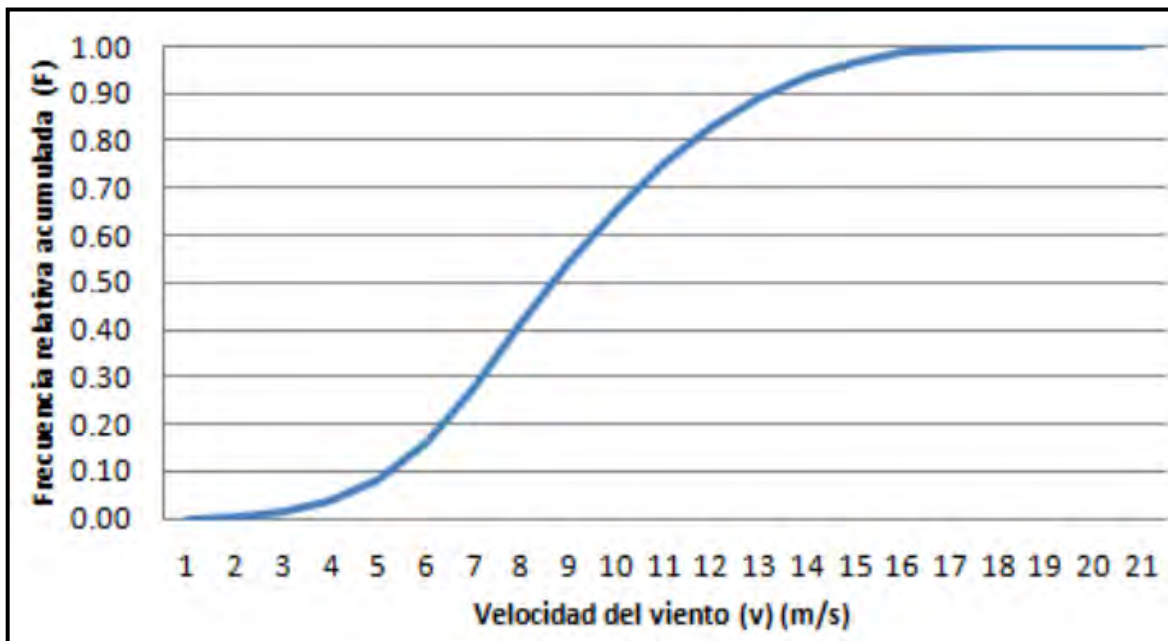


Fig. 4.4 Frecuencias relativas acumuladas “menor o igual que”⁶³

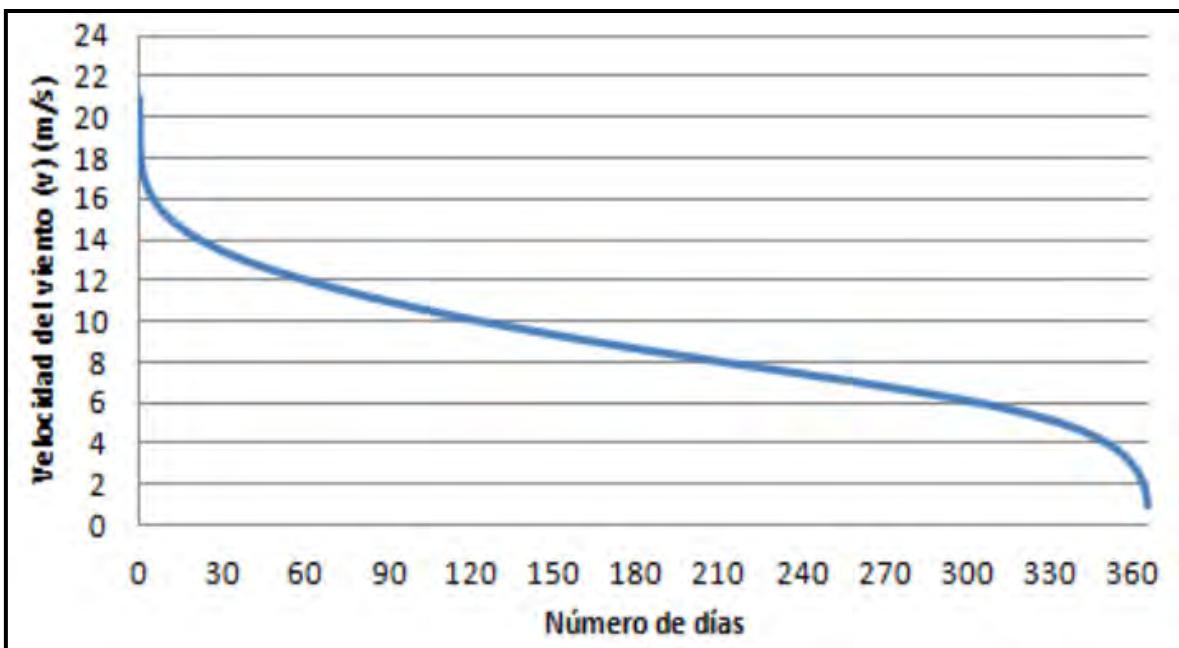


Fig. 4.5 Curva de duración de la velocidad “mayor que”⁶⁴

⁶³ Fuente propia.

⁶⁴ Fuente propia.

4.8.2 El segundo mástil de medición o torre tubular

Con los datos obtenidos del segundo mástil de medición se calculó la tabla de distribución de frecuencias de velocidades (TDF) para el cerro Chocán (**Tabla 4.5**).

Tabla 4.5 TDF de velocidades de viento (60 m)

Datos		
Intervalo de la clase	Centro de la clase	Frecuencia relativa
(m/s)	v_i (m/s)	(%)
$0 \leq v \leq 1,5$	1	0.0037
$1,5 \leq v \leq 2,5$	2	0.0063
$2,5 \leq v \leq 3,5$	3	0.0162
$3,5 \leq v \leq 4,5$	4	0.0344
$4,5 \leq v \leq 5,5$	5	0.0750
$5,5 \leq v \leq 6,5$	6	0.1392
$6,5 \leq v \leq 7,5$	7	0.1855
$7,5 \leq v \leq 8,5$	8	0.1857
$8,5 \leq v \leq 9,5$	9	0.1459
$9,5 \leq v \leq 10,5$	10	0.1022
$10,5 \leq v \leq 11,5$	11	0.0640
$11,5 \leq v \leq 12,5$	12	0.0289
$12,5 \leq v \leq 13,5$	13	0.0099
$13,5 \leq v \leq 14,5$	14	0.0028
$14,5 \leq v \leq 15,5$	15	0.0004
$15,5 \leq v \leq 16,5$	16	0.0001
Total		1

El potencial eólico disponible en el cerro Chocán se calculó en la **Tabla 4.6** y representa la potencia media eólica por unidad de superficie para un determinado periodo de tiempo (1 año), supuesta una densidad del aire constante ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$). Con los datos del segundo mástil se obtuvo que la Potencia eólica disponible es de $353 \text{ [W/m}^2\text{]}$.

De la gráfica de frecuencias relativas acumuladas (**Figura 4.6**) se deduce la fracción de días del periodo considerado para que la velocidad media del viento es menor o igual a un valor de la velocidad (por ejemplo, se presentan un 2.6% de los días, 9 días de los 365 considerados, en los que la velocidad media diaria será menor o igual a 4 m/s).

De la curva de duración de velocidad (**Figura 4.7**) se deduce el número de días para los que la velocidad será mayor a un cierto valor (por ejemplo, tendremos 197 días cuya velocidad será mayor que 8 m/s).

Tabla 4.6 Cálculos de la potencia eólica disponible (60 m)

Cálculos				
Frecuencia relativa	Potencia eólica disponible (W/m ²)			Frecuencia
(%)	$(P_d/A)=(1/2)\rho v^3$	$(P_d/A)f_i$	Frecuencia relativa	n _i (horas)
0.0037	0.613	0.002	0.000	32
0.0063	4.900	0.031	0.000	55
0.0162	16.538	0.268	0.001	142
0.0344	39.200	1.348	0.004	301
0.0750	76.563	5.741	0.016	657
0.1392	132.300	18.412	0.052	1219
0.1855	210.088	38.963	0.111	1625
0.1857	313.600	58.224	0.165	1626
0.1459	446.513	65.133	0.185	1278
0.1022	612.500	62.585	0.178	895
0.0640	815.238	52.165	0.148	561
0.0289	1058.400	30.582	0.087	253
0.0099	1345.663	13.319	0.038	87
0.0028	1680.700	4.705	0.013	25
0.0004	2067.188	0.827	0.002	4
0.0001	2508.800	0.251	0.001	1
1		353	1	8760

Resultados		
Densidad media de potencia eólica disponible:	$\langle P_d \rangle / A =$	353 W/m ²
Densidad de energía disponible anual:	$E_d / A =$	3.09 MWh/m ²

Los valores promedio durante 10 minutos de la velocidad y dirección instantáneas constituyen series de gran detalle y para un año representan $6 \times 8760 = 52560$ valores para cada magnitud (velocidad y dirección).⁶⁵

Es importante resaltar que mientras mayor número de años sean tomados en cuenta para el cálculo del potencial eólico disponible en un emplazamiento, los resultados serán mucho más confiables.

⁶⁵ Villarubia, Miguel (2004). *Energía eólica*. 1º ed. España: Ediciones Ceac.

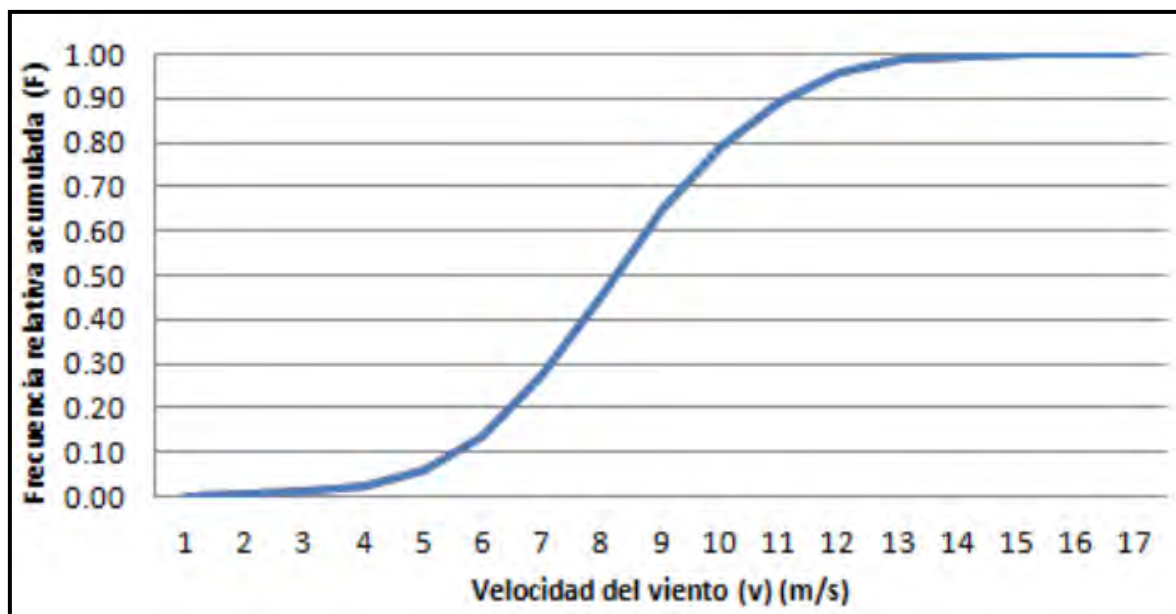


Fig. 4.6 Frecuencias relativas acumuladas “menor o igual que”⁶⁶

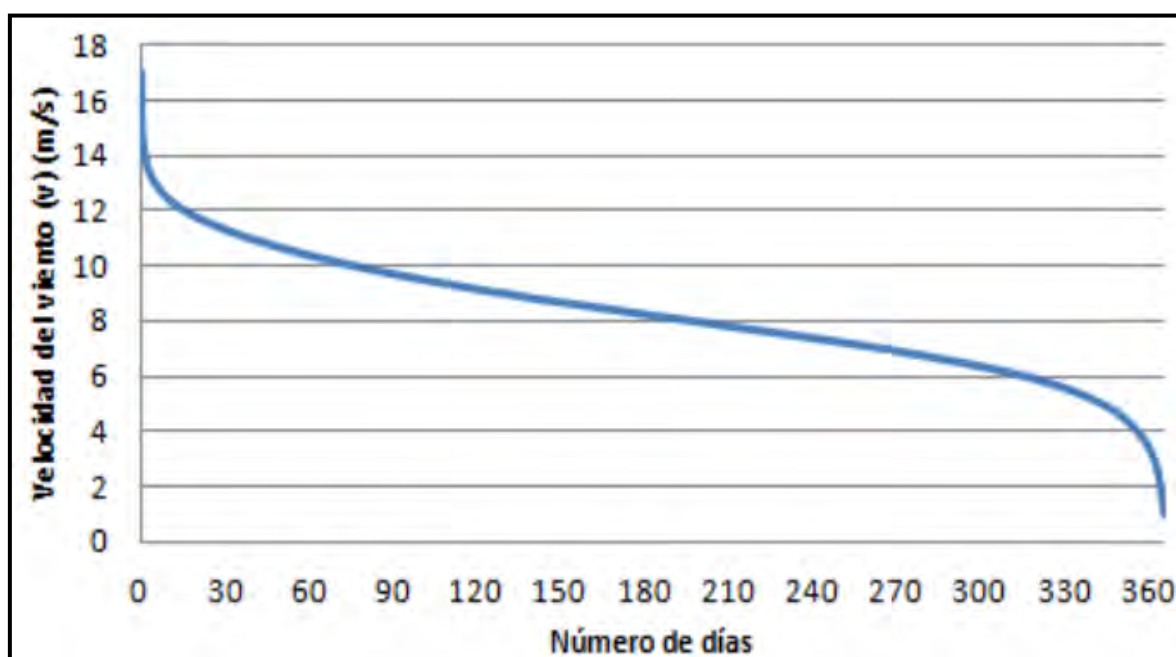


Fig. 4.7 Curva de duración de la velocidad “mayor que”⁶⁷

Los datos obtenidos del primer mástil de medición ($5 \times 6 \times 8760 = 262800$) son mucho más confiables que el segundo mástil ($3 \times 6 \times 8760 = 157680$), debido a la mayor cantidad de datos con los que se cuenta.

Además, hay un aumento en la media de las velocidades medias del viento (7.76 a 8.44 m/s) y un aumento de la desviación estándar (2.17 a 3.05 m/s). También aumentó el límite

⁶⁶ Fuente propia.

⁶⁷ Fuente propia.

superior del rango de velocidades a 11 m/s y el rango mínimo de velocidades a 5 m/s, es importante resaltar que la velocidad de arranque de la mayoría de aerogeneradores es de 4 m/s.

4.9. Cálculo del factor de carga

En la **Tabla 4.7** se muestra una escala de valoración, elaborada sobre la base de la experiencia del comportamiento de aerogeneradores que actualmente se encuentran en operación.

Tabla 4.7 Comportamiento de un aerogenerador en función del factor de carga

Factor de carga	Valoración	Factor de carga	Valoración
>0.50	Extraordinario	0.25-0.30	Bueno
0.40-0.50	Excelente	0.20-0.25	Aceptable
0.30-0.40	Muy bueno	<0.20	Insuficiente

Fuente: Villarubia, Miguel (2004). *Energía eólica*. 1º ed. España: Ediciones Ceac.

4.9.1 El primer mástil de medición o torre de telefonía

Con los datos medidos a la altura de buje de 58 m se calcularon los factores de carga para los aerogeneradores de 1.8MW, 2MW y 3MW utilizando la tabla de distribución de frecuencias de velocidades de viento anual.

Tabla 4.8 Cálculo del factor de carga para cada aerogenerador

Curva de potencias			Potencia aprovechada		
Potencia de aerogenerador de V90-1,8MW (MW)	Potencia de aerogenerador de V90-2MW (MW)	Potencia de aerogenerador de V90-3MW (MW)	Potencia V90-1,8MW (MWh)	Potencia V90-2MW (MWh)	Potencia V90-3MW (MWh)
0.000	0.000	0.000	0	0	0
0.000	0.000	0.000	0	0	0
0.000	0.000	0.000	0	0	0
0.091	0.091	0.077	36	36	30
0.200	0.200	0.190	140	140	133
0.362	0.362	0.353	371	371	361
0.588	0.588	0.581	696	696	688
0.889	0.889	0.886	1001	1001	997
1.255	1.256	1.273	1250	1251	1268
1.604	1.637	1.710	1336	1363	1424
1.769	1.904	2.145	1215	1307	1473
1.798	1.988	2.544	1000	1106	1415
1.815	1.999	2.837	707	779	1106
1.815	2.000	2.965	474	522	774
1.815	2.000	2.995	281	310	464
1.815	2.000	3.000	143	158	236
1.815	2.000	3.000	48	53	79
1.815	2.000	3.000	21	23	34
1.815	2.000	3.000	6	7	11
1.815	2.000	3.000	3	4	5
			8727	9125	10499
Factor carga			0.55	0.52	0.40

4.9.2 El segundo mástil de medición o torre tubular

Con los datos medidos a la altura de buje de 60 m se procedió a calcular los factores de carga para los aerogeneradores de 1.8MW, 2MW y 3MW utilizando la tabla de distribución de frecuencias de velocidades de viento anual.

Tabla 4.9 Cálculo del factor de carga para cada aerogenerador

Curva de potencias			Potencia aprovechada		
Potencia de aerogenerador de V90-1,8MW (MW)	Potencia de aerogenerador de V90-2MW (MW)	Potencia de aerogenerador de V90-3MW (MW)	Potencia V90-1,8MW (MWh)	Potencia V90-2MW (MWh)	Potencia V90-3MW (MWh)
0.000	0.000	0.000	0	0	0
0.000	0.000	0.000	0	0	0
0.000	0.000	0.000	0	0	0
0.091	0.091	0.077	27	27	23
0.200	0.200	0.190	131	131	125
0.362	0.362	0.353	441	441	430
0.588	0.588	0.581	955	955	944
0.889	0.889	0.886	1446	1446	1441
1.255	1.256	1.273	1604	1605	1627
1.604	1.637	1.710	1436	1465	1531
1.769	1.904	2.145	992	1067	1202
1.798	1.988	2.544	455	503	644
1.815	1.999	2.837	157	173	246
1.815	2.000	2.965	45	49	73
1.815	2.000	2.995	6	7	10
1.815	2.000	3.000	2	2	3
			7697	7873	8299
Factor carga			0.49	0.45	0.32

Debido a la mayor cantidad de datos con los que cuenta el primer mástil el factor de carga o factor de aprovechamiento del viento es mayor. Además, el primer mástil presenta un registro de valores de velocidad hasta los 20 m/s.

Al probar los aerogeneradores a 80 m de altura, haciendo uso del software de modelación del flujo de viento WAsP se obtienen los siguientes factores de carga:

- Para el aerogenerador V90 – 1.8 MW → 0.63
- Para el aerogenerador V90 – 2.0 MW → 0.60
- Para el aerogenerador V90 – 3.0 MW → 0.48

Al probar los aerogeneradores a 95 m de altura, haciendo uso del software de modelación del flujo de viento WAsP se obtienen los siguientes factores de carga:

- Para el aerogenerador V90 – 1.8 MW → 0.65
- Para el aerogenerador V90 – 2.0 MW → 0.63
- Para el aerogenerador V90 – 3.0 MW → 0.51

Como se esperaba, al aumentar la altura crece la velocidad media del viento, la cual es directamente proporcional al factor de carga, haciendo que este aumente.

4.10. Selección de aerogeneradores

Para la selección del aerogenerador, se tiene en cuenta factores como la densidad de potencia producida, la velocidad media del viento a la altura del buje, clase de viento en el emplazamiento y el factor de carga del aerogenerador.

4.10.1 Clases de viento de los aerogeneradores

Las clases de aerogenerador están principalmente definidas por la velocidad del viento media anual (medida a la altura del buje), la velocidad de las ráfagas extremas que podrían ocurrir una vez cada 50 años y la cantidad de turbulencia que hay en el emplazamiento.

Por otra parte, las tres clases de viento para los aerogeneradores (Tabla 3), están definidas por un estándar de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) 61400 y corresponden a viento alto, medio y bajo [16].

Tabla 4.10 Clases de viento para aerogeneradores en condiciones de viento estándar

Clases de vientos de los aerogeneradores	IEC I viento alto	IEC II viento medio	IEC III viento bajo
Velocidad anual promedio	10m/s	8.5m/s	7.5m/s
Velocidad de ráfagas extremas que ocurren una vez cada 50 años	70m/s	59.5m/s	52.5m/s
Clases de turbulencia	A 18%	A 18%	A 18%
	B 16%	B 16%	B 16%

Fuente: Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, *Theory manual*. Wind farm design software.

Con la **Tabla 3.3** se determinó que la velocidad media del viento en el emplazamiento se encuentra entre 8 y 9 m/s a la altura de 80 y 95 m, con lo cual se concluye que la clase de viento para el aerogenerador en el emplazamiento es IEC II.

En resumen, **el V90-1.8 MW es ideal para emplazamientos IEC II**, mientras que el V90-2.0 MW es más adecuado para los emplazamientos IEC III y el V90-3.0 MW tiene mejor funcionamiento para los emplazamientos IEC I.

4.10.2 Características del aerogenerador seleccionado

El aerogenerador Vestas **V90-1.8 MW (Figura 4.8)** se diseñó para sacar el máximo partido de los emplazamientos con vientos medios, **IEC II**. Es importante resaltar que este tipo de aerogeneradores alcanzan **1.815 MW de potencia nominal a 60 Hz**.

Datos:**Datos de funcionamiento**

Potencia nominal:	IEC II A – 60 Hz: 1.815 MW
Velocidad de arranque:	4 m/s
Velocidad nominal:	13 m/s
Velocidad de desconexión o parada:	25 m/s
Clases de viento:	IEC IIA
Temperatura de funcionamiento:	rango estándar entre -20°C y 40°C, opción de baja temperatura de -30°C a 40°

Rotor

Diámetro de rotor:	90 m
Área barrida:	6,362 m ²
Velocidad nominal de giro:	14.5 rpm
Rango de velocidades de giro:	9.3 - 16.6 rpm
Freno de aire:	Hoja completa con flecos de tres cilindros pitch

Eléctrico

Frecuencia:	50 Hz/60 Hz
Tipo de generador:	4-polos asíncrono (50 Hz)/6-polos asíncrono (60 Hz), con velocidad variable.

Caja de cambios

Tres etapas planetarias / helicoidales

Regulación de potencia

"Regulación pitch", control (rotor con velocidad variable)

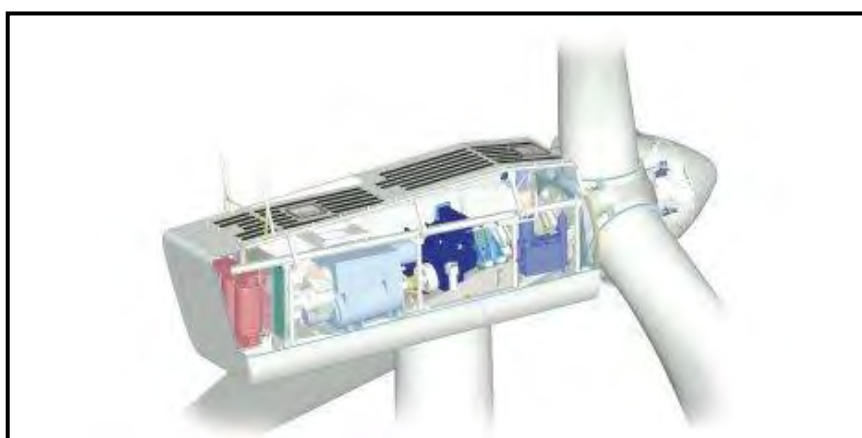


Fig. 4.8 Aerogenerador Vestas 90 - 1.8 MW⁶⁸

⁶⁸ Fuente: <http://www.vestas.com/>

La **curva de potencia seleccionada** es de un aerogenerador con regulación activa ("pitch regulation"), regulación frecuente en aerogeneradores de gran potencia. Se caracteriza porque se mantiene sensiblemente constante en todo el rango de velocidades comprendido entre la velocidad nominal y la de desconexión.

En la **Figura 4.9**, se ilustra la curva de potencia del aerogenerador de eje horizontal (tripala) de potencia nominal 1.8 MW (velocidad de arranque 4 m/s, velocidad nominal 13 m/s y velocidad de parada 25 m/s).



Fig. 4.9 Curva de potencia del aerogenerador seleccionado

En la **Figura 4.10**, se ilustra el coeficiente de potencia del aerogenerador V90-1.8 MW, el máximo valor del coeficiente de potencia es de 0.45, es decir que como máximo el rotor aprovecha sólo el 45% de la potencia disponible en el aire, y esto ocurre en el rango de velocidades medias de viento entre 6 y 9 m/s.



Fig. 4.10 Coeficiente de potencia del aerogenerador seleccionado

En la **Figura 4.11** se ilustra el coeficiente de empuje del aerogenerador V90-1.8 MW, se observa que el máximo valor del coeficiente de empuje es de 0.85 en el arranque a 4m/s y luego se mantiene casi constante en 0.8 en el rango de velocidades medias de viento entre 5 y 9 m/s, es decir que la fuerza de empuje es mayor a estas velocidades, con lo cual la potencia en el rotor también es mayor.

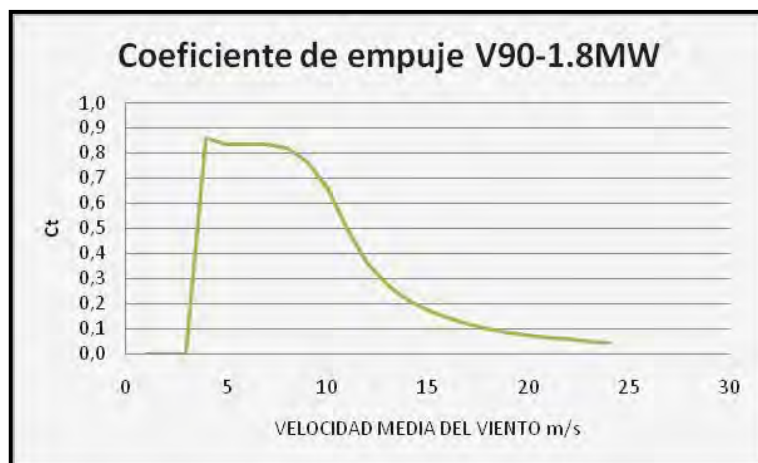


Fig. 4.11 Coeficiente de empuje del aerogenerador seleccionado

4.11. Terreno ocupado por los aerogeneradores

El área que será utilizada para el parque eólico es de 2200 ha, se ocupará las zonas en donde el potencial eólico es mayor, donde se ubicarán las torres de las turbinas, caminos de acceso a las torres, y la subestación eléctrica.

En la **Figura 4.12** y en **Tabla 4.10** se visualizan las coordenadas UTM del polígono que encierra a los aerogeneradores.

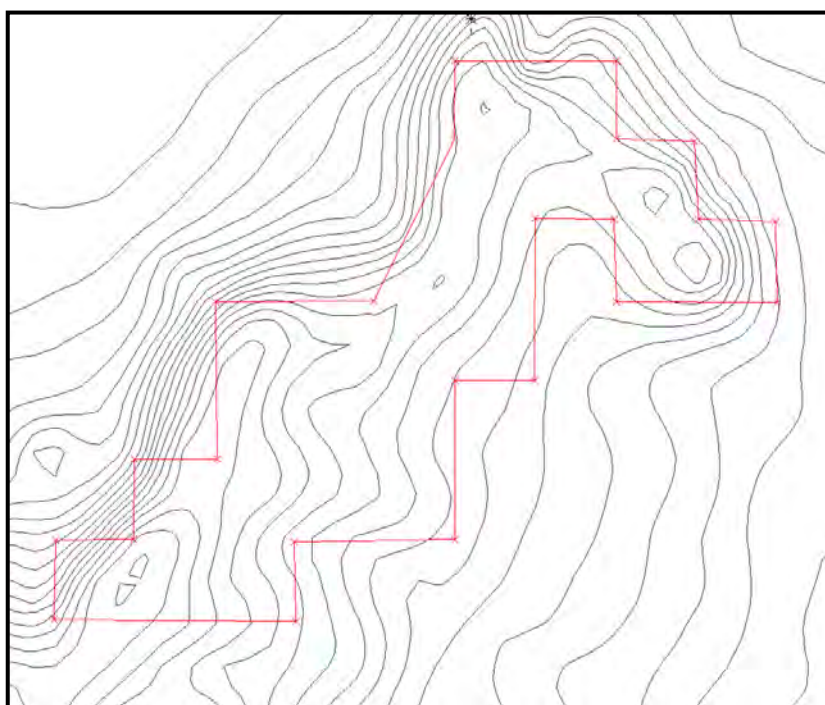


Figura 4.12 Distribución de los aerogeneradores, proyecto total⁶⁹

⁶⁹ Fuente: WindFarmer.

Tabla 4.11 Coordenadas UTM del polígono que encierra a los aerogeneradores

Vértice	Coordenada-y	Coordenada-x
1	9421981	502014
2	9422003	498990
3	9422998	499016
4	9423011	499989
5	9424015	499993
6	9424015	501037
7	9425984	501010
8	9425988	502994
9	9428005	503996
10	9428998	504010
11	9428996	506030
12	9428018	506030
13	9427992	506995
14	9427014	507047
15	9426988	508012
16	9425971	508038
17	9425984	506030
18	9427014	505991
19	9427027	505013
20	9424995	505004
21	9424995	504006
22	9423003	504002
23	9422981	502000

4.12. Configuración del parque eólico

Para la configuración de un parque eólico deben tomarse en cuenta características correspondientes al viento y al área disponible, así como también las características propias del aerogenerador.

Cuando existe un viento con una dirección predominante, en general se recomienda una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre turbinas de 3 a 5 veces el diámetro del rotor, y de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante. Si el viento, tiene frecuentes cambios de dirección con respecto a la velocidad predominante, los aerogeneradores se colocan al tresbolillo [17].

Para la distribución de los aerogeneradores (**Figura 4.13**), se utilizó un llenado simétrico configurado de la siguiente manera:

- En la dirección del eje principal (160°) la separación a lo largo de dicho eje es de 6 diámetros de rotor y el número máximo de aerogeneradores es de 10.

- En la dirección del eje principal (250°) la separación a lo largo de dicho eje es de 3 diámetros de rotor y el número máximo de aerogeneradores es de 50.

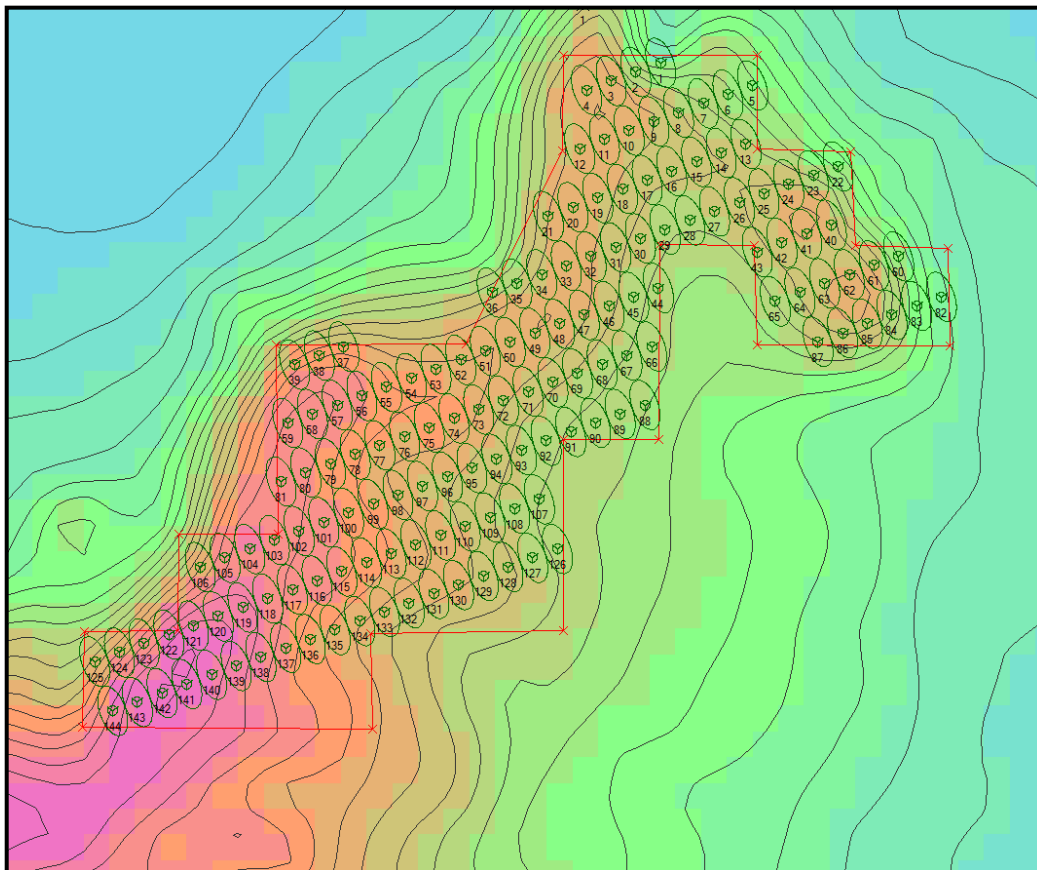


Figura 4.13 Distribución de los aerogeneradores, proyecto total⁷⁰

El proyecto consiste en la creación de una central eólica de capacidad de 60 MW de potencia instalada, utilizando 34 aerogeneradores de 1.8 MW como una primera etapa, luego se busca incrementar la potencia instalada de la central eólica a 260 MW, instalando 110 aerogeneradores más de 1.8 MW, segunda etapa (**Figura 4.14**). En la **Tabla 4.12** se observa a detalle lo que sería el proyecto de la central eólica, dividida en etapas de construcción. Es importante resaltar que el aerogenerador V90-1.8 MW a 60Hz genera 1.815 MW, este valor ha sido considerado en todos los cálculos.

Tabla 4.12 División del proyecto de la central eólica

Ubicación	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada
Zona I (1era etapa)	36	65.34 MW
Zona II (2da etapa)	108	196.02 MW
TOTAL	144	261.36 MW

En la **Figura 4.14** y **4.15**, se ilustra la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento, utilizando la navegación en la interfaz de Google earth. Para esto se creó un archivo *.kml⁷¹ con el Módulo de Visualización de WindFarmer.

⁷⁰ Fuente: WindFarmer.



Figura 4.14 Distribución de los aerogeneradores⁷²

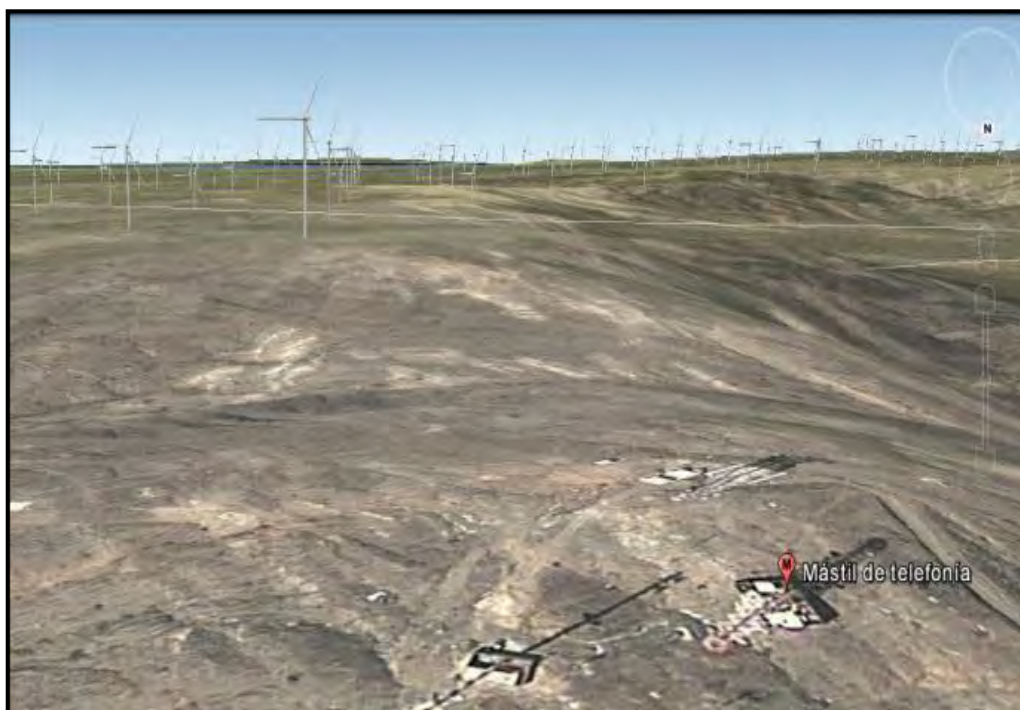


Figura 4.15 Vista aérea del emplazamiento⁷³

⁷¹ Un fichero KML especifica una característica (un lugar, una imagen o un polígono) para Google Earth. Contiene título, una descripción básica del lugar, sus coordenadas (latitud y longitud) y alguna otra información para representar datos geográficos en tres dimensiones.

⁷² Fuente: Google Earth.

⁷³ Fuente: Google Earth.

Capítulo 5

Resultados

En la **Figura 5.1** se muestra la ubicación de la Zona I y la ubicación de la Zona II. Se ha decidido que para la primera etapa del proyecto se instale un número de 36 aerogeneradores conectados a una red de 220 kV que se tendría que construir y llevarla desde el parque eólico hasta la estación de 200 MW que se encuentra en la intersección de la carretera Piura-Paita-Sullana (**Fig. 5.2**).

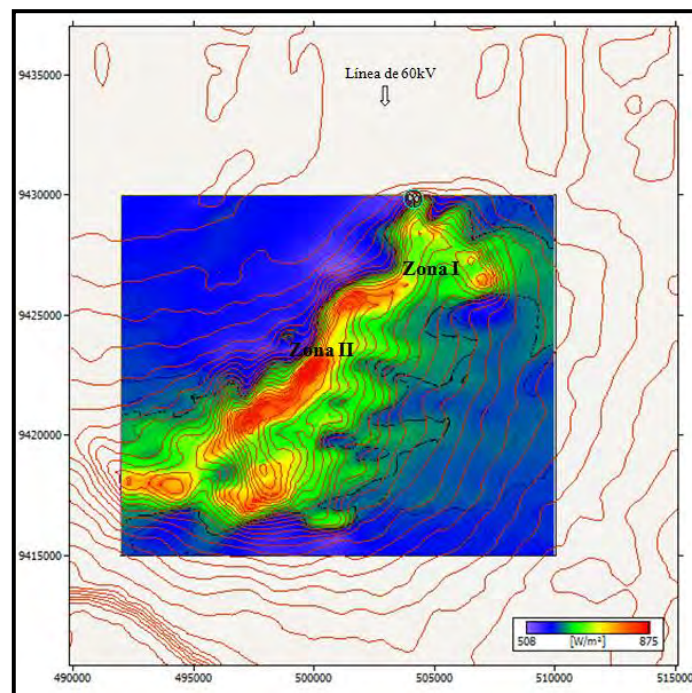


Fig. 5.1 Zonas de mejor potencial eólico⁷⁴

⁷⁴ Fuente: WAsP.



Fig. 5.2 Ubicación geográfica del emplazamiento⁷⁵

Para el cálculo de la Energía ideal, todos los aerogeneradores experimentan el mismo régimen de viento a la altura del buje como en el mástil de referencia, sin pérdida alguna. Mientras que para el cálculo de la Energía bruta, todos los aerogeneradores se consideran en su ubicación real, con aceleración topográfica relativa al mástil [16].

La eficiencia topográfica se calculó de la relación entre la energía bruta y la energía ideal. Por otra parte, para las pérdidas por efecto de estela se consideró una recuperación de la estela del 0.2 % cada 2D, según el modelo *Eddy viscosity* basado en un trabajo conducido por Ainslie (1985) [18].

Una medida de la fluctuación atmosférica o turbulencia atmosférica es la intensidad de turbulencia, la cual se encuentra en el rango de 0.1 a 0.4 [14]. El valor utilizado en este proyecto para la intensidad de turbulencia máxima admisible es de 0.2 y la intensidad de turbulencia ambiente es de 0.1.

5.1. Resultados a la altura de 80 m

En la **Tabla 5.1** que se muestra a continuación se presenta un resumen de la energía generada por el proyecto a la altura de buje de 80 m. Las pérdidas han sido consideradas a manera de eficiencias, y estos valores han sido tomados con el fin de obtener la energía que produciría la central en funcionamiento.

⁷⁵ Fuente: Google Earth.

Tabla 5.1 Resumen de la energía generada en la central eólica

Potencia del emplazamiento	261.4	MW
Producción energética ideal	1434	GWh/año
Producción energética bruta	1454	GWh/año
Eficiencia Topográfica	101.378	%
Pérdidas por efecto estela	94.450	%
Eficiencia eléctrica	98.000	%
Disponibilidad	98.000	%
Otros Factores	98.000	%
Formación de hielo y degradación de pala	99.500	%
Mantenimiento de subestación	99.8000	%
Paradas de compañía eléctrica distribuidora	90.000	%
Producción energética anual neta	1155	GWh/año
Factor de capacidad estimado	50.4	%

Fuente: WindFarmer.

La eficiencia topográfica es favorable dadas las características topográficas y orográficas del emplazamiento, se consigue aumentar la Producción de energía ideal en 1.378 % obteniéndose la Producción de energía bruta igual a 1454 GWh/año. Por otro lado, las pérdidas por efecto de estela disminuyen la producción de energía en un 5.55 %, es decir que se pierde 80.69 GWh/año.

Además se ha considerado para la obtención pérdidas por condiciones reales de instalación, así como también un Margen de reserva operativo (MRO) igual al 10 % que comprende las pérdidas de transmisión, distribución y fallas de la central.

El valor de la intensidad de turbulencia promedio a la que estarán sometidos los aerogeneradores que se encuentran a la altura de 80 m es de 12.38 %.

En la **Figura 5.3** se observa la energía neta producida por cada aerogenerador, esta energía ha sido calculada considerando aceleración topográfica y cálculos de pérdidas de estela para cada aerogenerador según su ubicación real. La mayoría de los aerogeneradores producen entre 8.5 y 9 GWh/año, alcanzando algunos de estos los 10 GWh/año por encontrarse en la Zona II.

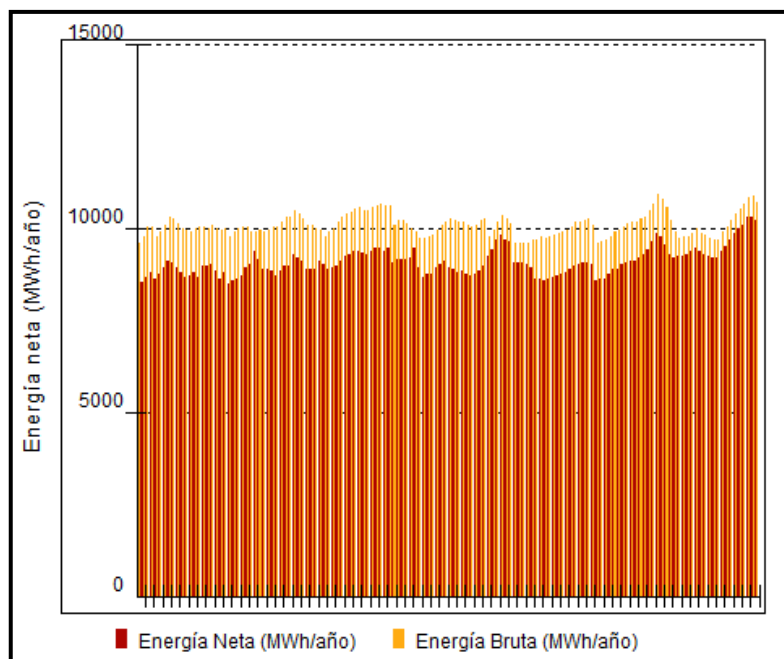


Fig. 5.3 Gráfica de la energía neta y bruta por aerogenerador a 80 m⁷⁶

En la **Figura 5.4** se observa la energía neta generada por sectores, cada sector según la rosa de vientos utilizada es de 30°, como era de esperarse la mayor parte de la producción de energía es generada por los aerogeneradores que se encuentran en los sectores 6 (150°) y 7 (180°). La Producción de Energía Bruta Anual considerando los 12 sectores es de 1454 GWh/año mientras que la Producción de Energía Anual Neta es de 1155 GWh/año.

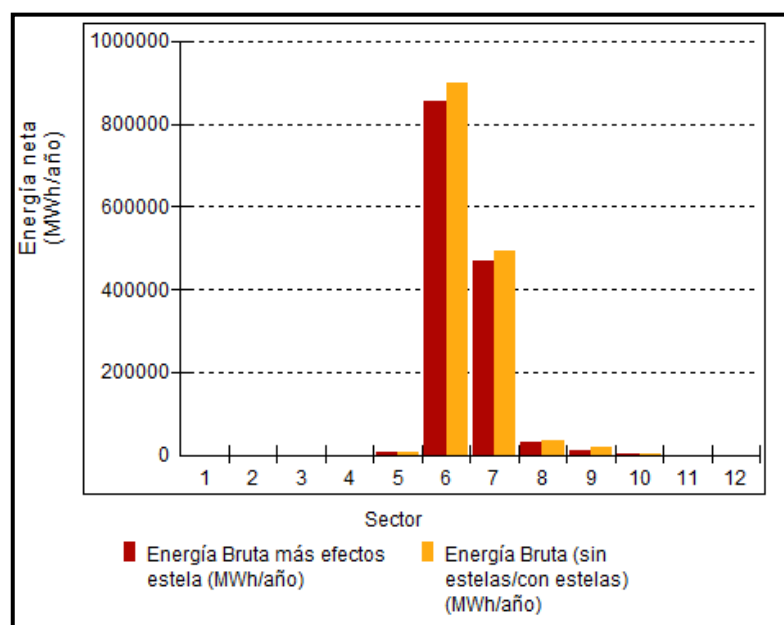


Fig. 5.4 Gráfica de la energía neta por sectores a 80 m⁷⁷

⁷⁶ Fuente propia, hacer referencia al ANEXO C.

⁷⁷ Fuente: WindFarmer.

5.2. Resultados a la altura de 95 m

En la **Tabla 5.2** que se muestra a continuación se presenta un resumen de la energía generada por el proyecto a la altura de buje de 95 m. Las pérdidas han sido consideradas a manera de eficiencias, y estos valores han sido tomados con el fin de obtener la energía que produciría la central en funcionamiento.

Tabla 5.2 Resumen de la energía generada en la central eólica

Potencia del emplazamiento	261.4	MW
Producción energética ideal	1489	GWh/año
Producción energética bruta	1515	GWh/año
Eficiencia Topográfica	101.749	%
Pérdidas por efecto estela	94.770	%
Eficiencia eléctrica	98.000	%
Disponibilidad	98.000	%
Otros Factores	98.000	%
Formación de hielo y degradación de pala	99.500	%
Mantenimiento de subestación	99.8000	%
Paradas de compañía eléctrica distribuidora	90.000	%
Producción energética anual neta	1208	GWh/año
Factor de capacidad estimado	52.7	%

Fuente: WindFarmer.

La eficiencia topográfica es favorable dadas las características topográficas y orográficas del emplazamiento, se consigue aumentar la Producción de energía ideal en 1.749 % obteniéndose la Producción de energía bruta igual a 1515 GWh/año.

Las pérdidas por efecto de estela disminuyen la producción de energía en un 5.23 %, es decir que se pierde 79.23 GWh/año.

El valor de la intensidad de turbulencia promedio a la que estarán sometidos los aerogeneradores que se encuentran a la altura de 95 m es de 11.98 %.

En la **Figura 5.5** se observa la energía neta producida por cada aerogenerador, esta energía ha sido calculada considerando aceleración topográfica y cálculos de pérdidas de estela para cada aerogenerador según su ubicación real. La mayoría de los aerogeneradores producen entre 9 y 10 GWh/año, llegando algunos de estos a sobrepasar los 10 GWh/año.

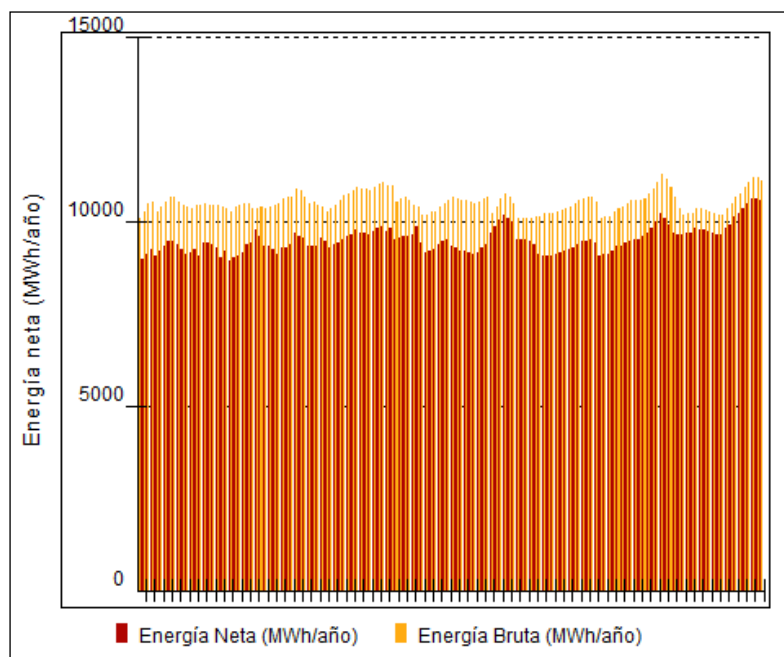


Fig. 5.5 Gráfica de la energía neta y bruta por aerogenerador a 95 m⁷⁸

En la **Figura 5.6** se observa la energía neta generada por sectores. La Producción de Energía Bruta Anual considerando los 12 sectores es de 1515 GWh/año mientras que la Producción de Energía Anual Neta es de 1208 GWh/año.

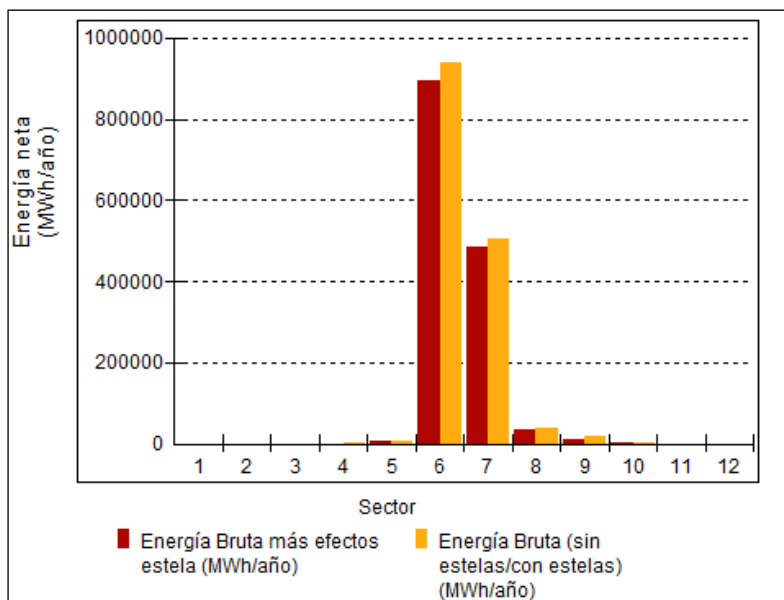


Fig. 5.6 Gráfica de la energía neta por sectores a 95 m⁷⁹

⁷⁸ Fuente propia, hacer referencia al ANEXO C.

⁷⁹ Fuente: WindFarmer.

5.3. Visualización del parque eólico

En las imágenes que se presentarán a continuación se presentará paso a paso lo que sería la vista virtual de la central eólica. En la **Figura 5.8** se muestra el terreno del emplazamiento y los aerogeneradores mallados, luego se muestra la imagen como un *wireframe* (**Fig. 5.9**). En la **Figura 5.10** se ilustran los aerogeneradores en el emplazamiento con un renderizado y texturas aplicados, haciendo uso del Módulo de visualización de GH-WindFarmer y finalmente se carga todo el proyecto de la central eólica al Google earth, en la **Figura 5.11** se muestra una imagen de la navegación.

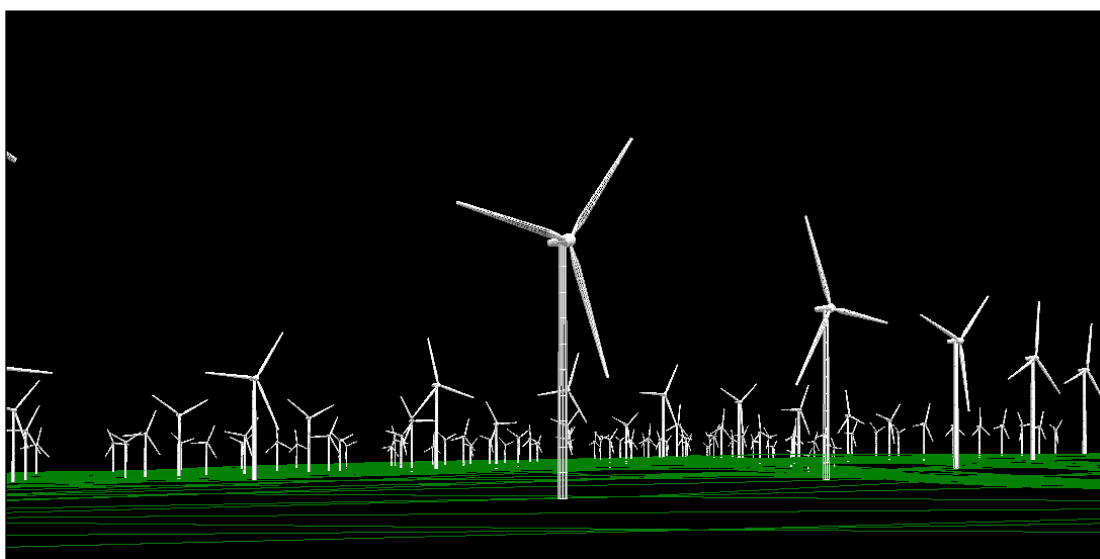


Fig. 5.8 Proyecto de la central eólica, mallado⁸⁰

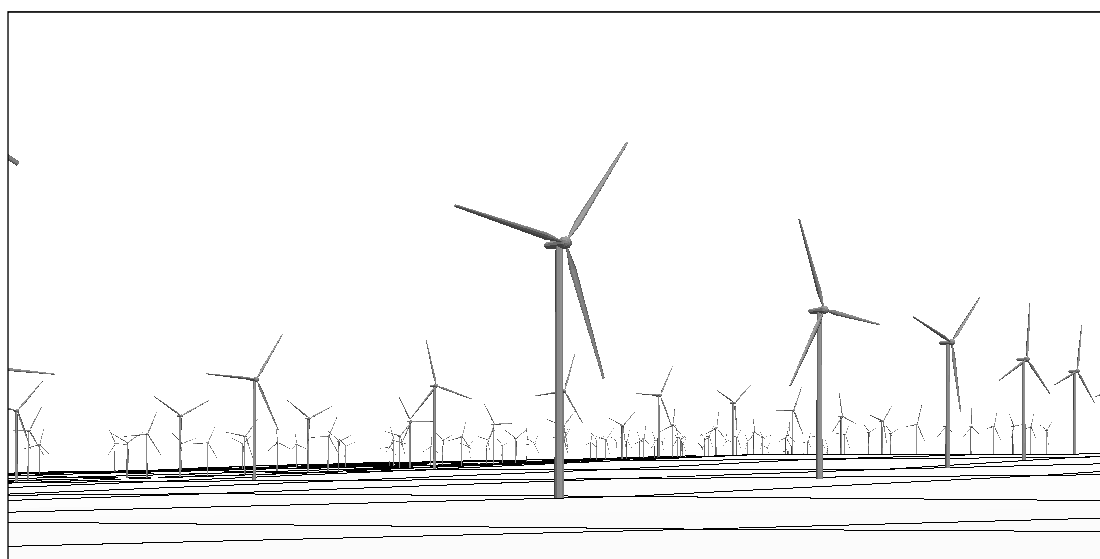


Fig. 5.9 Proyecto de la central eólica, wireframe⁸¹

⁸⁰ Fuente: WindFarmer.

⁸¹ Fuente: WindFarmer.



Fig. 5.10 Proyecto de la central eólica, renderizado y texturas⁸²

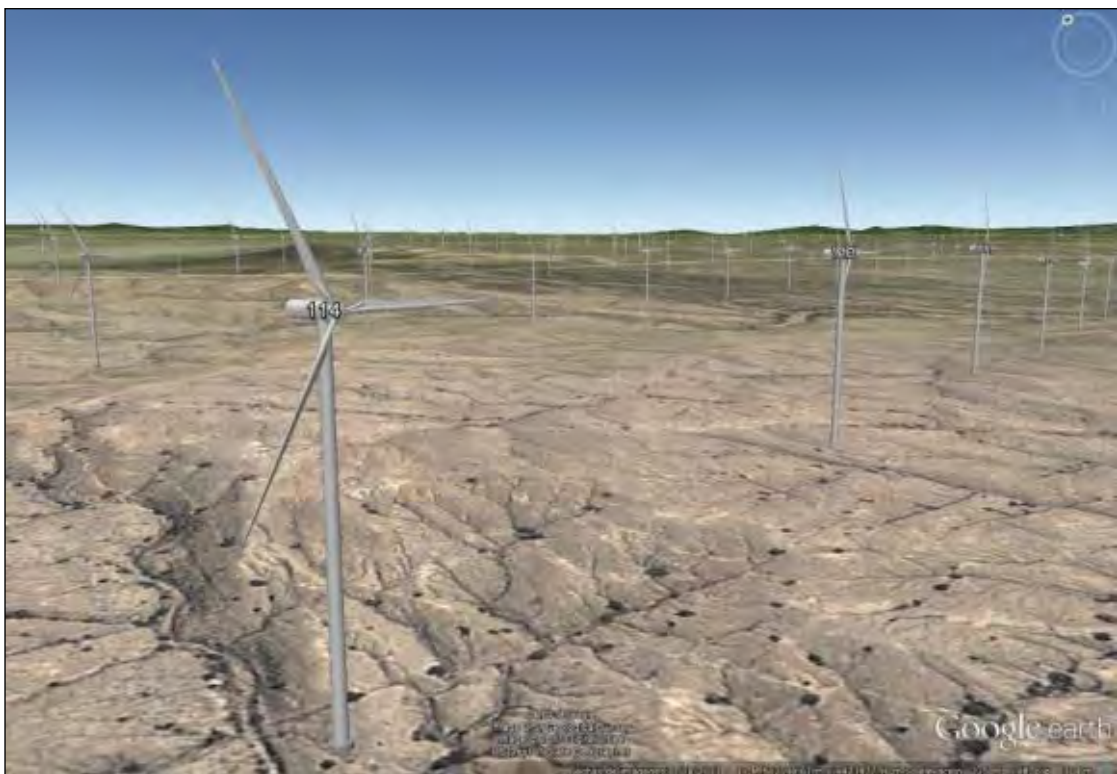


Fig. 5.11 Proyecto de la central eólica, navegación en Google Earth⁸³

⁸² Fuente: WindFarmer.

⁸³ Fuente: WindFarmer y Google Earth.

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO PARA UN EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO EN LA REGIÓN PIURA UTILIZANDO GH-WINDFARMER

AUTOR:

Bach. Israel. Dioses, *isra.dioses@gmail.com*

ASESOR:

Prof. Daniel. Marcelo, *daniel.marcelo@udep.pe*

UNIVERSIDAD DE PIURA

(Universidad de Piura, Facultad de Ingeniería, Sección Energía)

ÍNDICE

1. Resumen
2. Abstract
3. Introducción
4. Objetivos
5. Descripción del proyecto
 - 5.1. Caracterización de la energía eólica
 - 5.1.1. Campaña de medición del viento
 - 5.1.2. Potencia eólica disponible
 - 5.1.3. Potencia eólica aprovechable
 - 5.1.3. Análisis y procesamiento de datos
 - 5.2. Recurso eólico a diferentes alturas
 - 5.2.1. Atlas de vientos
 - 5.2.2. Mapas del potencial eólico
 - 5.3. Selección de aerogeneradores
 - 5.3.1. Clase de viento en el emplazamiento
 - 5.3.2. Evaluación de aerogeneradores
 - 5.4. Configuración del parque eólico
6. Resultados
 - 6.1. Resultados a la altura de 80m
 - 6.2. Resultados a la altura de 95m
 - 6.3. Visualización del parque eólico
7. Conclusiones
8. Agradecimientos
9. Referencias

1. RESUMEN

En el trabajo que se presenta, el enfoque está dirigido a la evaluación del potencial eólico en un emplazamiento seleccionado, caso en estudio cerro Chocan, ubicado en Paita, haciendo uso de herramientas como WASP para la modelación del flujo del viento y el software GH-WindFarmer para el diseño de parques eólicos. El software de diseño facilita la realización de pruebas considerando datos de las torres de medición, datos orográficos, topográficos, uso del suelo, cobertura natural e imágenes de satélites, representando la magnitud y la dirección del viento en forma rasterizada. Una vez obtenido el potencial eólico, a la altura del buje del aerogenerador, se selecciona la clase de aerogenerador apto para el emplazamiento. La potencia instalada en la zona se estima teniendo en cuenta el área y el recurso eólico disponible. Definido el número de aerogeneradores a utilizar, se obtiene la producción anual de energía considerando pérdidas por efectos topográficos y de estela, mantenimiento de la subestación, disponibilidad de la compañía eléctrica de distribución y pérdidas electromecánicas en la central eólica. Finalmente, se mostrará gráficamente el diseño del parque eólico y la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Palabras clave: *energía eólica, WASP, GH-WindFarmer, potencial eólico, emplazamiento, aerogenerador, potencia instalada, producción anual de energía.*

2. ABSTRACT

In this paper, the focus is directed at the evaluation of the wind potential at a site selected, case study Chocan hill, located in Paita, using tools such as WASP for wind flow modeling and software of design for wind farms GH-WindFarmer. The design software facilitates testing considering data measurement towers, data orographic, topographic, land use, natural coverage and satellite images, representing the magnitude and direction of the wind in raster form. Once the wind potential at turbine hub height is obtained, we'll proceed to select the kind of wind turbine suitable for the site. The power installed in the zone will be determined by the area and the wind resource available. Then set the number of wind turbines to use will be obtained the annual energy production considering topographic effects losses, wake effects losses, substation maintenance, unavailability of electricity distribution company and electrical losses in the wind farm. Finally, will be show

graphically the wind farm design and location of the turbines at the site.

Key words: *wind energy, WASP, GH-WindFarmer, wind potential, site, wind turbine generator, power installed, annual energy production.*

3. INTRODUCCIÓN

La ausencia de la energía suministrada a una sociedad, especialmente electricidad, tiende a acentuar la existencia de la asimetría social en las condiciones de vida [1]. La falta de acceso a fuentes modernas de energía agrava la pobreza, sobre todo en el campo, donde las oportunidades son escasas. El establecimiento de políticas públicas orientadas a la erradicación de la pobreza debe incluir la expansión del acceso a la energía, en particular, a la electricidad, teniendo en cuenta, principalmente, las interrelaciones sociales [2].

El excelente desempeño económico de algunas regiones del mundo en desarrollo ha mejorado el acceso de energía para muchas comunidades desde el año 2000. Se han logrado progresos en Asia oriental y América Latina, como resultado las redes de electricidad se han extendido [3]. Actualmente la capacidad eólica en todo el mundo alcanzó 288275 MW, de los cuales se añadieron 44609 MW en el año 2012. Siendo en total, 100 países y regiones las que utilizan la energía eólica para la generación de electricidad [4].

En el Perú, el uso de la energía eólica como fuente generadora de energía eléctrica es mínima, alcanza a penas el megavatio según Project Tech4CDM, *Wind energy in Peru*, financiado por la Unión Europea bajo el programa Sixth Framework. Para aumentar la contribución de esta fuente a la matriz energética es necesario que cuente con un marco regulador y de un registro confiable del potencial eólico, así como también con el recurso humano, financiero y técnico, que faciliten la explotación del recurso del viento. [5].

La región Piura, presenta un elevado potencial eólico disponible en la costa de los departamentos de Talara y Paita, con un valor de 4993 kWh/m²/año a una velocidad 8.5 m/s y de 642 kWh/m²/año a 4 m/s respectivamente [6]. Para el año 2013, Vestas suministrará al Perú 62 aerogeneradores para los parques eólicos de Cupisnique y Talara que contarán con una capacidad total de 114 MW. Las centrales de energía eólica producirán aproximadamente 451 GWh/año, lo que equivale a un ahorro anual de 295450 toneladas en emisiones de CO₂ [7].

Finalmente es importante resaltar el papel de la energía para alcanzar los objetivos de desarrollo de los lugares más pobres y del mismo país, evitando hacerlo a expensas del medio ambiente.

4. OBJETIVOS

- Fomentar el uso de herramientas como GH-WindFarmer y WAsP que faciliten el diseño y la evaluación del potencial eólico aprovechable en un parque eólico, considerando parámetros que influyen en el comportamiento del flujo de viento.
- Gestionar nuevas mediciones y modelaciones del viento con el objetivo de maximizar el uso del recurso eólico en el Perú.
- Difundir la investigación, creando un interés en las empresas de invertir en el Perú, explotando fuentes de energía eólica para la generación.

5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

5.1. Caracterización de la energía eólica

Los datos de la velocidad del viento usualmente son presentados por la distribución de frecuencias de velocidades de viento. La velocidad del viento es dividida en un número de intervalos, generalmente de un ancho igual a 1 m/s [8]. La Tabla 1 muestra los datos de viento arreglados para obtener una tabla de distribución de frecuencias (TDF). Empezando con el intervalo de 0 a 1 m/s, el número de horas en la cual se presenta esta velocidad en el periodo de un año.

5.1.1. Campaña de medición del viento

Para la evaluación del potencial eólico se tomaron muestras de velocidades medias del viento con una frecuencia de 10 segundos y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora, durante 5 años. Los datos fueron obtenidos de una torre que cumple con todas las normas de medición de velocidad y dirección del viento, la tecnología de los instrumentos es NGR Systems.

5.1.2. Potencia eólica disponible

La potencia eólica disponible en un área transversal y perpendicular al movimiento del flujo de viento (Figura 1) de velocidad $\bar{v}$ (m/s)

con densidad de aire ρ (kg/m³) es calculada y expresada por unidad de área como sigue [9,10]:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del aire estándar, un valor de 1.225(kg/m³); A es el área expuesta al viento (m²); $\bar{v}$ es la velocidad media del viento (m/s).

5.1.3. Potencia eólica aprovechable

La potencia eólica aprovechable es la fracción de potencia que realmente es capturada por el aerogenerador, la cual está determinada por un parámetro muy importante conocido como factor de carga (f_c) expresado en (%) [11].

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A \bar{v}^3 f_c [W] \quad (2)$$

El f_c se define como la relación entre la producción anual de energía (AEP_u) y la producción teórica máxima, si el aerogenerador funciona a su potencia nominal (P_n) durante las 8760 horas del año o en cualquier periodo de muestreo [11].

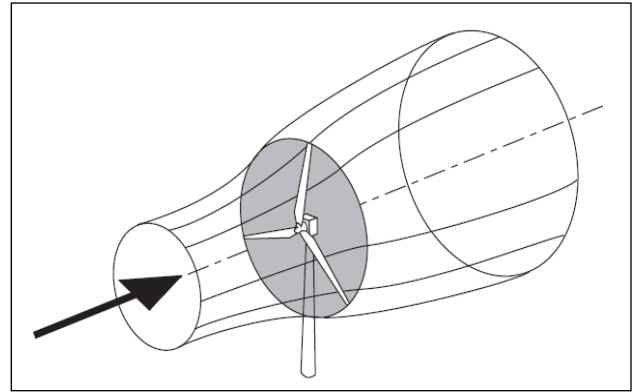


Fig. 1. Área A barrida por el rotor de diámetro D [12].

$$f_c = \frac{AEP_u}{P_n \times 8760} \times 100\% \quad (3)$$

El f_c máximo es 16/27% y fue determinado por Betz (1926) [13].

Tabla 1: TDF de velocidades de viento a la altura del mástil (58 m).

Datos			Cálculos	
Intervalo de la clase (m/s)	Centro de la clase (m/s)	Total	Frecuencia relativa (%)	Frecuencia (horas)
$0 \leq v \leq 1,5$	1	3.8	0.0038	33
$1,5 \leq v \leq 2,5$	2	11.2	0.0112	98
$2,5 \leq v \leq 3,5$	3	23	0.023	201
$3,5 \leq v \leq 4,5$	4	44.9	0.0449	393
$4,5 \leq v \leq 5,5$	5	80.1	0.0801	702
$5,5 \leq v \leq 6,5$	6	116.9	0.1169	1024
$6,5 \leq v \leq 7,5$	7	135.2	0.1352	1184
$7,5 \leq v \leq 8,5$	8	128.5	0.1285	1125
$8,5 \leq v \leq 9,5$	9	113.7	0.1137	996
$9,5 \leq v \leq 10,5$	10	95.1	0.0951	833
$10,5 \leq v \leq 11,5$	11	78.4	0.0784	687
$11,5 \leq v \leq 12,5$	12	63.5	0.0635	556
$12,5 \leq v \leq 13,5$	13	44.5	0.0445	390
$13,5 \leq v \leq 14,5$	14	29.8	0.0298	261
$14,5 \leq v \leq 15,5$	15	17.7	0.0177	155
$15,5 \leq v \leq 16,5$	16	9	0.009	79
$16,5 \leq v \leq 17,5$	17	3	0.003	26
$17,5 \leq v \leq 18,5$	18	1.3	0.0013	11
$19,5 \leq v \leq 20,5$	19	0.4	0.0004	4
$20,5 \leq v \leq 21,5$	20	0.2	0.0002	2
$21,5 \leq v \leq 22,5$	21	0	0	0
$22,5 \leq v \leq 23,5$	22	0	0	0
$23,5 \leq v \leq 24,5$	23	0	0	0
$24,5 \leq v \leq 25,5$	24	0	0	0
$25,5 \leq v \leq 26,5$	25	0	0	0
Total		1000	1	8760

5.1.4. Análisis y procesamiento de datos

Para el análisis de datos, se establecen ciclos energéticos (Figura 2) con los datos de velocidades medidas. Las fluctuaciones temporales del viento pueden ser a corto plazo, debido al intercambio atmosférico, o a largo plazo, asociadas a fenómenos meteorológicos a gran escala [14].

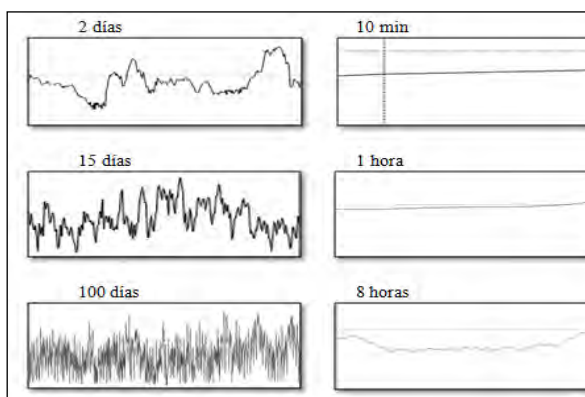


Fig. 2. Ciclos energéticos

El procesamiento de datos se realizó estadísticamente, con el fin de obtener la

distribución por sectores de las direcciones y la distribución por frecuencias de las velocidades, en forma de una rosa de vientos (Figura 4), haciendo uso de la TDF (Figura 3).

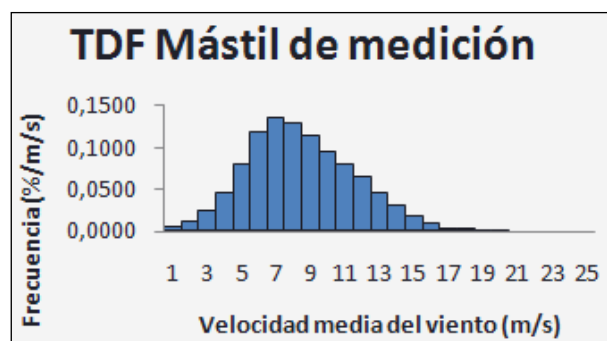


Fig. 3. Distribución de probabilidades vientos.

En la TDF mostrada, a un valor de 5 m/s le corresponde una frecuencia relativa de 8 %, significa que la velocidad de 5 m/s se presenta 700 horas durante un año. Además se obtuvo que la velocidad media del viento a la altura del mástil es 8.36 m/s.

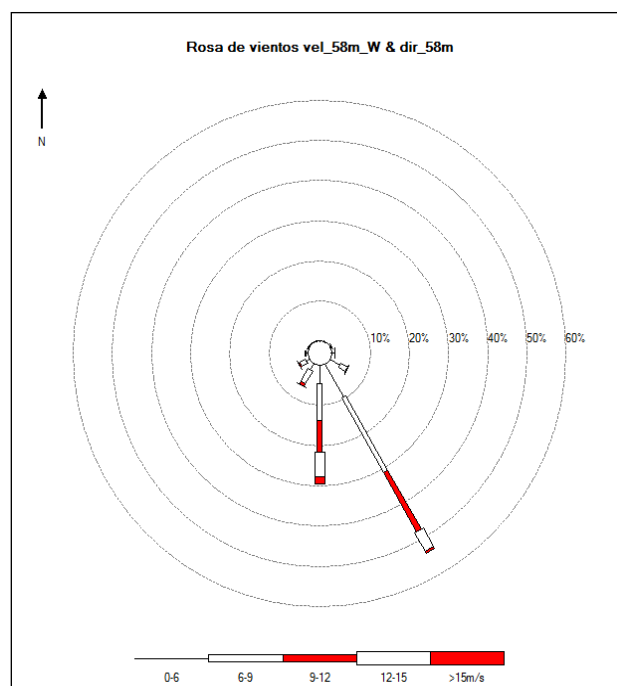


Fig. 4. Rosa de vientos del mástil de medición.

En la rosa de vientos se muestra que en el sector sudeste se encuentra un 53.7% de los datos de las velocidades medidas durante la campaña de medición. Este sector (150°) coincide con la dirección de los vientos alisios. Además, se puede observar que el rango de las velocidades con mayor ocurrencia en este sector se encuentra entre 6 y 12 m/s.

5.2. Potencial eólico a distintas alturas

Para generar el mapa del recurso de viento a distintas alturas del buje del aerogenerador, se crea un proyecto de emplazamiento con el uso del software de modelación del flujo de viento WASP

5.2.1. Atlas de vientos

El modelo desarrollado y elaborado en los laboratorios RISØ, parte de las ecuaciones del movimiento de un fluido en el interior de la capa límite y tiene en cuenta, a la hora de hacer la extrapolación, características tales como el tipo del terreno (llano, suavemente ondulado, fuertemente ondulado, montañoso, etc.), la rugosidad (áreas acuáticas, setos, cultivos, bosques, etc.), los obstáculos (edificios, setos, etc.) y las variaciones de la altura del terreno (orografía). De esta forma, en la Tabla 2 se calcula un hipotético viento sin perturbar a partir del cual se efectúa el cálculo posterior de lo que el modelo denomina Atlas [15].

Tabla 2: Atlas de vientos en el emplazamiento.

		R-class 0 (0.000 m)	R-class 1 (0.030 m)	R-class 2 (0.100 m)	R-class 3 (0.400 m)	R-class
Height 1 (z = 10 m)	U [m/s]	8.31	5.71	4.92	3.82	
	P [W/m ²]	538	190	123	58	
Height 2 (z = 25 m)	U [m/s]	9.00	6.80	6.05	5.02	
	P [W/m ²]	677	307	219	127	
Height 3 (z = 50 m)	U [m/s]	9.51	7.82	7.07	6.05	
	P [W/m ²]	793	439	329	210	
Height 4 (z = 100 m)	U [m/s]	9.99	9.19	8.37	7.29	
	P [W/m ²]	948	682	516	344	
Height 5 (z = 200 m)	U [m/s]	10.42	11.25	10.23	8.97	
	P [W/m ²]	1148	1266	956	651	

Al comparar velocidades medias y densidades de potencia entre el mástil de medición y el atlas de viento obtenido, se deduce que la clase de rugosidad es 1 (zonas rurales sin bosques ni casas), a la cual le corresponde una longitud de rugosidad $z_0 = 0.030m$.

5.1.6. Mapas del recurso del viento

La ubicación geográfica del emplazamiento seleccionado en Piura se muestra en la (Figura 5).



Fig. 5. Ubicación geográfica del emplazamiento, Piura-Paita.

Los mapas de recurso de viento a la altura de 80 m ((Figura 5) y 95 m (Figura 6), para la altura del buje igual a 80 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 508 a 875[W/m²] y para la altura del buje igual a 95 metros el rango de densidad de potencia se encuentra entre 570 a 945[W/m²].

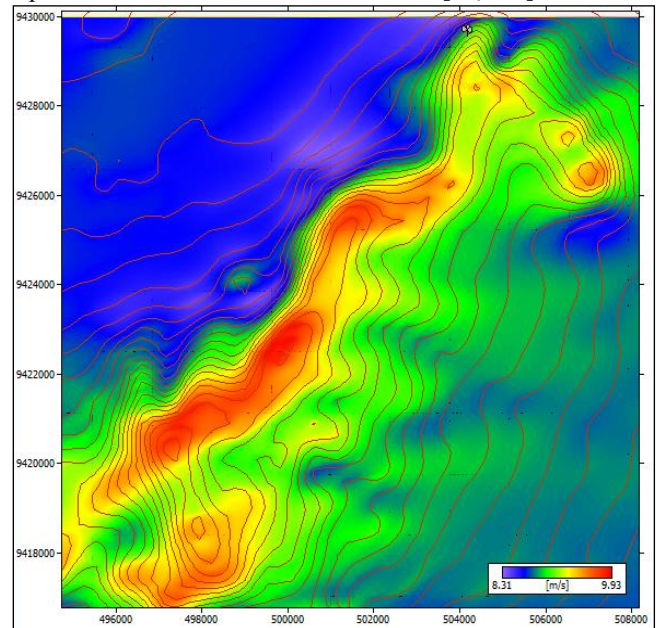


Fig. 5. Mapa del recurso del viento a 80 metros.

5.3. Selección de aerogeneradores

Para la selección del aerogenerador, se tiene en cuenta factores como la densidad de potencia producida, la velocidad media del viento a la altura del buje, clase de viento en el emplazamiento y el factor de carga del aerogenerador.

5.3.1. Clases de viento de los aerogeneradores

Las clases de aerogenerador están principalmente definidas por la velocidad del

viento media anual (medida a la altura del buje), la velocidad de las ráfagas extremas que podrían ocurrir una vez cada 50 años y la cantidad de turbulencia que hay en el emplazamiento.

Por otra parte, las tres clases de viento para los aerogeneradores (Tabla 3), están definidas por un estándar de la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) 61400 y corresponden a viento alto, medio y bajo [16].

Tabla 3: Clases de viento para aerogeneradores en condiciones de viento estándar [16].

Clases de vientos de los aerogeneradores	IEC I viento alto	IEC II viento medio	IEC III viento bajo
Velocidad anual promedio	10m/s	8.5m/s	7.5m/s
Velocidad de ráfagas extremas que ocurren una vez cada 50 años	70m/s	59.5m/s	52.5m/s
Clases de turbulencia	A 18%	A 18%	A 18%
	B 16%	B 16%	B 16%

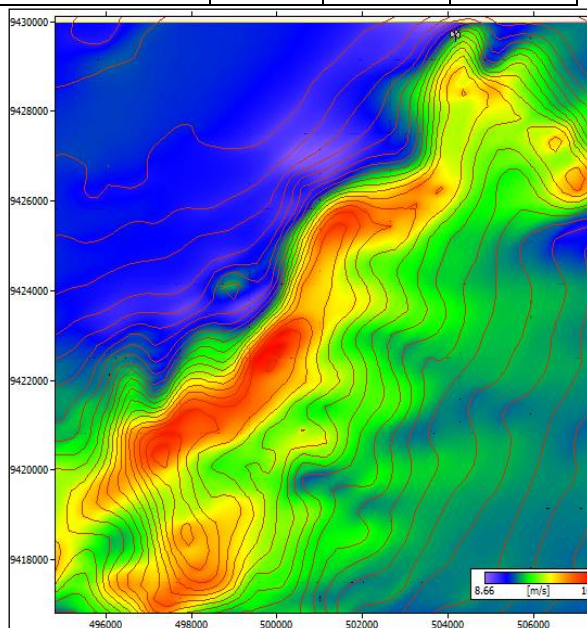


Fig. 6. Mapa del recurso del viento a 95 metros.

5.3.2. Factor de carga del aerogenerador

Se evaluaron tres aerogeneradores Vestas con diámetro de rotor, D , de 90 metros a la altura de buje de 58m, 80m y 95m.

Con los datos de la Tabla 1, los aerogeneradores a 58 m de altura presentan los siguientes factores de carga:

- Para el aerogenerador V90-1.8 MW → 0.55
- Para el aerogenerador V90-2.0 MW → 0.52
- Para el aerogenerador V90-3.0 MW → 0.40

Al probar los aerogeneradores a 80 m de altura, haciendo uso de WAsP se obtienen los siguientes factores de carga:

- Para el aerogenerador V90-1.8 MW → 0.63
- Para el aerogenerador V90-2.0 MW → 0.60
- Para el aerogenerador V90-3.0 MW → 0.48

Al probar los aerogeneradores a 95 m de altura, haciendo uso de WAsP se obtienen los siguientes factores de carga:

- Para el aerogenerador V90-1.8 MW → 0.65
- Para el aerogenerador V90-2.0 MW → 0.63
- Para el aerogenerador V90-3.0 MW → 0.51

5.4. Configuración del parque eólico

Para la configuración de un parque eólico deben tomarse en cuenta características correspondientes al viento y al área disponible, así como también las características propias del aerogenerador.

Cuando existe un viento con una dirección predominante, en general se recomienda una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre turbinas de 3 a 5 veces el diámetro del rotor, y de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante. Cuando el viento tiene frecuentes cambios de dirección con respecto a la velocidad predominante, los aerogeneradores se colocan al tresbolillo [17].

Para la distribución de los aerogeneradores se ha utilizado un llenado simétrico el que se ha configurado de la siguiente manera:

- En la dirección del eje principal (160°) la separación a lo largo de dicho eje es de 6 diámetros de rotor y el número máximo de aerogeneradores es de 10.
- En la dirección del eje principal (250°) la separación a lo largo de dicho eje es de 3 diámetros de rotor y el número máximo de aerogeneradores es de 50.

El proyecto consiste en la creación de una central eólica de capacidad de 60 MW de potencia instalada, utilizando 34 aerogeneradores de 1.8 MW como una primera etapa, luego se busca incrementar la potencia instalada de la central eólica a 260 MW, instalando 110 aerogeneradores más de 1.8 MW, segunda etapa (Figura 7). En la Tabla 4 se observa a detalle lo que sería el proyecto de la central eólica, dividida en etapas de construcción. Es importante resaltar que el aerogenerador V90-1.8 MW a 60Hz genera 1.815 MW, este valor es considerado en todos los cálculos.

Tabla 4: División del proyecto de la central eólica.

Ubicación	Cantidad de aerogeneradores	Potencia instalada
Zona I (1era etapa)	36	65.34 MW
Zona II (2da etapa)	108	196.02 MW
TOTAL	144	261.36 MW

Se evaluará la producción anual de energía para la altura de 80 y 90 metros, determinando cuál es el mejor escenario.



Fig. 7. Ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento.

6. RESULTADOS

Con los datos obtenidos en la Tabla 2 se determinó que la velocidad media del viento en el emplazamiento se encuentra entre 8 y 9 m/s a la altura de 80 y 95 m, con lo cual se concluye que la clase de viento para el aerogenerador en el emplazamiento es IEC II.

En resumen, el V90-1.8 MW es ideal para emplazamientos IEC II, mientras que el V90-2.0 MW es más adecuado para los emplazamientos IEC III y el V90-3.0 MW tiene mejor funcionamiento para los emplazamientos IEC I.

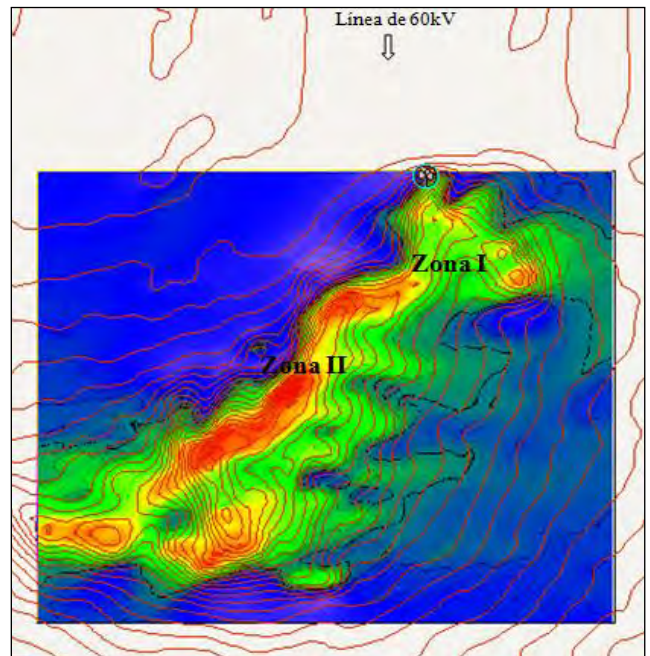


Fig. 8. Zonas de mejor potencial eólico.

La Figura 8 ilustra la ubicación de la Zona I y Zona II, zonas de mejor potencial. Se ha decidido que para la primera etapa del proyecto se instale un número de 36 aerogeneradores conectados a una red de 220 kV que se tendría que construir y

llevarla desde el parque eólico hasta la estación de 200 MW que se encuentra en la intersección de la carretera Piura-Paita-Sullana (Figura 5).

Para el cálculo de la energía ideal, todos los aerogeneradores experimentan el mismo régimen de viento a la altura del buje como en el mástil de referencia, sin pérdida alguna. Mientras que para el cálculo de la energía bruta, todos los aerogeneradores se consideran en su ubicación real, con aceleración topográfica relativa al mástil [16].

La eficiencia topográfica se calculó de la relación entre la energía bruta y la energía ideal. Por otra parte, para las pérdidas por efecto de estela se consideró una recuperación de la estela del 0.2 % cada 2D, según el modelo *Eddy viscosity* basado en un trabajo conducido por Ainslie (1985) [18].

Una medida de la fluctuación atmosférica o turbulencia atmosférica es la intensidad de turbulencia, la cual se encuentra en el rango de 0.1 a 0.4 [13]. El valor utilizado en este proyecto para la intensidad de turbulencia máxima admisible es de 0.2 y la intensidad de turbulencia ambiente es de 0.1.

6.1. Resultados a la altura de 80m

En la Tabla 5 que se muestra a continuación se presenta un resumen de la energía generada por el proyecto a la altura de buje de 80 m. Las pérdidas son consideradas a manera de eficiencias, y estos valores son tomados con el fin de obtener la energía que produciría la central en funcionamiento.

Tabla 5: Resumen de la energía generada en la central eólica.

Potencia del emplazamiento	261.4	MW
Producción energética ideal	1434	GWh/año
Producción energética bruta	1454	GWh/año
Eficiencia Topográfica	101.378	%
Pérdidas por efecto estela	94.450	%
Eficiencia eléctrica	98.000	%
Disponibilidad	98.000	%
Otros Factores	98.000	%

Formación de hielo y degradación de pala	99.500	%
Mantenimiento de subestación	99.8000	%
Paradas de compañía eléctrica distribuidora	90.000	%
Producción energética anual neta	1155	GWh/año
Factor de capacidad estimado	50.4	%

La eficiencia topográfica es favorable dadas las características topográficas y orográficas del emplazamiento, se consigue aumentar la producción de energía ideal en 1.378 % obteniéndose la producción de energía bruta igual a 1454 GWh/año. Por otro lado, las pérdidas por efecto de estela disminuyen la producción de energía en un 5.55 %, es decir que se pierde 80.69 GWh/año.

Para la obtención de la producción energética anual, se considera pérdidas por condiciones reales de instalación, así como también un margen de reserva operativo (MRO) igual al 10 % que comprende las pérdidas de transmisión, distribución y fallas de la central.

El valor de la intensidad de turbulencia promedio a la que estarán sometidos los aerogeneradores que se encuentran a la altura de 80 m es de 12.38 %.

En la Figura 9 se observa la energía neta producida por cada aerogenerador, esta energía se calcula considerando aceleración topográfica y cálculos de pérdidas de estela para cada aerogenerador según su ubicación real. La mayoría de los aerogeneradores producen entre 8.5 y 9 GWh/año, alcanzando algunos de estos los 10 GWh/año por encontrarse en la Zona II.

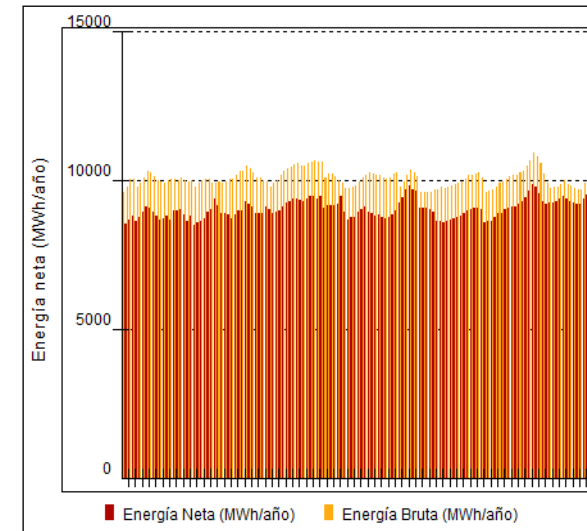


Fig. 9. Gráfica de la energía neta y bruta por aerogenerador a 80m.

En la Figura 10 se observa la energía neta generada por sectores, cada sector según la rosa de vientos utilizada es de 30°, como era de esperarse la mayor parte de la producción de energía es generada por los aerogeneradores que se encuentran en los sectores 6 (150°) y 7 (180°). La producción anual de energía bruta considerando los 12 sectores es de 1454 GWh/año mientras que la producción anual de energía neta es de 1155 GWh/año.

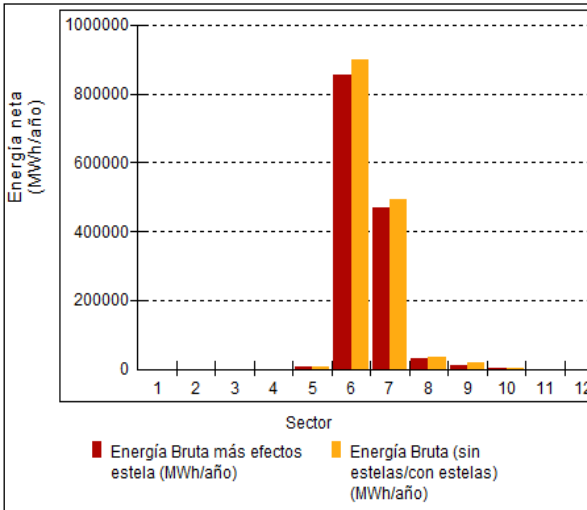


Fig. 10. Gráfica de la energía neta por sectores a 80m.

6.2. Resultados a la altura de 95m

En la Tabla 6 que se muestra a continuación se presenta un resumen de la energía generada por el proyecto a la altura de buje de 95 m. Las pérdidas son consideradas a manera de eficiencias, y estos valores son tomados con el fin de obtener la

energía que produciría la central en funcionamiento.

Tabla 6: Resumen de la energía generada en la central eólica.

Potencia del emplazamiento	261.4	MW
Producción energética ideal	1489	GWh/año
Producción energética bruta	1515	GWh/año
Eficiencia Topográfica	101.749	%
Pérdidas por efecto estela	94.770	%
Eficiencia eléctrica	98.000	%
Disponibilidad	98.000	%
Otros Factores	98.000	%
Formación de hielo y degradación de pala	99.500	%
Mantenimiento de subestación	99.8000	%
Paradas de compañía eléctrica distribuidora	90.000	%
Producción energética anual neta	1208	GWh/año
Factor de capacidad estimado	52.7	%

La eficiencia topográfica es favorable dadas las características topográficas y orográficas del emplazamiento, se consigue aumentar la Producción de energía ideal en 1.749 % obteniéndose la Producción de energía bruta igual a 1515 GWh/año.

Las pérdidas por efecto de estela disminuyen la producción de energía en un 5.23 %, es decir que se pierde 79.23 GWh/año.

El valor de la intensidad de turbulencia promedio a la que estarán sometidos los aerogeneradores que se encuentran a la altura de 95 m es de 11.98 %.

En la Figura 11 se observa la energía neta producida por cada aerogenerador, esta energía se calcula considerando aceleración topográfica

y cálculos de pérdidas de estela para cada aerogenerador según su ubicación real. La mayoría de los aerogeneradores producen entre 9 y 10 GWh/año, llegando algunos de estos a sobrepasar los 10 GWh/año.

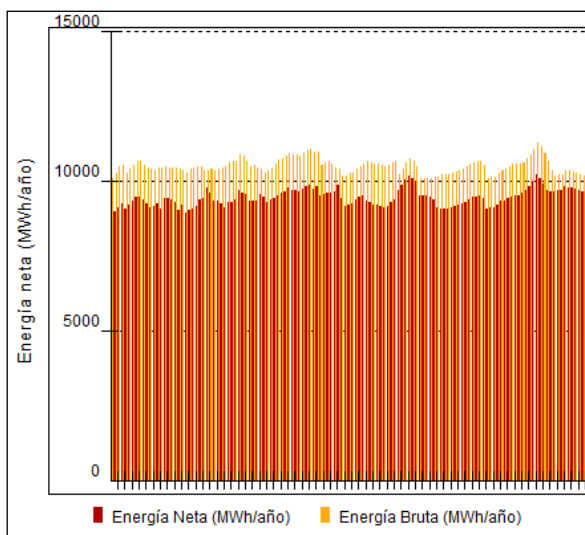


Fig. 11. Gráfica de la energía neta y bruta por aerogenerador a 95m.

En la Figura 12 se observa la energía neta generada por sectores. La producción anual de energía bruta considerando los 12 sectores es de 1515 GWh/año mientras que la producción anual de energía neta es de 1208 GWh/año.

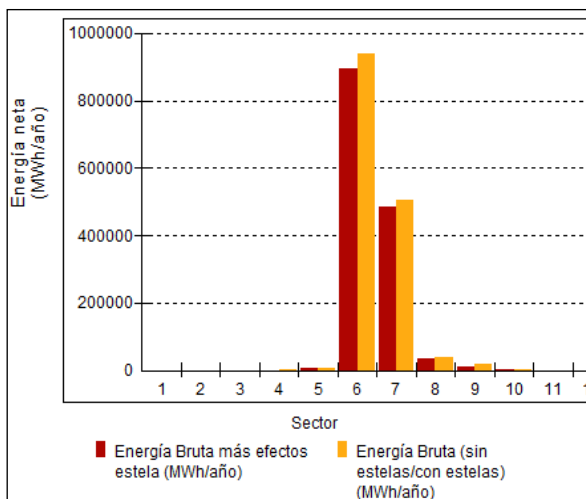


Fig. 12. Gráfica de la energía neta por sectores a 95m.

6.3. Visualización del parque eólico

En la Figura 13 se ilustra la ubicación de 144 aerogeneradores, para optimizar el área disponible cada aerogenerador se ubicó dentro de una elipse de diámetro mayor igual a $6D$ y de diámetro menor igual a $3D$.

En las imágenes que se presentan a continuación se visualiza paso a paso lo que sería la vista virtual de la central eólica. En la Figura 14 se ilustra el terreno del emplazamiento y los aerogeneradores mallados, luego como un *wireframe* (Figura 15). En la Figura 16 se visualizan los aerogeneradores en el emplazamiento con un renderizado y texturas aplicados, haciendo uso del Módulo de visualización de GH-WindFarmer y finalmente se carga todo el proyecto de la central eólica al Google Earth, en la Figura 17 se muestra una imagen de la navegación.

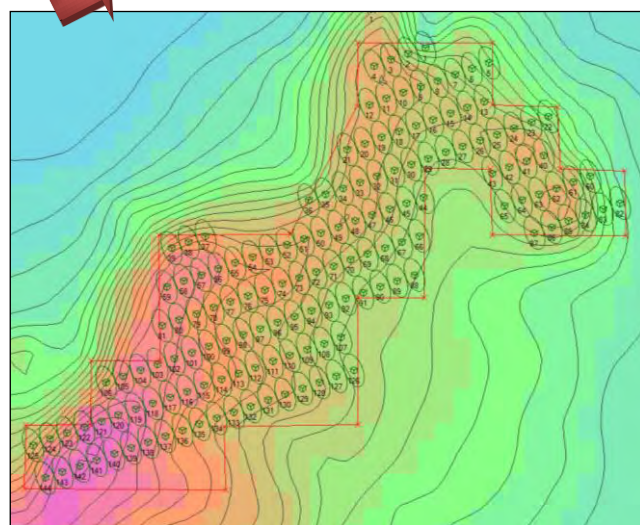


Fig. 13. Distribución de los aerogeneradores, proyecto total.



Fig. 17. Proyecto de la central eólica, navegación en Google Earth.

7. CONCLUSIONES

Un análisis detallado de la variabilidad del viento (dirección y velocidad media, intensidad de turbulencia), estudio del área y topografía del emplazamiento facilitará la decisión sobre qué capacidad instalar, clase de aerogenerador a utilizar y distribución óptima para el diseño del parque eólico.

La región Piura cuenta con un alto potencial eólico disponible, el cual debe de ser utilizado para la generación de energía eléctrica, de manera tal que se evite la congestión en la transmisión al norte del país.

La instalación de un parque eólico en la región Piura, permitirá el desarrollo de muchas zonas rurales, las cuales tendrán acceso a la energía eléctrica.



Fig. 14. Proyecto de la central eólica, mallado.

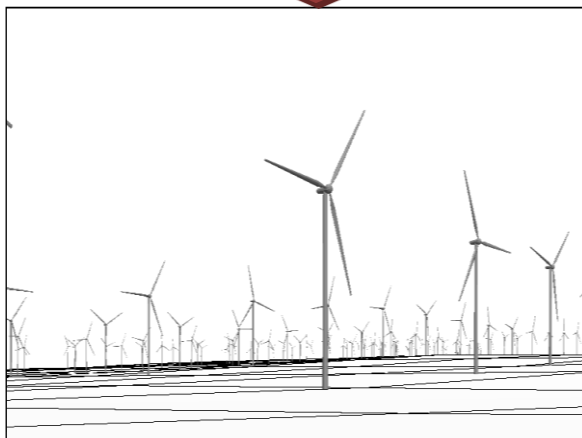


Fig. 15. Proyecto de la central eólica, wireframe.



Fig. 16. Proyecto de la central eólica, renderizado y texturas.

El sistema interconectado nacional deberá mejorar su capacidad y prestaciones con la construcción de líneas de 500kV, cuya capacidad de conducción es casi diez veces mayor que las tradicionales líneas de 220kV, reduciendo notablemente la pérdida de energía y, por ende su costo de conducción.

El incremento de la demanda eléctrica debido al crecimiento económico en la región Piura, podrá ser cubierto por grandes parques eólicos como sistemas de generación de electricidad.

8. AGRADECIMIENTOS

A la Sección Energía de la Universidad de Piura, por iniciar estudios del recurso del viento. Gracias a mi asesor Dr. Ing. Daniel Marcelo Aldana por sus valiosos comentarios y contribuciones en este estudio energético. Al Mgtr. Ing. Rodolfo Rodríguez y al Mgtr. Ing. Raúl La Madrid por la información meteorológica brindada de las torres de medición con las que cuenta la universidad. Se agradece el financiamiento del FINCyT para la obtención del Software.

9. REFERENCIAS

- [1] Pereira MG, Freitas MAV, da Silva NF. *Rural electrification and energy poverty: empirical evidences from Brazil*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14:1229–40.
- [2] K. Kaygusuz. *Energy services and energy poverty for sustainable rural development*. Renewable and sustainable energy reviews 2011;15:936–947.

- [3] Skipper, G. *Energy poverty: the magnitude of the challenge*. OFID Quarterly, April 2010. p. 9–11.
- [4] World Wind Energy Association. *100 Countries are using wind energy today - Iceland as 100th Wind Power Country*. World Wind Energy Report 2012.
- [5] Project Tech4CDM. *Wind energy in Peru*. Financed by the European Union under sixth framework programme.
- [6] Ministerio de energía y minas, dirección general de electricidad. *Potencial de las energías renovables en el Perú*. MINEM, Octubre 2011.
- [7] Revista eólica del vehículo eléctrico. *Wind energy in Peru: Vestas receives wind power order for delivery of 114 MW*. REVE, Octubre 2012.
- [8] Khaled M. Bataineh*, Doraid Dalalah. *Assessment of wind energy potential for selected areas in Jordan*. Renewable and sustainable energy reviews 2013;59:75–81.
- [9] Boyle Godfrey. *Renewable energy: power for a sustainable future*. Oxford:Oxford University press; 1996:275.
- [10] Eskin N, Artar H, Tolun S. *Wind energy potential of Gokceada island in Turkey*. Renewable and sustainable energy reviews 2008;12:839–51.
- [11] Villarubia, Miguel (2004). *Energía eólica*. 1ª ed. España: Ediciones Ceac.
- [12] Tony Burton (2001). *Wind energy handbook*. New York: John Wiley & Sons Limited.
- [13] Manwell JF, McGowan JG, and Rogers AL. (2002). *Wind energy explained: theory, design and application*. New York: John Wiley & Sons Limited.
- [14] Joaquín Mur Amada. *Curso de energía eólica. Máster europeo en energías renovables y eficiencia energética*. Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- [15] A. J. Bowen and N. G. Mortensen, *WAsP prediction errors due to site orography*. Riso national laboratory, December 2004, pp 28-29, pp 34-35.
- [16] Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, *Theory manual*. Wind farm design software.
- [17] Conrado Moreno, Figueredo. *Distribución de los aerogeneradores en un parque eólico*. Centro de Estudios de tecnologías energéticas renovables.
- [18] Ainslie J. F., *Development of an eddy viscosity model for wind turbine wakes*. Proceedings of 7th BWEA Wind energy conference, Oxford 1985.

Conclusiones

El utilizar herramientas de diseño (software GH-WindFarmer) y modelación del flujo de viento (software WASP) en un emplazamiento seleccionado, permite realizar la evaluación del potencial eólico considerando parámetros que simulan el ambiente casi real de trabajo de los aerogeneradores y obteniendo resultados más confiables para llevar a cabo su instalación.

Se logró comprobar que el emplazamiento seleccionado tiene un alto potencial eólico, el cual debe de ser utilizado para la generación de energía eléctrica, beneficiando a la Región Norte del Perú.

Se elaboró la topografía del emplazamiento usando coordenadas geográficas y datos de altitud disponibles en una página en línea que cuenta con datos de una expedición realizada por la NASA (SRTM), lo cual es beneficioso para poder realizar la evaluación del potencial eólico en cualquier emplazamiento.

El análisis de la variabilidad del viento es de gran importancia debido a que la potencia varía con el cubo de la velocidad del viento, por lo tanto un error del 6 % en el pronóstico del viento conlleva un error del orden del 19 % en la potencia producida.

Es necesario contar con un registro de datos de las velocidades y direcciones del viento con el mayor número de años posible, no menor a 5 años. Así como también es necesario representar la variabilidad del viento de manera clara y ordenada haciendo uso de: tablas de distribución de frecuencias de la velocidad del viento, rosa de vientos y mapas del recurso del viento; facilitando la interpretación de los datos que permita determinar la ubicación adecuada de los aerogeneradores tal que se logre obtener el mejor aprovechamiento de la energía disponible en el viento.

Es muy importante tener en cuenta el factor de carga o factor de capacidad de la planta, ya que este valor es una medida del aprovechamiento de la energía disponible en el

emplazamiento. Si bien, al aumentar la altura del buje del aerogenerador se consigue aumentar la velocidad media del viento y como consecuencia aumentar la producción de energía anual, no siempre se optará por utilizar una torre de mayor altura a no ser que la diferencia del factor de carga sea del 10 %.

La Región Piura cuenta con un alto potencial eólico disponible, el cuál debe de ser utilizado para la generación de energía eléctrica, permitiendo que muchas zonas rurales tengan acceso a la energía eléctrica.

El sistema interconectado nacional deberá mejorar su capacidad y prestaciones con la construcción de líneas de 500kV, cuya capacidad de conducción es casi diez veces mayor que las tradicionales líneas de 220kV, reduciendo notablemente la pérdida de energía y, por ende su costo de conducción.

El incremento de la demanda eléctrica debido al crecimiento económico en la Región Piura, podrá ser cubierto por grandes parques eólicos como sistemas de generación de electricidad.

Referencias

- [19] Pereira MG, Freitas MAV, da Silva NF. *Rural electrification and energy poverty: empirical evidences from Brazil*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14:1229–40.
- [20] K. Kaygusuz. *Energy services and energy poverty for sustainable rural development*. Renewable and sustainable energy reviews 2011;15:936–947.
- [21] Skipper, G. *Energy poverty: the magnitude of the challenge*. OFID Quarterly, April 2010. p. 9–11.
- [22] World Wind Energy Association. *100 Countries are using wind energy today - Iceland as 100th Wind Power Country*. World Wind Energy Report 2012.
- [23] Project Tech4CDM. *Wind energy in Peru*. Financed by the European Union under sixth framework programme.
- [24] Ministerio de energía y minas, dirección general de electricidad. *Potencial de las energías renovables en el Perú*. MINEM, Octubre 2011.
- [25] Revista eólica del vehículo eléctrico. *Wind energy in Peru: Vestas receives wind power order for delivery of 114 MW*. REVE, Octubre 2012.
- [26] Khaled M. Bataineh*, Doraid Dalalah. *Assessment of wind energy potential for selected areas in Jordan*. Renewable and sustainable energy reviews 2013;59:75–81.
- [27] Boyle Godfrey. *Renewable energy: power for a sustainable future*. Oxford:Oxford University press; 1996:275.
- [28] Eskin N, Artar H, Tolun S. *Wind energy potential of Gokceada island in Turkey*. Renewable and sustainable energy reviews 2008;12:839–51.
- [29] Villarubia, Miguel (2004). *Energía eólica*. 1ªed. España: Ediciones Ceac.
- [30] Tony Burton (2001). *Wind energy handbook*. New York: John Wiley & Sons Limited.
- [31] Manwell JF, McGowan JG, and Rogers AL. (2002). *Wind energy explained: theory, design and application*. New York: John Wiley & Sons Limited.
- [32] Joaquín Mur Amada. *Curso de energía eólica. Máster europeo en energías renovables y eficiencia energética*. Departamento de ingeniería eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- [33] A. J. Bowen and N. G. Mortensen, *WAsP prediction errors due to site orography*. Riso national laboratory, December 2004, pp 28-29, pp 34-35.
- [34] Garrad Hassan, WindFarmer 4.2, *Theory manual*. Wind farm design software.
- [35] Conrado Moreno, Figueredo. *Distribución de los aerogeneradores en un parque eólico*. Centro de Estudios de tecnologías energéticas renovables.

- [36] Ainslie J. F., *Development of an eddy viscosity model for wind turbine wakes*. Proceedings of 7th BWEA Wind energy conference, Oxford 1985.