# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

# SEDE CUENCA

## CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

Tesis previa a la obtención del
Título de Ingeniero Mecánico.

**TEMA:**

"VALIDACION DEL SOFTWARE ESPECIALIZADO WASP PARA EL DIMENSIONADO DE PARQUES EÓLICOS DE ALTURA UBICADOS EN TERRENOS COMPLEJOS"


**AUTORES:**

Juan Vladimir Cabrera Salazar

Cristhian Fernando Ruiz Asanza

**DIRECTOR:**

Ing. Fran Zhovani Reinoso Avecillas


Cuenca, Mayo 2014

Breve reseña de los autores e información de contacto

**Cristhian Fernando Ruiz Asanza**
Estudiante de la Carrera de Ingeniería Mecánica.
Universidad Politécnica Salesiana.
cruiz@est.ups.edu.ec
cfercho33@hotmail.com

**Juan Vladimir Cabrera Salazar**
Estudiante de la Carrera de Ingeniería Mecánica.
Universidad Politécnica Salesiana.
jcabreras@est.ups.edu.ec
vladimircabrera89@yahoo.com

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo la excepción prevista por la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

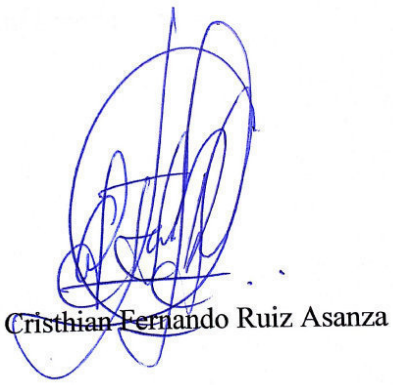
©2014 Universidad Politécnica Salesiana

CUENCA – ECUADOR – SUDAMÉRICA.

**DEDICATORIA DE RESPONSABILIDAD**

Los conceptos desarrollados han sido tomados de las referencias bibliográficas citadas, previamente analizado su contenido, los análisis técnicos realizados en la simulación y las conclusiones que se encuentran en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Cuenca, Mayo del 2014



Cristhian Fernando Ruiz Asanza

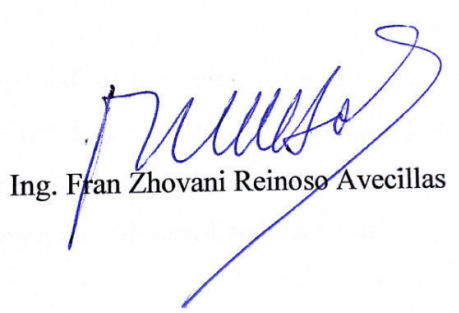
Juan Vladimir Cabrera Salazar

**CERTIFICACIÓN**

Ing. Fran Zhovani Reinoso Avecillas
Certifica

Haber revisado y dirigido cada uno de los capítulos que constan en este trabajo de tesis desarrollado por los señores **JUAN VLADIMIR CABRERA SALAZAR** y **CRISTHIAN FERNANDO RUIZ ASANZA** bajo mi supervisión.

Cuenca, Mayo 2014



## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es el final de un largo camino universitario, el cual no hubiera podido realizar si no es gracias al apoyo incondicional y la confianza que me brindaron mis padres Kléber y Carmen, a mi hermana Lisseth que mantuvieron siempre la esperanza y deseo de verme culminar este objetivo tan anhelado.

Un agradecimiento especial a mis profesores que supieron guiarme con sus conocimientos a través del largo camino universitario y en especial al Ing. Fran Reinoso que supo guiar exitosamente durante este trabajo pese a los inconvenientes que se tuvieron al momento de ir desarrollando el tema.

Agradeciendo también a mis compañeros y amigos ya que con ellos se compartieron muchas horas de estudio, muchas aulas de clases, se supo establecer una buena amistad y compañerismo y se supo sobrellevar cualquier adversidad para lograr esta meta, a ellos y a mi familia sólo me queda decir gracias por cada palabra llena de ánimos y cada consejo que me dieron.

**Cristhian Ruiz Asanza**

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, principalmente a mis amados padres Kléber y Carmen por su apoyo incondicional frente a este largo periodo de estudio, por su amor, su amistad brindada a lo largo de los años, gracias a sus enseñanzas logre forjar un camino de bien con sus ejemplos de perseverancia y dedicación para alcanzar sus metas anheladas.

Dedico también este trabajo a mi hermana Lisseth que ha estado conmigo en buenos y malos momentos apoyándome siempre. Por último este trabajo quiero que sea en memoria de mi hermano Kléber Rodrigo Ruiz Asanza.

**Cristhian Ruiz Asanza**

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradecer a Dios sobre todas las cosas, a mis padres porque creyeron en mí y supieron sacarme adelante con su valor y esfuerzo por que en gran parte es gracias a mis padres, hoy puedo ver alcanzada mi meta porque siempre estuvieron en los momentos más difíciles de mi vida y carrera. Todos mis logros son para mi familia, mi familia es mi inspiración mi fortaleza para ellos se los dedico esta victoria. A mis tíos, hermanos, Elvis, Guillermo, Cesar y Sergio, Mi padre Carlos Cabrera su esposa Alexandra Orellana y mi madre Silvia Enid, primos Abuelos y amigos. Gracias a todos ellos por fomentar mi deseo de superación y triunfo en la vida. Estas palabras nos bastaran para agradecerles por su apoyo incondicional, su compresión y sus concejos en momentos difíciles. A al Ing. Fran Reinoso que supo guiarnos en este trabajo de culminación de la carrera a todos ellos infinita gracias y espero contar con su valioso apoyo, sincero e incondicional.

**Juan Vladimir Cabrera Salazar**

## DEDICATORIA

A mi Señor, Jesús quien me dio la fe, la fortaleza, la salud y la esperanza para comenzar y terminar esta meta tan anhelada en mi vida. A mi madre que tanto la extraño aunque ya no está presente pero fue quien me brindo su amor, su paciencia, su estímulo y su apoyo constante, es evidencia de su gran amor. ¡Gracias!. A mi padre, quien me enseño desde pequeño a luchar para alcanzar mis objetivos. Mi triunfo es el de ustedes, ¡los amo! A los que nunca dudaron que lograría este triunfo: a mis abuelitos, mis tías, tíos, hermanos.

**Juan Vladimir Cabrera Salazar**

## AGRADECIMIENTOS

Por parte de los autores de este trabajo, agradecemos de manera especial al Ing. Fran Reinoso por el apoyo brindado a lo largo de este trabajo. A la empresa CELEC que nos facilitó los datos técnicos de operación del parque eólico Villonaco mediante su principal Ing. Enith Carrion.

Por último agradecer al Ing. José Jara que nos guió en el último capítulo de este trabajo de tesis.

## RESUMEN

En este trabajo de tesis se muestra el error que tiene el software comercial WAsP 11 analizado en el parque eólico de Villonaco ubicado en la provincia de Loja. En Ecuador la energía eléctrica desarrollada mediante la eólica es una tecnología nueva en nuestro medio, Ecuador cuenta con dos parques eólicos ubicados en el archipiélago de Galápagos y en la ciudad de Loja en el cerro Villonaco. El parque eólico Villonaco es de altura y terreno complejo, debido a que se encuentra localizado a 2700 metros sobre el nivel del mar y a sus alrededores consta de una orografía variante. El software especializado WAsP funciona perfectamente bajo condiciones estándares, es decir al nivel del mar y bajo temperaturas de 25ºC; estudios hacen referencia al funcionamiento de WAsP en terrenos complejos pero a una altura de 400 a 500 m.s.n.m con lo que este software no tiene mucho error comparándolos con modelos realizados al nivel del mar. En este trabajo de tesis está separado por tres capítulos, en el primero se hace referencia a una introducción de la energía eólica, la caracterización del viento, obtención y tratamientos de datos de viento y parámetros que servirán para la simulación en WAsP, el segundo capítulo se realizó el modelado del parque Villonaco para saber si WAsP responde de manera precisa bajo las condiciones a las que se rige este parque eólico, se realizó la simulación de este parque eólico realizando un mapa vectorial del emplazamiento, una densidad de aire de 0,923 kg/m$^3$ y datos de viento observados en los años 2013-2014 a la altura del buje de 65 metros. En el tercer capítulo se comparan los datos obtenidos mediante la simulación con WAsP y los observados, con estos datos de viento se obtuvo una velocidad media del flujo de 10,009 m/s, este dato sirvió para hacer el cálculo de la potencia entregada por el parque siendo el resultado de 0,766 MW y finalmente el parque nos entrega una energía de 66,835 GWh al año. Estos resultados se los comparó con los obtenidos mediante WAsP y obteniendo un error en la velocidad y en la potencia, permitiéndonos tener las bases para realizar la comparación de los datos obtenidos mediante la simulación y los datos medidos en el parque eólico.



**Palabras Claves:** WAsP 11, Parque Eólico, Villonaco, Energías Renovables, Energía Eólica, Aerogeneradores, GoldWind

## ABSTRACT

In this thesis the error of the WAsP 11 Commercial software used in Villonaco wind farm located in the province of Loja shown. In Ecuador the power developed by the wind is a new technology in our country, Ecuador has two wind farms located in the Galapagos Archipelago and the city of Loja in Villonaco hill. The wind farm is Villonaco high and complex terrain, because is located at 2700 meters above sea level and the surrounding terrain consists of a variant. The specialized software WAsP works perfectly under standard conditions, so at sea level and low temperatures of 25 ° C; studies refer to the operation of WAsP in complex terrain but at a height of 400-500 m with what this software does not have much error compared with models made at sea level. This thesis is separated by three chapters , the first reference to an introduction of wind power, the characterization of the wind, collection and processing of data from wind and parameters that serve for simulation in WAsP is the second chapter park Villonaco modeling was performed to see if WAsP responds precisely under the conditions to which the wind farm is governed simulating wind farm carrying a vector map of the site, an air density of 0,923 kg/$m^3$ performed and wind data observed in the years 2013-2014 at the hub height of 65 meters. In the third chapter the data obtained by the simulation with WAsP and observed, these wind data an average flow rate 10,009 m/s was obtained are compared, this data was used to calculate the power delivered by the park being the result of 0,766 MW and finally the park gives us an energy of 66,835 GWh per year. These results were compared with those obtained by WAsP and getting an error in speed and power, allowing us to have the basis for comparison of data obtained through the simulation and the measured data on the wind farm.



**Keywords:** WAsP 11, Wind Farm, Villonaco, Renewable Energy, Wind Energy, Wind Turbines, Goldwind

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

**CONTENIDO** **PÁGINA**


## CAPÍTULO 1

ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL PARQUE VILLONACO.

Introducción. 13

1.1 Caracterización del recurso eólico 14

1.1.1 Origen del viento. 15

1.1.2 Capas atmosféricas 15

1.1.3 Movimiento del viento 17

1.1.4 Variabilidad del viento 19

1.1.4.1 Variaciones temporales del viento 19

1.1.4.2 Variaciones espaciales del viento, variación vertical 21

1.1.5 Potencial eólico 23

1.1.5.1 Potencial eólico disponible 24

1.1.5.2 Potencial eólico aprovechable 25

1.2 Obtención y tratamientos de datos de viento 26

1.2.1 Parámetros representativos del potencial eólico 27

1.2.2 Toma de medidas 27

1.2.2.1 Instrumentación 28

1.2.2.2 Frecuencia y duración de las medidas 31

1.2.2.3 Ubicación de los sensores 35

1.2.3 Tratamiento de datos eólicos 35

1.2.3.1 Rosa de vientos 35

1.2.3.2 Distribución de direcciones 37

1.2.3.3 Distribuciones temporales 38

1.2.3.4 Distribución de frecuencia 40

1.2.4 Evaluación de energía producida 42

1.2.4.1 Método estático 43

1.2.4.2 Método semiestático 44

1.2.4.3 Método cuasidinámico 44

1.3 Aerodinámica de la turbina 44
1.3.1 Potencia extraída del viento (teoría del disco actuador) 44
1.3.2 Aerodinámica del subsistema de captación 50
1.4 Curva característica del aerogenerador 55
1.4.1 Curva de potencia 56
1.4.1.1 Coeficiente de empuje 58
1.5 Características de la zona de estudio 60
1.5.1 Topografía de la zona 62
1.5.2 Caracterización de las aeroturbinas 63
1.5.3 Datos de viento 66

**CAPÍTULO 2**

SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Introducción. 68
2.1 Descripción del software utilizado. 69
2.1.1 Generación de datos de viento 70
2.1.2 Creación del mapa orográfico de la zona 71
2.1.3 Creación del wind atlas 73
2.1.4 Ubicación de los aerogeneradores 76
2.2 Calibración del modelo 78
2.2.1 Cálculo del atlas eólico 79
2.2.2 Potencia eólica estimada 79
2.2.3 Potencia eólica mediante wind farm 80
2.2.4 Predicción del recurso eólico 81
2.3 Generación de archivos de sitio y atlas eólico. 82
2.3.1 Archivo de sitio 83
2.3.2 Archivo atlas eólico 87
2.4 Curva de potencia de la aeroturbina. 92
2.5 Número y potencia de la máquina a instalar. 95
2.6 Generación de la malla del recurso eólico. 98
2.7 Resultado de la simulación. 100

**CAPÍTULO 3**

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON LOS DATOS REALES DE OPERACIÓN.


Introducción. 107

3.1 Análisis de datos de operación del parque eólico Villonaco 108

3.1.1 Velocidad promedio del flujo de viento. 108

3.1.2 Producción anual energética (AEP) de operación. 110

3.1.3 Curva de potencia real del parque eólico Villonaco. 111

3.2 Análisis de resultados de la simulación 113

3.2.1 Velocidad promedio del flujo de viento. 114

3.2.2 Producción anual energética (AEP) simulada. 116

3.2.3 Curva de potencia simulada del parque eólico Villonaco. 118

3.3 Comparación de resultados. 120

3.3.1 Comparación de datos simulados y reales. 120

3.4 Simulación de escenarios 129

3.4.1 Escenario 1: rugosidad máxima de 1, todo ciudad 129

3.4.1.1 Cálculo del atlas eólico: 130

3.4.1.2 Potencia eólica estimada: 130

3.4.1.3 Potencia eólica mediante WindFarm 131

3.4.2 Escenario 2: rugosidad mínima de 0,0001, todo agua 132

3.4.2.1 Cálculo del atlas eólico: 133

3.4.2.2 Potencia eólica estimada: 133

3.4.2.3 Potencia eólica mediante Wind Farm: 134

3.4.3 Comparación de resultados pasando de rugosidad de 1 a 0,0001. 135

CONCLUSIONES 136

RECOMENDACIONES 138

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 140

ANEXOS 143

Simulación WAsP datos de viento 2013-2014 143

Simulación con rugosidad de 0.0001 y densidad de 0.923 kg/m$^3$ 154

Simulación con rugosidad de 0.0001 y densidad de 1.225 kg/m$^3$ 162

Simulación con rugosidad de 1 y densidad de 0.923 kg/m$^3$ 170

Simulación con rugosidad de 1 y densidad de 1.225 kg/m$^3$ _____ 178

# ÍNDICE DE FIGURAS

**FIGURA** **PÁGINA**

## CAPÍTULO 1

ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL PARQUE VILLONACO.


Figura 1.1 Capas atmosféricas 17
Figura 1.2 Brisa marina en el día (izquierda) y en la noche (derecha) 18
Figura 1.3 Vientos en valles y montañas en el día (izquierda) y noche (derecha) 19
Figura 1.4 Espectro típico de la energía cinética del viento 20
Figura 1.5 Perfil vertical del viento 22
Figura 1.6 Anemómetro de cazoletas 29
Figura 1.7 Data logger WinLog 29
Figura 1.8 Veleta Thies 30
Figura 1.9 Sensor de presión barométrica NRG BP20 30
Figura 1.10 Sensor de temperatura 31
Figura 1.11 Histograma de frecuencia relativa de unidades vendidas 34
Figura 1.12 Rosa de los vientos en diagrama polar 36
Figura 1.13 Rosa de los vientos 37
Figura 1.14 Evolución temporal de la velocidad registrada del viento hora a hora 38
Figura 1.15 Evolución media diaria del viento 39
Figura 1.16 Evolución de las velocidades medias mensuales 39
Figura 1.17 Evolución de las velocidades medias anuales 40
Figura 1.18 Densidad de probabilidad experimental y teórica 41
Figura 1.19 Diagrama de cálculo de entrega de energía eólica 43
Figura 1.20 Tubo de corriente 46
Figura 1.21 Volumen de control 47
Figura 1.22 Acciones del viento sobre un perfil estático 50
Figura 1.23 Coeficiente de sustentación y arrastre de un perfil aerodinámico 51
Figura 1.24 Velocidades y fuerzas en un elemento pala 52
Figura 1.25 Ángulos de calaje de diferentes segmentos de una pala con torsión 54

Figura 1.26 Variación del coeficiente de potencia en función de λ0 y θ 54
Figura 1.27 Coeficientes de potencia de distintos tipos de aeroturbinas 55
Figura 1.28 Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica 56
Figura 1.29 Curva de potencia en función de la velocidad del viento 57
Figura 1.30 Coeficiente Ct y Cp 60
Figura 1.31 Ubicación del parque eólico Villonaco 61
Figura 1.32 Emplazamiento del Cerro Villonaco 61
Figura 1.33 Ubicación Geográfica 62
Figura 1.34 Topografía de Villonaco área encerrada de 4 $km^2$ 62
Figura 1.35 Partes principales del aerogenerador 63
Figura 1.36 Parámetros de la velocidad del viento para las clases de aerogeneradores 64

**CAPÍTULO 2**

SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Figura 2.1. Entorno de software WAsP 11 69
Figura 2.2 OWC Wizard 70
Figura 2.3 Mapa topográfico de la zona de estudio 72
Figura 2.4 Mapa topográfico de la zona de estudio generado con el WAsP Map Editor 73
Figura 2.5 Situación de la estación meteorológica en el mapa topográfico de la región 74
Figura 2.6 Datos de la estación meteorológica procesados por el programa WAsP 74
Figura 2.7 Parámetros del altas de viento 75
Figura 2.8 Características del aerogenerador empleado Gamesa G90 76
Figura 2.9 Mallado de la zona de estudio y representación gráfica del valor de la variable AEP en cada una de las celdas de la malla 77
Figura 2.10 Ubicación de las turbinas 78
Figura 2.11 Atlas de viento modelo/simulado 79
Figura 2.12 Potencia eólica modelo/simulado 80
Figura 2.13 Potencia eólica Wind Farm modelo/simulado 80

Figura 2.14 Recurso eólico modelo/simulado 81
Figura 2.15 Generación de polígono del emplazamiento. 84
Figura 2.16 Software Global Mapper. 84
Figura 2.17 Contornos del mapa vectorial. 85
Figura 2.18 WAsP Map Editor. 85
Figura 2.19 Selección de la proyección del parque Villonaco. 86
Figura 2.20 Ubicación del anemómetro. 87
Figura 2.21 Archivo de datos de viento en formato .PRN 88
Figura 2.22 Parámetros del Analyst Climate 89
Figura 2.23 Histograma 90
Figura 2.24 Distribución de Weibull y Rosa de los vientos. 91
Figura 2.25 Proyecto en WAsP 92
Figura 2.26 Curva de potencia de turbina GW 70/1500 a una densidad de 1.225 kg/$m^3$ 93
Figura 2.27 WAsP Turbine Editor 94
Figura 2.28 Curva de potencia de turbina GW 70/1500 realizada en WAsP Turbine Editor 94
Figura 2.29 Wind Farm 96
Figura 2.30 Turbine site 96
Figura 2.31 Distribución de los aerogeneradores en WAsP 97
Figura 2.32 Ubicación de los aerogeneradores en Google Earth 97
Figura 2.33 Mallado del emplazamiento Villonaco. 98
Figura 2.34 Resultados obtenidos con la generación de la malla de recurso eólica 99
Figura 2.35 Predicción del comportamiento del viento en el emplazamiento Villonaco. 101
Figura 2.36 Producción Energética Anual 102
Figura 2.37 Velocidad media de flujo de viento. 103
Figura 2.38 Resultados obtenidos mediante la simulación del mallado. 103
Figura 2.39 Disposición de los aerogeneradores en el mapa vectorial. 104
Figura 2.40 Rosa de rugosidad. 105
Figura 2.41 Rosa de rugosidad en mapa vectorial. 105
Figura 2.42 Producción global del parque eólico Villonaco 106

**CAPITULO 3**

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON LOS DATOS REALES DE OPERACIÓN.

Figura 3.1 Rosa de los vientos del parque eólico Villonaco. 109
Figura 3.2 Curva Distribución de Weibull, Velocidad de viento contra frecuencia 109
Figura 3.3 Curva de Potencia del parque eólico Villonaco. 113
Figura 3.4 Rosa de los vientos simulada del parque eólico Villonaco. 115
Figura 3.5 Curva simulada, Distribución de Weibull, Velocidad de viento contra Frecuencia. 115
Figura 3.6 Velocidades del parque eólico Villonaco. 116
Figura 3.7 Producción anual energética (AEP) del emplazamiento obtenida mediante el mallado. 117
Figura 3.8 Producción anual energética (AEP) del emplazamiento obtenida mediante Wind Farm. 117
Figura 3.9 Curva de potencia simulada del parque eólico Villonaco. 120
Figura 3.10 Ubicación de los tres sitios de medición 1, 2 y 3 en la isla Gurskøy. Curvas de nivel son por cada 20 m. 123
Figura 3.11 Perfiles verticales en el Sitio 2 por S sector (panel superior) y el sector N (panel inferior). 124
Figura 3.12 Análisis del error global y su desviación estándar con WAsP. 126
Figura 3.13 Análisis del error global y su desviación estándar con WindSim. 127
Figura 3.14 Atlas eólico, comparación en densidad de aire. Rugosidad máxima 130
Figura 3.15 Potencia eólica, comparación en densidad de aire. Rugosidad máxima. 131
Figura 3.16 Potencia eólica Wind Farm, comparación en densidad de aire. Rugosidad máxima. 131
Figura 3.17 Atlas eólico, comparación en densidad de aire. Rugosidad mínima 133
Figura 3.18 Potencia eólica, comparación en densidad de aire. Rugosidad mínima. 133
Figura 3.19 Potencia eólica Wind Farm, comparación en densidad de aire. Rugosidad mínima. 134

# ÍNDICE DE TABLAS

**TABLA** **PÁGINA**

## CAPÍTULO 1

ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL PARQUE VILLONACO.

Tabla 1.1 Rugosidades en tipo de terrenos. 23
Tabla 1.2 Agrupamiento de frecuencias relativas. 33
Tabla 1.3 Distribución de frecuencias relativas. 34
Tabla 1.4 Cuatro Rumbos laterales y Ocho rumbos Colaterales. 36
Tabla 1.5 Características del aerogenerador GW 70/1500. 65
Tabla 1.6 Equipos instalados en Villonaco. 66

## CAPÍTULO 2

SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Tabla 2.1 Datos de la estación meteorológica 71
Tabla 2.2 Calibración de Modelo. 82
Tabla 2.3 Tabla de longitudes de rugosidad. 86
Tabla 2.4 Coordenadas del anemómetro WinLog 1633. 87
Tabla 2.5 Calibración del Anemómetro. 89
Tabla 2.6 Características de aerogenerador GoldWind 70/1500. 92
Tabla 2.7 Número de máquinas instaladas. 95
Tabla 2.8 Localización de los Aerogeneradores. 95

## CAPITULO 3

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON LOS DATOS REALES DE OPERACIÓN.

Tabla 3.1 Potencia de Villonaco. 110

Tabla 3.2 Datos de operación del parque eólico Villonaco. 111
Tabla 3.3 Datos de operación simulados del parque eólico Villonaco. 118
Tabla 3.4 Comparación de resultados entre simulación y real. 121
Tabla 3.5 Comparación entre la simulación y real de cada aeroturbina. 121
Tabla 3.6 Condiciones entre WindSim y 3DWind. 123
Tabla 3.7 Error entre modelos. 125
Tabla 3.8 Condiciones para un modelo Macro. 125
Tabla 3.9 Condiciones para un modelo Micro. 126
Tabla 3.10 Porcentaje de error en la velocidad a distintas alturas con otros software comerciales 128
Tabla 3.11 Comparación de resultados entre densidad de 0,923 kg/m$^3$ y 1,225 kg/m$^3$ con rugosidad de 1. 132
Tabla 3.12 Comparación de resultados entre densidad de 0,923 kg/m$^3$ y 1,225 kg/m$^3$ con rugosidad de 0,0001. 134
Tabla 3.13 Comparación de resultados entre rugosidad de 1 y 0,0001. 135

# CAPÍTULO 1

ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO EN EL PARQUE VILLONACO.

## INTRODUCCIÓN.

La energía eólica tiene su origen en el sol, debido a que la atmósfera atrapa la radiación solar haciendo que el aire caliente asciende y se concentra en bolsas a bajas presiones mientras que el aire frío que se encuentra a altas presiones, desciende ocupando los espacios dejados por el aire caliente, las diferencias de presiones que se obtienen en esta transición de las zonas más bajas a las zonas más altas provoca el movimiento del aire que comúnmente es llamado viento.

La energía que proviene del sol es sólo aprovechada entre el 1 y 2% convirtiéndose en viento, para poder aprovechar esta energía el viento debe estar en un rango de velocidades aceptadas como mínimas de 20 m/s y que no supere los 80 m/s. La energía eólica se trata de aprovechar la energía cinética que proporciona el viento y transformar ésta en energía eléctrica mediante aerogeneradores instalados.

La capacidad instalada en el mundo desde el año 1997 que se puso en tendencia este tipo de tecnología ha venido creciendo desmesuradamente y es aplicada aproximadamente en más de 60 países entre desarrollados y en desarrollo, aunque en la actualidad Europa es la principal potencia de este tipo de tecnología amigable para el planeta, seguida de Norte América y Asia respectivamente

En Ecuador este tipo de tecnología está siendo desarrollada para la diversificación de la matriz energética en el país, pese a que la generación eléctrica mediante la eólica está siendo aplicada considerablemente en otros países en Ecuador es una tecnología nueva.

Este tipo de tecnología en Ecuador está siendo aplicada en el parque eólico San Cristóbal ubicado en archipiélago de Galápagos en la isla San Cristóbal que cuenta con 3 aerogeneradores MADE de fabricación española con una potencia de 800 kW cada turbina con una producción al año de 6.600 MWh y opera desde el año 2007. El

segundo parque existente en Ecuador es el parque eólico Villonaco ubicado en la ciudad de Loja al sur del país, cuenta con 11 aeroturbinas GoldWind con una potencia unitaria de 1.5 MW con una producción anual de 59.57 GWh, pese a esto en Ecuador se planea la construcción de un tercer parque eólico y el segundo parque eólico en el archipiélago de Galápagos ubicado en la isla Baltra-Santa Cruz con una capacidad de hasta 3 MW y producirá una energía aproximada de 5000 MWh/año.

A lo largo de éste capítulo se tratara acerca del comportamiento del viento, como se caracteriza el mismo, sus orígenes, el movimiento, como también se tendrá en cuenta las variabilidad tanto temporales como espaciales, lo más importante que se podría analizar es el potencial eólico que nos entrega un emplazamiento para el dimensionamiento del parques eólicos y el tratamiento de datos de dicho emplazamiento seleccionado.

## 1.1 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Las masas de aire que están en movimiento en las capas bajas de la atmósfera representan un nivel de potencial energético elevado en condiciones locales y temporales se obtendrán el mayor beneficio de este recurso.

El resultado de la radiación solar sobre la tierra hace que la superficie terrestre se caliente y este transmite su calor por convección al aire cercano a esta superficie, el aire más caliente se eleva debido a que la densidad de este gas es menor en comparación a la densidad del aire frío, este movimiento hace que exista un flujo de aire denominado viento, se podría decir que la energía que se quiere aprovechar del viento es directamente proporcional a la densidad del aire.

Las características del viento influyen notoriamente en la relación del aprovechamiento de la energía eólica, es decir:

- La selección del emplazamiento debe ser la más favorable para la instalación de equipos.

- La estimación de la producción energética donde se consideren valores medios de viento, distribuciones estacionales, direccionales, etc., en los lugares de interés.

- El diseño del sistema de aprovechamiento de energía considerando los valores de viento en condiciones medias y también en condiciones extremas.

Estas caracterizaciones hacen del viento una fuente de energía de gran importancia en el aprovechamiento del recurso eólico tanto en la optimización de las aplicaciones energéticas como para el poder predecir el comportamiento en condiciones de operación y de funcionamiento.

### 1.1.1 Origen del viento.

La producción del viento se obtiene a partir del movimiento de masas de aire en una región de la atmósfera denominada tropósfera, esta es la capa más baja en la atmósfera y dentro de esta, los vientos que se escogen desde un punto de vista energético son los que se producen a nivel de la superficie de la tierra.

El movimiento de las masas de aire se da principalmente por la radiación solar recibida sobre la tierra, en otras palabras, la radiación solar hace que la superficie de la tierra se caliente y mediante transferencia de calor por convección la superficie de la tierra calienta el aire cercano a esta superficie, una vez este aire este caliente su densidad es más ligera que el aire frío por lo que esta asciende y el aire frío que se encuentra en una parte superior desciende, este movimiento de aire frío y aire caliente genera unas corrientes de aire que se denomina viento.

### 1.1.2 Capas atmosféricas.

La atmósfera es una capa de gas que cubre la superficie terrestre y debido a la fuerza de gravedad que existe, es atraída y se encuentra estratificada. En la atmósfera se diferencian varias capas, en las que las propiedades físicas de cada una son distintas y esto se debe a que existen diferentes composiciones y diferentes densidades.

Las capas atmosféricas son las siguientes:

- **Tropósfera:** Esta es la capa que se encuentra en contacto con la superficie terrestre y es en esta capa donde se producen los fenómenos meteorológicos, ésta capa tiene un espesor promedio de 11 km y posee el 75% de la masa total de la atmósfera.

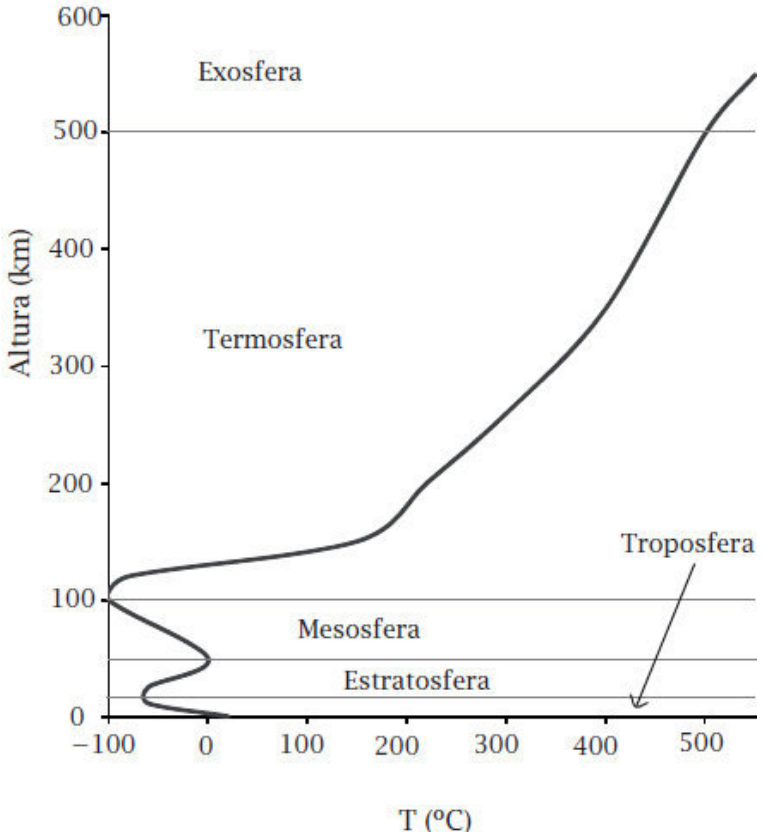
- **Estratósfera:** Está situada a continuación de la troposfera y en ella se encuentra el ozono (O3) que absorbe la radiación ultravioleta, esta capa posee un espesor promedio de 50 km y existen vientos horizontales que alcanzan el orden de los 200km/h.

- **Mesosfera:** Esta continua a la estratosfera, la temperatura de esta capa disminuye con respecto a la altura, tiene una altura de 50 a 80 km aproximadamente y contiene el 0,1% de la masa total de la atmósfera aproximadamente.

- **Termosfera:** Se encuentra situada a continuación de la mesosfera teniendo una altura promedio de 80 a 500 km medida desde el suelo terrestre, la temperatura en esta zona es muy elevada debido que aquí se concentran los rayos gamma y rayos X provenientes del sol, logrando una temperatura de hasta 1500 °C y las partículas sólidas que quieran ingresar a la tierra son desintegradas dando lugar a las conocidas estrellas fugaces, es en esta capa donde también se forman las auroras boreales.

- **Exosfera:** Esta es la última capa de la atmosfera, su altura no se encuentra muy definida pero se estima que tiene alrededor de 500 hasta 1000 km aproximadamente.

Figura 1.1 Capas atmosféricas




Fuente [1]

### 1.1.3 Movimiento del viento.

Los vientos se consideran por tener movimientos tanto espacial como temporal. El movimiento a grandes escalas se da debido a las diferentes regiones de la tierra es decir están ubicadas a latitudes que determinaría la cantidad de radiación solar que recibirían ciertas zonas, pero a escalas menores el movimiento del viento está delimitado por accidentes geográficos es decir cadenas de montañas, costas, vegetación, ciudades, etc.

El movimiento del aire se da en diferentes sentidos tanto en el día como en la noche haciendo que se genere el viento, pero el movimiento es diferente para colinas, valles y playas, como se sabe el aire frío por tener una densidad más pesada que el aire caliente hace que este al nivel de la superficie terrestre atrapando el calor y ascendiendo dejando lugar para que otro grupo de aire frío repita el ciclo.

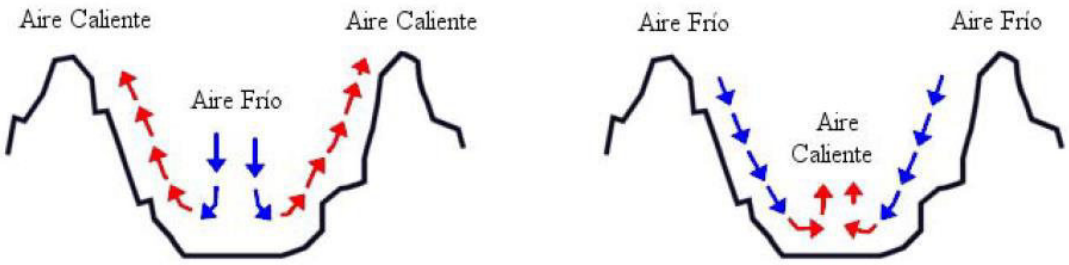
Ese ciclo del movimiento del aire es diferente tanto en el día como en la noche y para zonas montañosas como en zonas costeras, en el caso de la playa la radiación que llega a la Tierra generada por el Sol y calienta tanto la superficie terrestre y el agua marina, como se sabe el agua tiene mayor capacidad calorífica que la tierra y aumenta la temperatura más lento durante el día, el aire que está en contacto con la superficie terrestre se calienta por conducción ascendiendo produciendo una diferencia de presión haciendo que las masas de aire más frío, que se encuentra en el mar, ocupe el lugar dejado por el aire ya caliente en la superficie terrestre, formándose así una corriente cerrada. En la noche se genera un fenómeno parecido debido también a que el agua marina se enfría más lento que la superficie terrestre haciendo que la brisa que se genera sea en sentido contrario a la brisa generada en el día.

**Figura 1.2 Brisa marina en el día (izquierda) y en la noche (derecha)**

**Fuente [1]**

En el caso de valles y montañas es diferente al que se genera en las costas y esto se debe a que en el día las laderas de la zona montañosa absorben la radiación generada por el Sol aumentando su temperatura y calentando el aire que tienen a su alrededor, lo que hace que el aire genere un flujo que asciende por la ladera desde el nivel más bajo del valle. El panorama es distinto en la noche haciendo que las laderas se enfríen haciendo que el aire que está en su alrededor se enfríen haciendo que estas desciendan hasta el valle, formando así corrientes de viento en un circuito cerrado durante el día y la noche respectivamente.

Figura 1.3 Vientos en valles y montañas en el día (izquierda) y noche (derecha)




Fuente [1]

### 1.1.4 Variabilidad del viento.

La variación del viento prácticamente hace referencia a cómo puede afectar la velocidad del viento en los emplazamientos debido a sus condiciones orográficas, el tipo de medición de los equipos y el tiempo aproximado de medición, así como los fenómenos propios como ráfagas de viento, turbulencias y como afecta en el tratamiento de datos.

En este inciso se tratará acerca de cómo el viento puede variar en pequeña y gran escala respectivamente, la importancia del estudio del viento en algunas zonas que estén situadas ciudades, valles, colinas, etc.

#### 1.1.4.1 Variaciones temporales del viento.

La potencia que se puede extraer por medio de un aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad del viento, pero esta velocidad no es uniforme a lo largo del tiempo debido a que existen variaciones de las características del viento, estas variaciones pueden ser desde segundos hasta varios años.

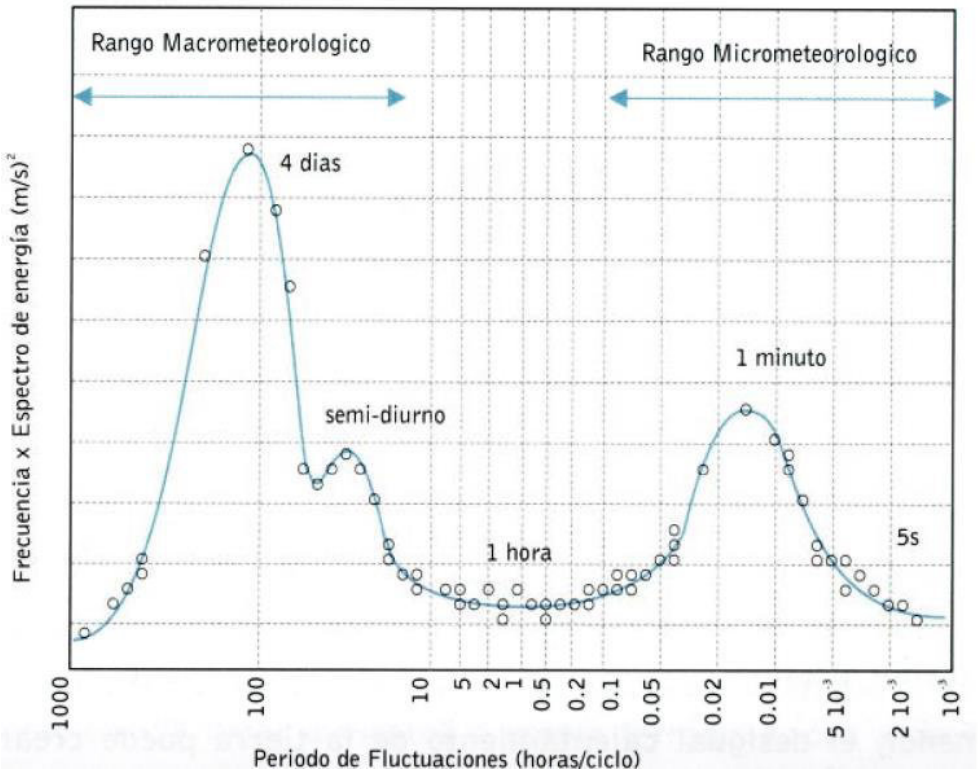
Las variaciones dadas en la velocidad media del viento a lo largo de un año son variaciones relativamente pequeñas y para determinar de manera confiable la velocidad media del viento en un emplazamiento determinado debe hacerse el estudio de un periodo de aproximadamente 5 años, aunque, estas mediciones no siempre son las recomendadas debido a que en un emplazamiento determinado la

variación de la velocidad de viento puede variar debido al crecimiento de árboles a sus alrededores.

Un flujo turbulento en la atmósfera hace que por periodos de tiempo, un minuto aproximadamente, la velocidad del viento cambie de manera impredecible en forma aleatoria. Mediante tratamientos estadísticos, que se verán a continuación en la sección 1.2, se puede extraer la información necesaria para la caracterización y comportamiento de la velocidad del viento.

En la Figura 1.4 se puede observar la distribución de la energía cinética del viento en distintas frecuencias.

**Figura 1.4 Espectro típico de la energía cinética del viento.**




**Fuente [1]**

Los rangos que se muestran en la figura son de carácter orientativo, existen fenómenos meteorológicos que podrían hacer variar estos rangos. En la derecha de la ilustración se encuentra la escala que contienen la energía cinética de turbulencias alrededor de un minuto, y estas variaciones son aparentemente aleatorias y no se

pueden predecir, pero, no sucede con el comportamiento a grandes escalas, debido a que, se podría determinar dicho comportamiento con modelos estadísticos.

**Turbulencias atmosféricas.**

Las turbulencias atmosféricas tienen una gran importancia sobre algunos aspectos importantes como son:

- Cargas dinámicas estructurales sobre los aerogeneradores.
- Variaciones en la potencia entregada.
- Emplazamientos de parques eólicos, es decir, la disposición de los aerogeneradores.

Las fluctuaciones de turbulencia son irregulares, es decir, siempre varían y no se conoce su comportamiento, lo más adecuado para averiguar el comportamiento de estas oscilaciones es realizar un tratamiento estadístico. Una turbulencia se define como una incorporación de todas las oscilaciones de frecuencias más altas que la variación de la velocidad media.

Una turbulencia se considera a la desviación de la velocidad instantánea con respecto a la velocidad media, es decir:

$$U(t) = U(t) - \overline{U} \tag{1}$$

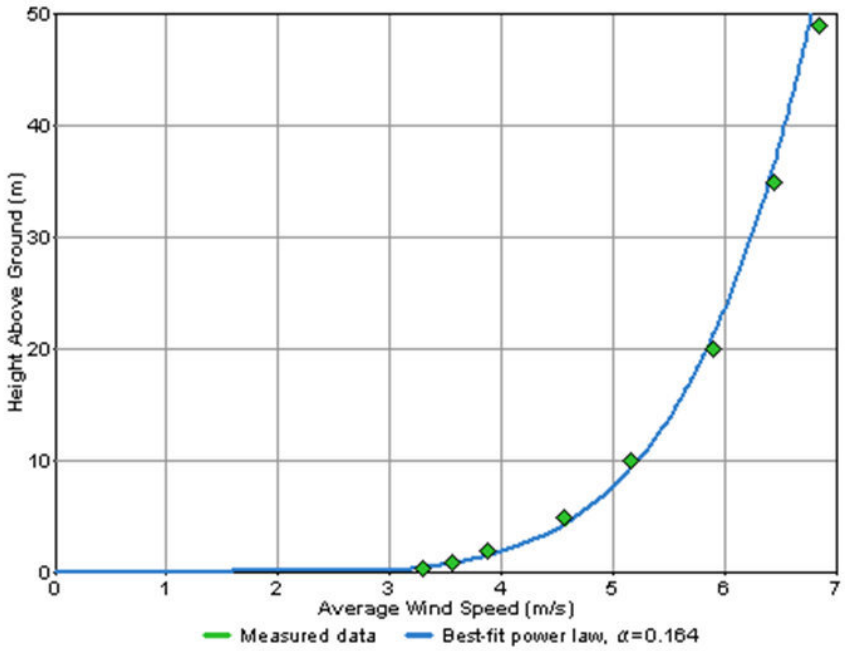
En las evaluaciones de emplazamientos o zonas propicias para la instalación de parques eólicos, una medida de turbulencia de viento es representada mediante la intensidad de turbulencia correspondiente a un periodo corto que normalmente es inferior a 1 hora.

### 1.1.4.2 Variaciones espaciales del viento, variación vertical.

El viento aparte de tener variaciones en el tiempo, también posee variaciones espaciales y esto se da principalmente a que las corrientes de aire están en

rozamiento con la superficie de la tierra provocando que el viento no sea constante y aumente con la altura, a esto se lo denomina perfil vertical del viento.

**Figura 1.5 Perfil vertical del viento.**




**Fuente [2]**

En algunas ocasiones cuando las características de un emplazamiento cambia repentinamente, es decir, cuando el viento proviene del mar y se topa con la playa, en campo de cultivos a bosques, se genera un fenómeno denominado capa límite interna y su altura crece con la distancia desde el punto de cambio donde ocurrió, dependiendo del grado de turbulencia.

Cuando el viento fluye sobre un emplazamiento uniforme, las características del perfil vertical de viento vienen con condicionadas por la rugosidad de ese terreno, pero sí, la rugosidad cambia bruscamente la capa límite interna que se está produciendo responde a la nueva rugosidad de terreno en una distancia de varios kilómetros si no se presentan nuevas alteraciones en el emplazamiento.

A continuación mostramos una tabla donde se muestran los distintos valores de rugosidades para diferentes tipos de emplazamientos.

**Tabla 1.1 Rugosidades en tipo de terrenos.**

| Grado de rugosidad | Tipo de terreno | α |
|---|---|---|
| **Liso** | Mar, arena, nieve | 0,10 – 0,13 |
| **Rugosidad Moderada** | Hierba, cultivos | 0,13 – 0,20 |
| **Rugoso** | Bosques, Edificaciones | 0,20 – 0,27 |
| **Muy Rugoso** | Ciudades | 0,27 – 0,40 |

**Fuente [1]**

Normalmente los datos de viento son medidos por los anemómetros a una altura estándar que es de 10 metros, pero, los ejes del rotores en los aerogeneradores se ubican a alturas superiores a esta altura estándar, por lo que, sería necesario hacer una extrapolación de datos. En estos casos sería necesario aplicar un modelo denominado **Ley Potencial Para El Perfil Vertical De Velocidades,** donde vendría definida por la siguiente ecuación:

$$V(z) = V_a(Z/Z_a)^{\propto} \quad (2)$$

Dónde:

- V(z) es la velocidad en función de la altura.
- $V_a$ es la velocidad medida a 10 metros.
- Z es la altura estándar de 10 metros.
- $Z_a$ es la altura a la que se va a extrapolar.
- α es la rugosidad dependiendo del emplazamiento (ver tabla 1.1).

La variación de la energía que se aprovecha del viento debido a las variaciones espaciales y a la densidad del aire no es tan importante como el parámetro de velocidad con la que el parque eólico debe funcionar, aunque un parámetro importante que se debe tomar en cuenta son las condiciones atmosféricas y la altura a la que se sitúa el aerogenerador sean un parámetro más a tener en cuenta.

### 1.1.5 Potencial eólico.

El potencial eólico es la energía aprovechada del viento, y como ya se mencionó, se estima que solo el 1% de la energía solar que por radiación llega a la tierra es

transformada en energía eólica, de esta energía, teórica o bruta, no se aprovecha toda sino solo un porcentaje debido a las siguientes condiciones:

- Influencias de las características orográficas de la zona.
- Velocidades de viento fuera de rango para los aerogeneradores.
- Pérdidas energéticas ya sean por aerodinámica, mecánicas y eléctricas.

En resumen el potencial eólico que podría absorber un aerogenerador se puede determinar con la siguiente ecuación, siendo este el potencial eólico disponible en un emplazamiento:

$$P = \frac{1}{2}\rho A U^3 \quad (3)$$

Dónde:

- P es la potencia entregada por el viento
- ρ es la densidad del aire.
- A es el área barrida por las palas del aerogenerador.
- U es la velocidad del viento.

Dentro de lo que es potencia eólica se tiene dos características que se describen a continuación como es el potencial eólico disponible y el potencial eólico aprovechado.

#### 1.1.5.1 Potencial eólico disponible.

Como ya se revisó en el inciso anterior, el potencial eólico en cada emplazamiento está definido por ciertas características propias de cada zona en estudio, en sí, el potencial eólico disponible se rige a la energía cinética que entrega el viento, la masa de aire en movimiento se encuentra a una velocidad determinada **U** y su energía cinética está determinada por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2}mU^2 \quad (4)$$

Mientras que la energía cinética por unidad de volumen sería:

$$e = \frac{1}{2}\rho U^2 \quad (5)$$

Siendo ρ la densidad del aire, que para efectos prácticos se toma como constante siendo igual a 1,225 kg/m$^3$.
El flujo de aire que a través de una superficie se determina por:

$$\Phi = UA \quad (6)$$

En este caso la energía que fluye por unidad de tiempo en una sección de área **A** perpendicular a la corriente de aire con velocidad determinada **U** este será el flujo de energía cinética, como se muestra a continuación:

$$P_D = \frac{1}{2}\rho A U^3 \quad (7)$$

En pocas palabras la potencia eólica disponible que se obtiene por el movimiento del aire, viento, es directamente proporcional a la densidad del aire, al área de barrido de las palas del aerogenerador y la velocidad al cubo.

### 1.1.5.2 Potencial eólico aprovechable.

En el apartado anterior se revisó cual es la energía cinética contenida en una masa de aire en movimiento, pero esa ecuación de conservación de la masa referencia a que no todo ese potencial disponible del aire se pueda aprovechar, debido a las características del viento y también el potencial que se aprovecha es menor al potencial ideal debido al funcionamiento del aerogenerador considerando las pérdidas mecánicas en la transmisión y la eficiencia eléctrica del aerogenerador.

El potencial eólico aprovechable viene definido por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2}\rho C_p A U^3 \quad (8)$$

Dónde:

- P es la potencia suministrada por el aerogenerador.
- ρ es la densidad del aire.
- $C_p$ es el coeficiente de potencia.
- A es el área barrida por las palas del aerogenerador.
- U es la velocidad del viento.

Como se puede observar en la ecuación anterior, en esta ingresa un nuevo factor el cual es el **$C_p$,** este factor es el coeficiente de potencia y se define como una fracción de potencia contenida en el viento que captura el aerogenerador, siendo en si una medida de eficiencia de cada turbina, y varía dependiendo del modelo y del fabricante de los aerogeneradores.

El valor del coeficiente de potencia en un aerogenerador nunca podrá ser 100% debido a que siempre se producen pérdidas como las mencionadas anteriormente siendo así pérdidas mecánicas en la transmisión o pérdidas eléctricas en el aerogenerador.

## 1.2 OBTENCIÓN Y TRATAMIENTOS DE DATOS DE VIENTO.

La obtención de datos de viento es muy importante para el análisis del potencial eólico en un emplazamiento determinado porque se tendrá una idea del comportamiento del viento de acuerdo al tratamiento de datos observados, entre los cuales se hablará de parámetros importantes para tener en cuenta al momento de obtener los datos de viento como por ejemplo, el intervalo de tiempo con el que se hacen las mediciones, condiciones meteorológicas entre otras que se detallarán a continuación.

Al momento de la toma de medidas es necesario saber el funcionamiento de la instrumentación necesaria y la forma de interpretar los datos para obtener el mayor potencial y aprovechar al máximo dicha zona.

### 1.2.1 Parámetros representativos del potencial eólico.

Para realizar el estudio de una zona o emplazamiento se determina las características del viento y se deberían considerar los siguientes parámetros mostrados a continuación:

Condiciones generales del viento en una zona potencial para parques eólicos:

- Los datos medidos por los dispositivos deben estar en un intervalo de 10 minutos aproximadamente.
- Entre los parámetros de medición de datos deben existir condiciones meteorológicas como temperatura, presión atmosférica, humedad relativa y densidad del aire; también distribución de frecuencias de dirección, variaciones temporales de velocidad de viento.

Características del viento para el funcionamiento de los equipos:

- Toma de medidas en intervalos de 10 minutos a una hora de promedio, entre los cuales se debe considerar el perfil de velocidades horizontal, variaciones de velocidad vertical que contiene la relación de viento vertical y direccional y la relación de viento vertical y horizontal.
- Factores de ráfaga de vientos y su relación entre velocidad y dirección.
- Características de turbulencia y su relación entre dirección y velocidad.
- Desviación de la velocidad.

### 1.2.2 Toma de medidas.

Una vez se tengan los parámetros representativos, las condiciones y el emplazamiento propicio para hacer el estudio del parque eólico, necesariamente se realiza la toma de mediciones de viento para esto se precisa tener instrumentos especializados que arrojara valores de velocidades en un intervalo de tiempo también como dirección de la velocidad, temperatura y presión.

La frecuencia de las mediciones es muy importante porque servirán en un proceso posterior en el tratamiento de datos, debido a que las velocidades del viento son variables y se necesita escoger bien el rango de medición para poder determinar el comportamiento anual del viento, para esto la frecuencia de las mediciones anda de la mano con lo que es la ubicación de los sensores ya que estos deben estar en dispuestos en todas las direcciones a una altura estándar de 10 metros desde el suelo y estar ubicados como mínimo hasta la altura del buje para reducir al máximo los errores en las mediciones.

#### 1.2.2.1 Instrumentación.

Para determinar las características del parque eólico Villonaco se debe usar equipos que permitan obtener medidas de la velocidad, dirección, densidad, temperatura y presión para ello los equipos de medición deben contar con una calibración adecuada. Los mismos deben estar colocados en puntos estratégicos o donde se puede observar una inclinación de árboles o césped, en cada una de los aerogeneradores tienen equipos para la medición de velocidad que están ubicados a la altura del buje, los equipos a utilizar en la toma de medidas en tiempo real son los siguientes:

**a) Anemómetro.**

Los anemómetros sirven para medir la velocidad del viento dentro de un emplazamiento pueden ser de cazoletas y de hélices las cuales se encuentran sujetas en forma vertical a un eje el cual es impulsado por la fuerza del viento que provoca su rotación emitiendo una señal que es registrada en por un chip "registrador de datos" denominado data logger, Para la toma de medidas del viento se realiza cada 10 min de esta forma se trata que sea compatibles con la mayorías de software estándar libres.

Figura 1.6 Anemómetro de cazoletas

Fuente [3]

- Data logger.- Es un módulo que contiene el chip donde guarda las señales analógicas del anemómetro en forma de registro.

Figura 1.7 Data logger Winlog

Fuente [4]

**b) Veleta.**

Para medir la dirección del viento se utilizan dispositivos denominado veleta que son aquellos que permite obtener como dato la dirección del viento de 0°- 360° durante un periodo determinado, el cual consiste de un dispositivo montado a un eje vertical de giro libre el mismo que cambia de dirección con el viento .

Figura 1.8 Veleta Thies

Fuente [5]

**c) Barómetro meteorológico.**

La presión atmosférica es importante para la generación de la potencia eólica suministrada debido a que la diferencia de presiones provocan generación del viento, para poder medir este parámetro dentro de una estación meteorológica se utilizan sensores de presión que emite una señal de voltaje de nivel alto que es proporcional a la presión absoluta.

Figura 1.9 Sensor de presión barométrica NRG BP20

Fuente [6]

**d) Termómetro.**

Un aspecto importante es la medida de la temperatura que sirve para la determinación de la potencia suministrada, este factor afecta a la densidad del aire, y a su vez permite determinar la climatología de un cierto emplazamiento.

**Figura 1.10 Sensor de temperatura**

**Fuente [7]**

### 1.2.2.2 Frecuencia y duración de las medidas.

En la determinación de un emplazamiento se basan principalmente en las medias tomadas del viento, y se debe considerar el tiempo de las medidas y la duración de las mismas, para una evaluación precisa de un parque eólico se recomienda que las tomas deben realizarse con frecuencias de 5 a 10 segundos y promedios de intervalos de 10 minutos a 1 hora para obtener un análisis detallado. También se puede decir que la velocidad del viento en un emplazamiento determinado varía continuamente, esto es provocado por las estaciones del año debido a que las condiciones climáticas afectan la velocidad del viento y se debe realizar medidas en un ciclo anual, para obtener el comportamiento del viento.

En la determinación de las frecuencias de viento se debe conocer los parámetros siguientes como pasos a seguir:

**Distribución de Frecuencias[1].**

El primer método que se utiliza para describir un conjunto de datos es la distribución de frecuencias, que es la agrupación de datos en categorías mutuamente excluyentes, que indican el número de observaciones en cada categoría

**Paso 1: Determinar el número de clases.**

El objetivo es usar suficientes grupos o clases, que indiquen la forma de distribución. Aquí se necesita algún criterio. Demasiadas clases o muy pocas pueden no revelar la forma básica del conjunto de datos. Una receta útil para determinar el número de clases es la regla "2 a la k", esta regla sugiere utilizar como un numero de clases menor (k) tal que $2^k$ (en otras palabras 2 elevado a la potencia k) sea mayor que numero de observaciones (n).

Un ejemplo claro, en una agencia Whitner Pontaic se vendieron 80 vehículos de manera que n=80, por tanto 6 clases no son suficientes, si escogemos k=7, entonces $2^7 = 128$, que es mayor que 80, en consecuencia el número de clases que se recomienda a considerar es 7.

**Paso 2: Determinar intervalo o amplitud.**

Generalmente el intervalo o amplitud de clases debe ser el mismo para todas ellas. Todas las clases juntas deben cubrir por lo menos la distancia que hay desde el menor hasta el mayor valor que se tiene en los datos sin procesar expresando esto mediante una fórmula tenemos.

$$i \geq \frac{H-L}{k} \tag{9}$$

Donde i es el intervalo de clase, H es el mayor valor observado, L es el menor valor observado y k es el número de clases.

[1] Estadística para administración y economía pág. (22-25)

**Paso 3: Establecer los límites de cada clase.**

Es necesario establecer límites de clase claros de manera que cada observación pertenezca solo a una clase. Esto significa que se deben evitar los límites de clase que se sobrepongan o que no sean claros. Por ejemplo clases (en dólares) como las siguientes: 1300 – 1400, y 1400 – 1500, no deben usarse porque no es claro si el valor de 1400 dólares pertenece a la primera o a la segunda clase. Con frecuencia se usan clases como estas: 1300 – 1400 y 1500 – 1600, pero también pueden llevar a confusión si no se establece la convención de redondear hacia arriba todos los valores mayores o iguales a 1450 para que pertenezcan a la segunda clase, y redondear hacia abajo los valores menores que 1450 para que pertenezcan a la primera clase, para que no exista equivocación se usara el siguiente formato (dólares): 1300 a 1400 y 1400 a 1500 y así sucesivamente. De este modo es claro que 1399 dólares pertenecen a la primera clase y 1400 dólares a la segunda.

**Tabla 1.2 Agrupamiento de frecuencias relativas.**

| Límites de escritura de la clase | Punto medio | Frecuencia de la clase fi | Frecuencia Relativa fi/n |
|---|---|---|---|
| **82-86** | 84 | 3 | 3/40 = 0.075 |
| **87-91** | 89 | 7 | 7/40 = 0.175 |
| **92-96** | 94 | 8 | 8/40 = 0.200 |
| **97-101** | 99 | 8 | 8/40 = 0.200 |
| **102-106** | 104 | 7 | 7/40 = 0.175 |
| **107-11** | 109 | 7 | 7/40 = 0.175 |
| | **Total** | 40 | 1.00 |

**Fuente [8]**

**Paso 4: Contar el número de elementos en cada clase.**

Al resumir grandes colecciones de datos es útil distribuirlos en clases o categorías como se había mencionado, y determinar el número de individuos que pertenecen a cada clase, llamados frecuencia de clase. Una disposición tabular de los datos por clases junto con las correspondientes frecuencias de clase se llama distribución de frecuencias como se muestra en la tabla 1.2.

**Distribución de frecuencias relativas[2].**

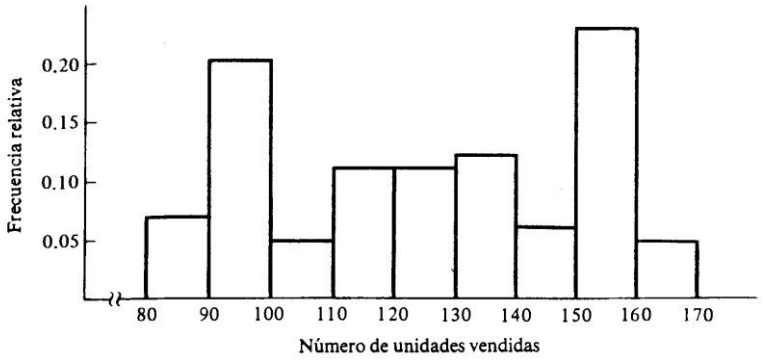
Puede resultar conveniente convertir las frecuencias de clase en frecuencias de clase relativas para mostrar el porcentaje del número total de observaciones en cada clase. Para convertir una distribución de frecuencias en una distribución de frecuencias relativas, cada frecuencia de clase se divide entre el número total de observaciones. La representación gráfica de distribución de frecuencias relativas se puede obtener por medio del histograma o del polígono de frecuencias sin más que se debe cambiar la escala vertical de frecuencias relativas, manteniendo exactamente el mismo diagrama.

**Tabla 1.3 Distribución de frecuencias relativas.**

| Precio de venta (miles de dólares) | Frecuencia | Frecuencia Relativa | Calculado mediante |
|---|---|---|---|
| **12 hasta 15** | 8 | 0.1000 | 8/80 |
| **15 hasta 18** | 23 | 0.2875 | 23/80 |
| **18 hasta 21** | 17 | 0.2125 | 17/80 |
| **21 hasta 24** | 18 | 0.2250 | 18/80 |
| **24 hasta 27** | 8 | 0.1000 | 8/80 |
| **27 hasta 30** | 4 | 0.0500 | 4/80 |
| **30 hasta 33** | 2 | 0.0250 | 2/80 |
| Total | 80 | 1.0000 | |

**Fuente [9]**

**Figura 1.11 Histograma de frecuencia relativa de unidades vendidas**




**Fuente [8]**

[2] Estadística para administración y economía pág. 28

#### 1.2.2.3 Ubicación de los sensores.

Para la ubicación de los sensores deben estar expuestos a todas las direcciones y sin obstáculos para no obtener incertidumbres en las mediciones, en la medición del viento existe una altura estándar de 10 metros sobre el suelo del terreno del emplazamiento, pero es recomendable hacer mediciones a la altura del buje pero 200m de distancia entre los aerogeneradores.

### 1.2.3 Tratamiento de datos eólicos.

En el análisis de un emplazamiento determinado los datos de viento obtenidos se tiene que procesar estadísticamente para obtener la distribución de vientos y direcciones que se puede ver gráficamente en la rosa de los viento, así mismo la frecuencia concurrente del viento. Se debe tener caracterizado el emplazamiento con variables de presión, velocidad, dirección, densidad estos parámetros son utilizados para tomar decisiones con respecto al potencial eólico del viento en una localidad determinada.

#### 1.2.3.1 Rosa de vientos.

La rosa de vientos sirve para la señalización de los puntos cardinales y dirección de viento básicamente servía para la orientación en la navegación pero últimamente se lo utiliza para caracterizar la dirección del viento y la ubicación adecuada de los aerogeneradores, la rosa de los vientos es un círculo marcado alrededor de rumbos en que se divide la circunferencia del horizonte. La división de los grados de la rosa de los vientos se divide como un círculo que tiene 360° comenzando con 0° desde el norte y que termina el recorrido de toda la circunferencia en la dirección del norte. El sur (S) se encuentra a 180° que es la mitad de 360° y por lo tanto el Este (E) se encuentra entre la mitad del Norte y el Sur entonces corresponde a 90° , los principales puntos cardinales se encuentran a 90° con respecto al otro.

La rosa de los vientos se puede dividir en 12 sectores o 16 sectores dependiendo del uso, seleccionaremos para los 16 sectores en donde el Noreste (NE) está se encuentra en la mitad del Norte y el Este, esto quiere decir la mitad de 90° o lo que es a 45°,

por consiguiente el Noroeste (NNE) se encuentra en la mitad del Norte (N) y el Noreste (NE), es decir , la mitad de 45° que es a 22.5°, así sucesivamente hay que sumar 22.5° para saber el rumbo en grados de cada punto cardinal, lateral o colateral.

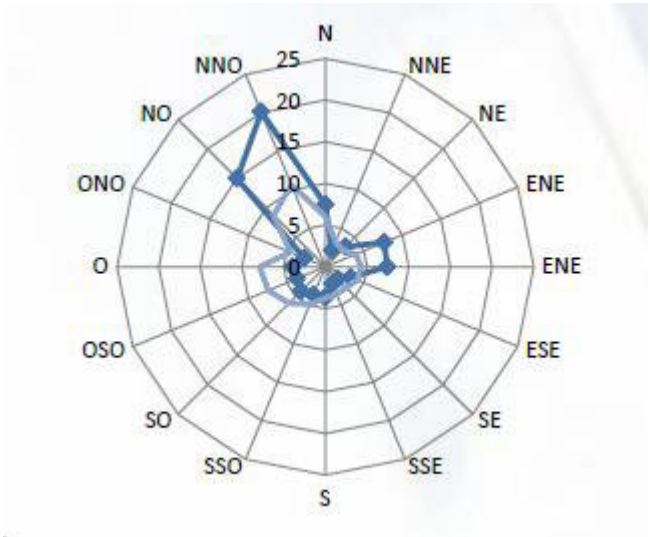
**Tabla 1.4 Cuatro Rumbos laterales y Ocho rumbos Colaterales.**

| Cuatro Rumbos Laterales | |
|---|---|
| **NE (Norte-Este) Noreste** | 45° |
| **SE (Sur-Este) Sudeste** | 135° |
| **SO (Sur-Oeste) Sudoeste** | 225° |
| **NO (Norte-Oeste) Noroeste** | 315° |
| Ocho Rumbos Colaterales | |
| **NNE (Norte-Norte-Este) Norte Noreste** | 22.5° |
| **ENE (Este-Norte-Este) Este Noreste** | 67.5° |
| **ESE (Este-Sur-Este) Este Sudeste** | 112.5° |
| **SSE (Sur-Sur-Este) Sur Sudeste** | 157° |
| **SSO (Sur-Sur-Oeste) Sur Sudoeste** | 202,5° |
| **OSO (Oeste-Sur-Oeste) Oeste Sudoeste** | 247,5° |
| **ONO (Oeste-Norte-Oeste) Oeste Noroeste** | 292.5° |
| **NNO (Norte-Norte-Oeste) Norte Noroeste** | 337.5° |

**Fuente [Elaborado por Autores]**

En la siguiente Figura 1.12 se muestra la rosa de los vientos de un diagrama polar que representa el tanto por ciento que el viento circula en una dirección indicada, el modulo y su escala media.

**Figura 1.12 Rosa de los vientos en diagrama polar**

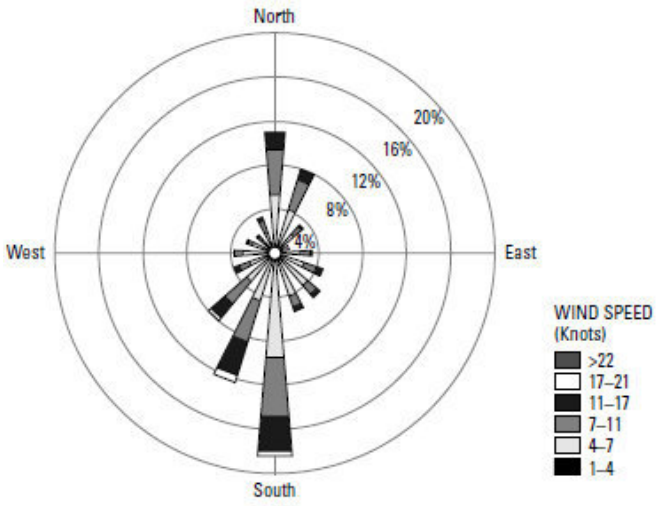



**Fuente [10]**

### 1.2.3.2 Distribución de direcciones.

Para colocar adecuadamente las turbinas eólicas en el sitio es de vital importancia considerar la distribución de direcciones de viento, esto se representa gráficamente la rosa de los vientos en el cual expresa el porcentaje de tiempo en que el viento tiene una cierta dirección. Se observa que el viento tiende a venir en una dirección determinada, esta gráfica cambia debido a la ubicación del emplazamiento, la rosa de los vientos no son los mismos en todos los terrenos varían y dependen de las condiciones climáticas del lugar. Principalmente la rosa de los vientos se distribuye en los 4 puntos cardinales principales (norte, sur, este, oeste), pero para el análisis de la distribución de los vientos se divide la rosa en doce sectores, abarcando un ángulo de 30° del horizonte, también puede dividirse en 8 sectores o 16 medidos en 22.5°, pero el estándar es de 12 sectores que el atlas eólico europeo utiliza.

**Figura 1.13 Rosa de los vientos**




**Fuente [11]**

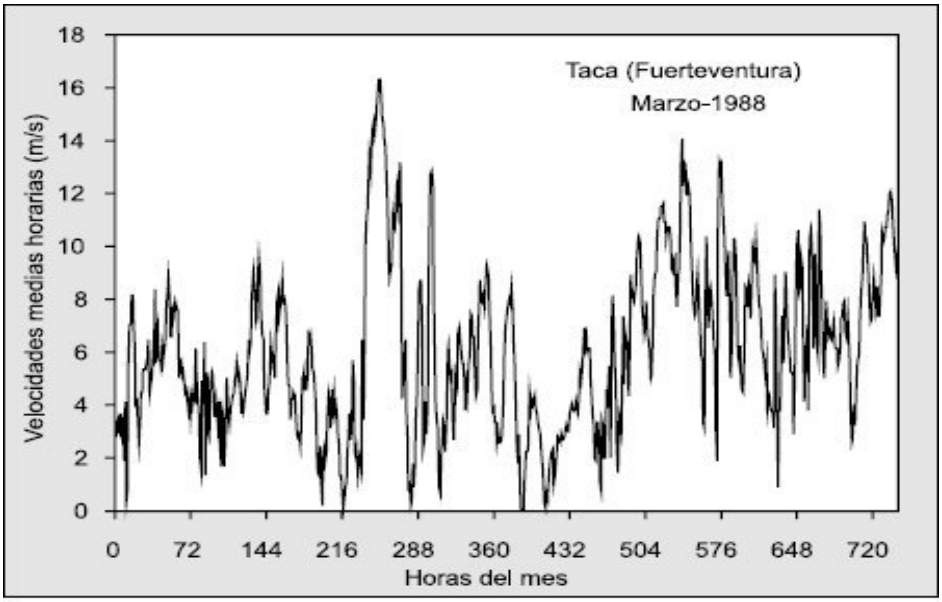
La rosa de los vientos es útil para la ubicación de los aerogeneradores, la gran parte de los vientos vendrán en la dirección particular esta información es mostrada en la rosa de vientos, pero los modelos eólicos pueden variar en un año a otro, así mismo la intensidad del viento debido a esto es preferible tener medidas durante varios años para obtener una información fiable.

### 1.2.3.3 Distribuciones temporales[3].

A partir de la evolución temporal de la velocidad registrada del viento Figura 1.14, se trata de dar respuestas a estas cuestiones tales como:

- Cuál es la variación media diaria del viento en un periodo dado. En la Figura 1.15, se ha presentado la media mensual de cada hora del día, mostrándose las fluctuaciones medias diarias de la velocidad del viento en un mes particular. En la misma figura también se muestra la velocidad media del mes.

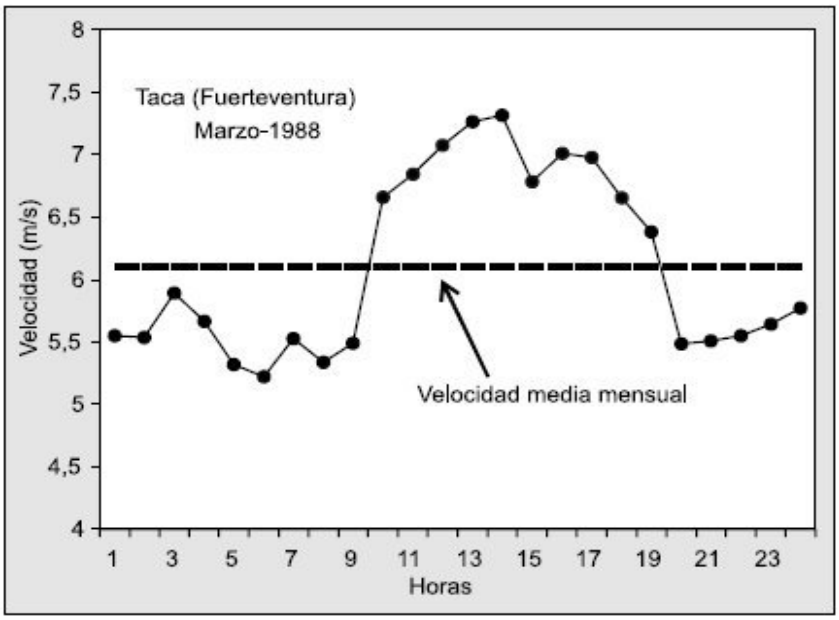
**Figura 1.14 Evolución temporal de la velocidad registrada del viento hora a hora**




**Fuente [12]**

[3] Centrales de energía renovables generación eléctrica con energías renovables pág. (345-347)

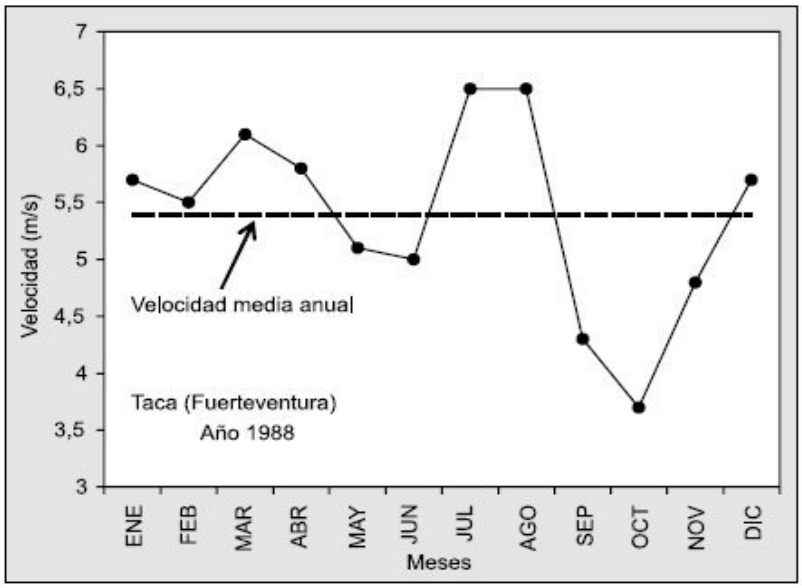
Figura 1.15 Evolución media diaria del viento




Fuente [12]

- Cuál es la variación de las velocidades medias mensuales a lo largo de un año. En la Figura 1.16 se muestran las fluctuaciones de la velocidad del viento, comparadas con la velocidad media anual.

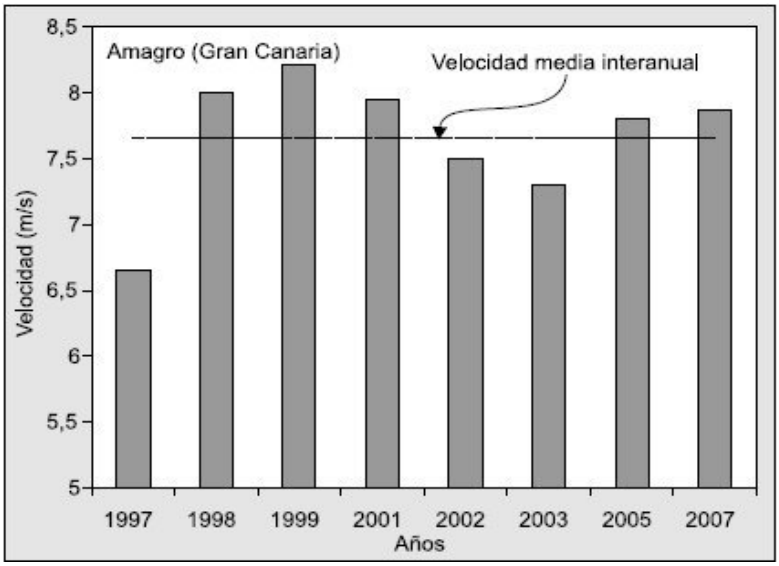
Figura 1.16 Evolución de las velocidades medias mensuales




Fuente [12]

- Cuál es la variación interanual de la velocidad media del viento. En la Figura 1.17, se muestran las fluctuaciones de la velocidad del viento entre los años 1997-2007, comparadas con la velocidad media interanual.

**Figura 1.17 Evolución de las velocidades medias anuales**




**Fuente [12]**

### 1.2.3.4 Distribución de frecuencia.

Es muy importante al analizar la producción del parque eólico se debe contar con datos de viento de una locación específica que nos permita mostrar el comportamiento del viento para esto se utiliza la distribución de Weibull que es una función para predecir la variabilidad del viento en un determinado emplazamiento.

El análisis estadístico del viento sirve con la finalidad de evaluar la energía extraíble del mismo mediante los aerogeneradores es habitual trabajar con funciones de densidad de probabilidad continua p(v) que se ajusten a los datos experimentales de la Figura 1.18. La función de densidad de probabilidades muestra una aproximación muy útil para calcular probabilidades, partiendo de un histograma, en primer lugar es mucho más simple, permite sustituir la tabla completa de valores de la distribución de frecuencias que se había mencionado anteriormente en la sección 1.2.2.2, que se sustituyen por la ecuación matemática de p(v).

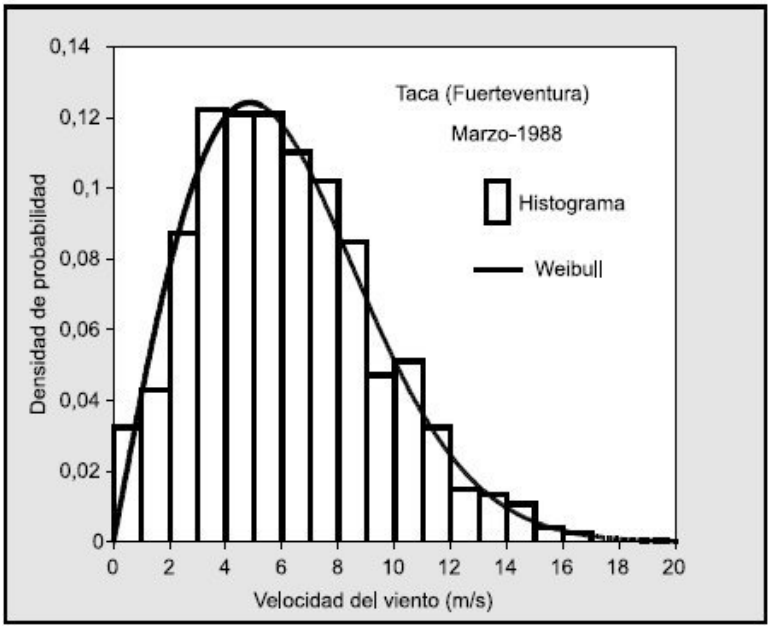
Para caracterizar la distribución de la velocidad del viento durante un periodo largo se debe utilizar la densidad de probabilidad p(v) correspondiente a la ley de Weibull viene dada por la siguiente expresión:

$$p(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} . e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \quad (10)$$

Dónde:

- k= Factor de forma
- c= Factor de escala en m/s
- v= velocidad del viento en m/s
- p(v) = Función de densidad de probabilidad de Weibull que ocurra a una determinada velocidad

**Figura 1.18 Densidad de probabilidad experimental y teórica**




**Fuente [12]**

La distribución de Weibull depende de dos factores el factor de escala "c" (m/s) y el factor de forma "k", que se deben de ajustar a las medidas del viento de un emplazamiento determinado. El parámetro k suele variar entre 1.5 y 3 el cual determina la asimetría de la función de la probabilidad, mientras que el factor de

escala “c” está relacionado con las velocidades medidas. Los factores también se pueden obtener de las siguientes expresiones:

$$k = \left(\frac{\sigma}{Vmedia}\right)^{-1.086} \tag{11}$$

Dónde:

- σ = Desviación estándar de los datos de velocidad
- Vmedia = velocidad media del viento
- k = Factor de forma

$$c = Vmedia\left(0.568 + \frac{0.433}{k}\right)^{-\frac{1}{k}} \tag{12}$$

Dónde:

- k = Factor de forma
- Vmedia = Velocidad media del viento
- c = Factor de escala en m/s

Cuando se tenga bien definidos los parámetros c y k de la función se pueden realizar el estudio del potencial eólico aprovechable.

### 1.2.4 Evaluación de energía producida[4].

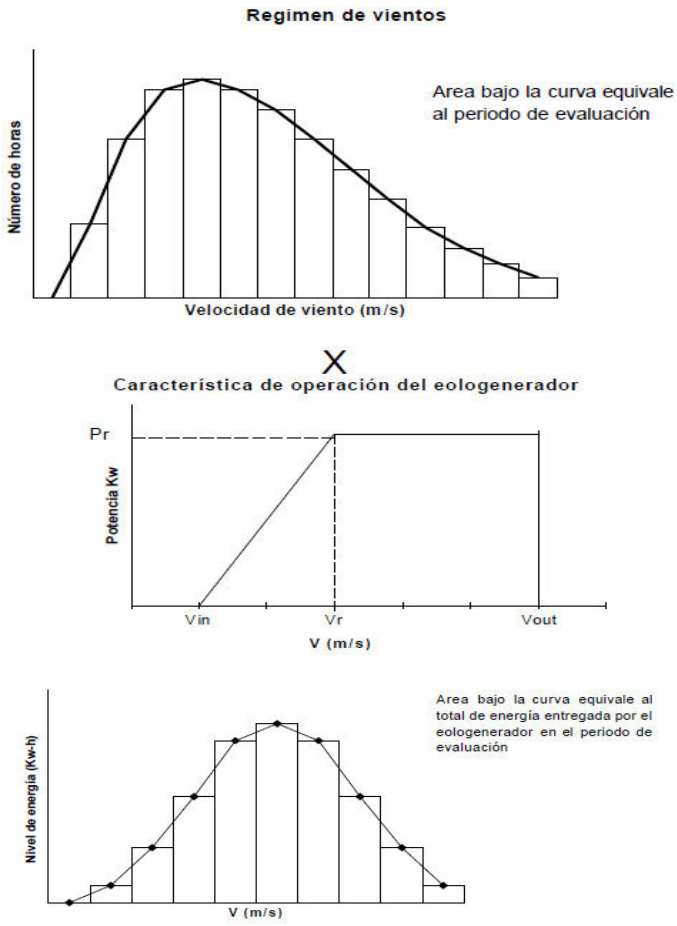
En la estimación de energía producida en un determinado emplazamiento se determina a partir de la curva de velocidad del viento predominante en cierta dirección y la curva de potencia del aerogenerador que se indica en la sección 1.4, para evaluar la producción de un parque eólico existen métodos los cuales permiten obtener resultados factibles.

[4] Joaquín Mur Amada, Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética CURSO DE ENERGÍA EÓLICA pág. [29-31]

### 1.2.4.1 Método estático.

Este método permite realizar el análisis del potencial eólico de forma analítica o gráficamente, siempre partiendo de la curva de weibull del viento de un periodo determinado y la curva de potencia del aerogenerador a diferentes velocidades. La curva de weibull indica la probabilidad de que el viento ocurra en un porcentaje determinado de cada intervalo de velocidad, mientras la curva de potencia del aerogenerador indica la potencia suministrada para cada rango de velocidad, de estos dos parámetros mostrados se obtiene una curva de probabilidad de ocurrencia en cada intervalo de potencia, cuya integral muestra el resultado de la producción energética estimada. Este método es muy simple para su aplicación pero no considera las pérdidas mecánicas o eléctricas.

**Figura 1.19 Diagrama de cálculo de entrega de energía eólica**




Fuente [13]

### 1.2.4.2 Método semiestático.

Es similar al método estático solo con una diferencia en la que se usa una serie de valores temporales del viento y se compara con la curva de potencia del aerogenerador para obtener una serie transitoria de la potencia eólica suministrada. En este método se puede introducir los arranques y paradas generados por el aerogenerador. La desventaja que tiene este método es que se basa en la curva de potencia eólica idealizada del aerogenerador el cual contiene pérdidas mecánicas.

### 1.2.4.3 Método cuasidinámico.

Este método es eficiente por que utiliza un modelo numérico del funcionamiento de las aeroturbinas, y utiliza como datos de entrada los datos de viento del emplazamiento con este método podemos obtener la producción de energía con mayor exactitud y se puede introducir los arranques y paradas del aerogenerador.

## 1.3 AERODINÁMICA DE LA TURBINA[5].

La generación de producción en un parque eólico se basa principalmente en los aerogeneradores los cuales extraen la energía del viento o energía cinética que atraviesa el área del rotor convirtiéndola en energía mecánica en eléctrica. Para analizar la energía producida de un aerogenerador se considera como un modelo unidimensional en el cual se desprecian las pérdidas y se supone como un disco el área barrida por las palas, esta suposición es considerada para todos los tipos de aerogeneradores pero tiene limitaciones. Con este modelo podemos deducir la energía máxima teórica que puede extraer un aerogenerador del viento la cual se conoce como límite de Betz.

### 1.3.1 Potencia extraída del viento (Teoría del disco actuador).

Analizaremos el flujo de aire que atraviesa el rotor el cual permitirá determinar la parte de energía contenida del viento puede ser extraída por aerogenerador. Para esto

[5] Introducción a la energía eólica, Apuntes de energía eólica pág. 51- 90

se determina la energía contenida del viento se considera como un flujo uniforme de densidad $\rho$ con velocidad U, que atraviesa una superficie de área A y la masa que atraviesa en un determinado tiempo de es:

$$dm = \rho AU\ dt \tag{13}$$

El elemento diferencial de masa contiene energía cinética

$$dEc = \frac{1}{2}\ \rho AU\ dt\ U^2 \tag{14}$$

El potencial del viento se puede describir en la siguiente fórmula

$$Pv = \frac{dEc}{dt} = \frac{1}{2}\ \rho AU^3 \tag{15}$$

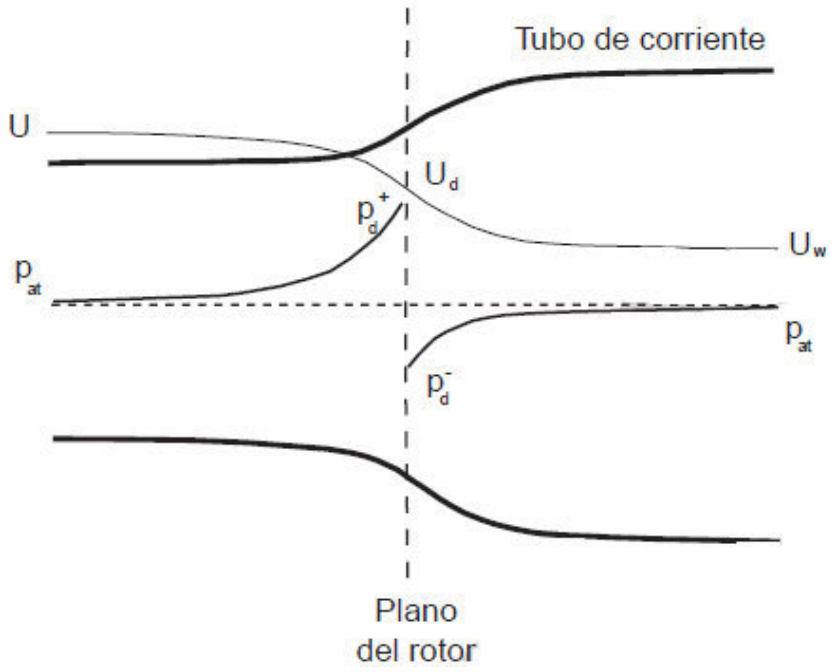
Para el análisis correspondiente se considera un flujo unidimensional del aire que atraviesa a una turbina idealizada que es conformada por un número infinito de palas que se representa por un disco (cuya superficie es el área barrida de estas).

En la siguiente figura se muestra el tubo de corriente que delimita el flujo de aire que atraviesa el rotor y la variación de presión, velocidad de aire. El flujo del aire disminuye su velocidad al aproximarse a los alabes de la turbina desde un valor U en la entrada del rotor, hasta un valor del flujo Ud. después de haber atravesado el rotor, esta variación de la velocidad se produce de forma gradual y continua (a la salida del rotor ) hasta alcanzar un valor Uw a cierta distancia del rotor esto se produce debido a que el aire se comporta como un fluido incompresible, la disminución de la velocidad da un crecimiento del tubo de corriente que define el flujo de aire que atraviesa el rotor como se aprecia en la figura 1.20 . La diferencia entre la energía cinética del aire en entrada del rotor y a la salida del rotor es precisamente la energía que se extrae del aire.

El aumento de presión se produce debido a la disminución de la velocidad aguas arriba como aguas abajo del rotor, de esta manera la energía mecánica se mantiene constante. A través del plano del rotor se produce un salto brusco de presión

provocando que la presión a la salida del rodete sea menor que la del ambiente, la fuerza de empuje sobre el rotor es proporcional a esta diferencia de presión.

**Figura 1.20 Tubo de corriente**

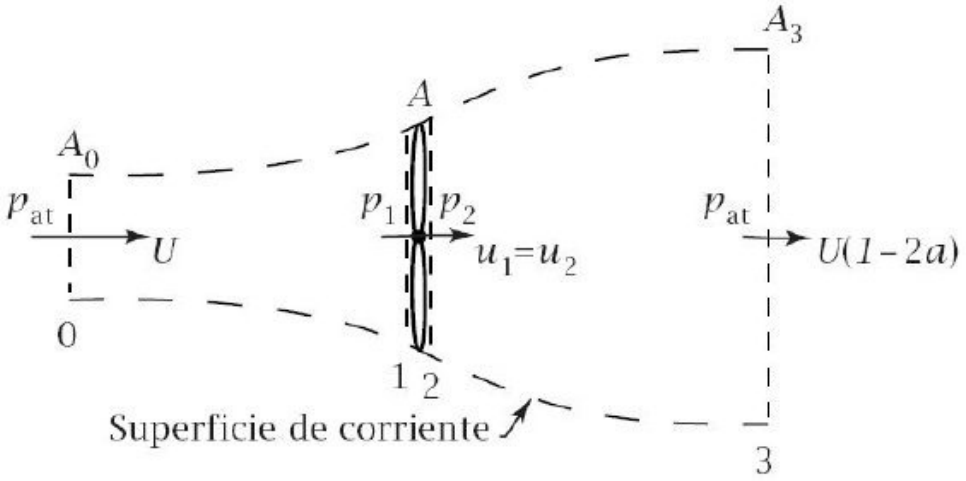



**Fuente [1]**

Para determinar las magnitudes fluidas se aplican las ecuaciones de la conservación de la masa, cantidad de movimiento y la energía para un flujo incompresible y estacionario a un volumen de control como el de la siguiente figura. La sección 0 de área A0 está situada en la parte superior del rotor a una distancia lo suficientemente grande como para que pueda considerarse que el flujo no está perturbado por la presencia de la aeroturbina, de tal forma que la velocidad de dicha sección es u0 = U y la presión p0 = pat siendo este la presión del ambiente. La sección 3 de área A3 está situada a la salida de la aeroturbina, los suficientemente lejos como para que pueda considerarse que p3 = pat. Las magnitudes fluidas se supondrán uniformes en cualquier sección transversal del tubo de corriente debido a que el flujo es estacionario, la masa de aire que atraviesa cada una de las cuatro secciones 0, 1, 2, 3 en unidad de tiempo es la misma.

$$\dot{m} = \rho A_0 u_0 = \rho A_1 u_1 = \rho A_2 u_2 = \rho A_3 u_3 \qquad (16)$$

**Figura 1.21 Volumen de control**




**Fuente [1]**

Donde ṁ es el flujo másico de aire, considerando que A1=A2 = A es el área del rotor (A=πR2) de la ecuación anterior se deduce que la componente axial de la velocidad a través de las palas permanece constante, u1=u2. La fuerza que se ejerce sobre el rotor se concluye de la variación del flujo de la cantidad de movimiento entra las dos secciones 0 y 3.

$$F = (\rho A_0 u_0)u_0 - (\rho A_3 u_3)u_3 = \dot{m}\,(u_0 - u_3) \tag{17}$$

Donde F tiene la dirección del viento y F y $\dot{m}$ son positivas, esta fuerza se debe a la diferencia de presiones a ambos lados del plano del rotor (p1-p2). Para hallar esta divergencia de presiones se aplica la ecuación de Bernoulli de forma separada para un mejor análisis en entrada y salida de flujo de aire del aerogenerador se obtiene lo siguiente expresión:

$$p_0 + \frac{1}{2}\rho u_0^2 = p1 + \frac{1}{2}\rho u_1^2 \tag{18}$$

$$p_2 + \frac{1}{2}\rho u_2^2 = p3 + \frac{1}{2}\rho u_3^2 \tag{19}$$

Considerando lo que se ha indicado al principio de esta sección, las presiones p0 y p3 son iguales, a partir de las ecuaciones 18 y 19 se deduce una expresión alternativa de la fuerza de empuje:

$$F = A(p1 - p_2) = \frac{1}{2}\rho A(u_0^2 - u_3^2) \quad (20)$$

Para obtener un valor de la velocidad del aire en el rotor se tiene que igualar las ecuaciones 17 y 20, tomando ṁ =ρAu1 se obtiene la siguiente expresión:

$$u_1 = \frac{u_0 + u_3}{2} \quad (21)$$

La relación entre la disminución de la velocidad del aire que se produce en la salida de la turbina y la velocidad del viento se conoce como el coeficiente de velocidad inducida axial.

$$a = \frac{u_0 - u_1}{u_0} \quad (22)$$

Las velocidades expresadas en función del coeficiente "a" queda de la siguiente forma:

$$u_1 = u_2 = u_0(1 - a) \quad (23)$$

$$u_3 = u_0(1 - 2a) \quad (24)$$

De la última expresión se dice que 0< a < ½ , cuanto mayor sea "a" , menor será la velocidad del aire a la salida de la aeroturbina del viento, por lo que podría parecer lógico suponer que la energía que se extrae del aerogenerador del viento será mayor cuanto mayor sea "a", pero al aumentar este coeficiente también disminuye la masa de aire que atraviesa el aerogenerador, pero en realidad el valor que maximiza la potencia es un valor intermedio, si a=0 la velocidad del viento no se ve afectada por la presencia de la turbina por lo tanto tampoco su energía cinética en consiguiente la energía que extraería la aeroturbina seria cero.

Si consideramos a = ½ el viento llegara a tener una velocidad nula en la entrada de la aeroturbina lo que determinaría, considerando la ecuación 16 que el tubo de corriente tendría una área infinita.

Si se sustituye la ecuación 24 y u0 = U en la expresión de la ecuación 20 la misma queda en función del parámetro "a" nos queda la expresión siguiente:

$$F = \frac{1}{2}\rho A U^2 4a(1-a) = C_E \frac{1}{2}\rho A U^2 \quad (25)$$

Donde CE es el coeficiente de empuje

$$C_E = 4a(1-a) \quad (26)$$

La potencia ejercida a la aeroturbina es igual a la fuerza ejercida sobre esta en la ecuación 25, multiplicada por la velocidad del viento en el plano de la aeroturbina, por lo que con la ecuación 23 por lo que se llega a:

$$P = \frac{1}{2}\rho A U^3 4a(1-a)^2 = Pv\ 4a(1-a)^2 \quad (27)$$

Donde Pv es la potencia del viento expresada en la ecuación 15, la expresión de la potencia se puede a dimensionar dividiendo por la potencia del viento, con lo que obtenemos el coeficiente de potencia.

$$Cp = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A U^3} = 4a(1-a)^2 \quad (28)$$

Nos indica la fracción de la potencia del viento que se extrae del aerogenerador.

De la ecuación 28 muestra como el coeficiente de potencia depende del coeficiente de velocidad axial, para halla el valor máximo de Cp se tiene que derivar (a) de la ecuación 28 con respecto al coeficiente "a" y la expresión resultante se iguala a cero, obteniendo a=1/3 para este valor de "a" el coeficiente de potencia tendrá un valor máximo de:

$$Cp = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A U^3} = \frac{16}{27} = 0.5927 \quad (29)$$

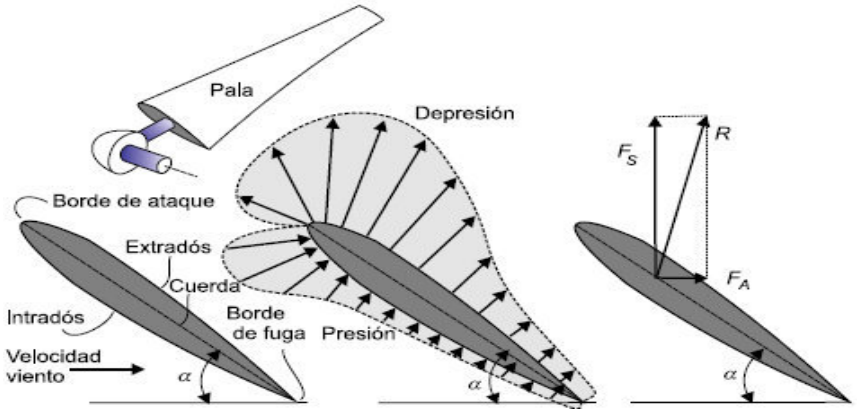
Por lo tanto la máxima potencia teórica que puede extraer un aerogenerador es un 59.27% de la potencia del viento, este valor de Cp máx obtenido mediante este

modelo simple unidimensional se denomina límite de Betz , en honor al ingeniero naval alemán Albert Betz que desarrollo este modelo en 1919.

### 1.3.2 Aerodinámica del subsistema de captación[6].

Para comprender el diseño de las palas de los aerogeneradores analicemos inicialmente la acción del viento sobre un superficie con forma de perfil de pala, cuya **cuerda,** línea que une el **borde de ataque** y **el borde de fuga**, forma un ángulo de inclinación $\alpha$, denominado **ángulo de ataque**, respecto a la inclinación del viento atmosférico véase en la siguiente Figura 1.22.

**Figura 1.22 Acciones del viento sobre un perfil estático**




**Fuente [12]**

Si se analiza el dispositivo en un túnel aerodinámico, se detectaría, mediante la lectura de manómetros, una sobrepresión sobre la cara expuesta al viento (intradós) y una depresión sobre la parte posterior (extradós). Si se componen las fuerzas originadas por las sobrepresiones y depresiones se obtendría una fuerza resultante R, generalmente oblicua respecto a la dirección del viento y aplicada en el centro aerodinámico que depende del ángulo $\alpha$.

La fuerza R puede descomponerse en dos fuerzas $F_S$ y $F_A$, Figura 1.22, denominadas **fuerza de sustentación** y **fuerza de arrastre**, respectivamente y que vienen dadas por las siguientes ecuaciones.

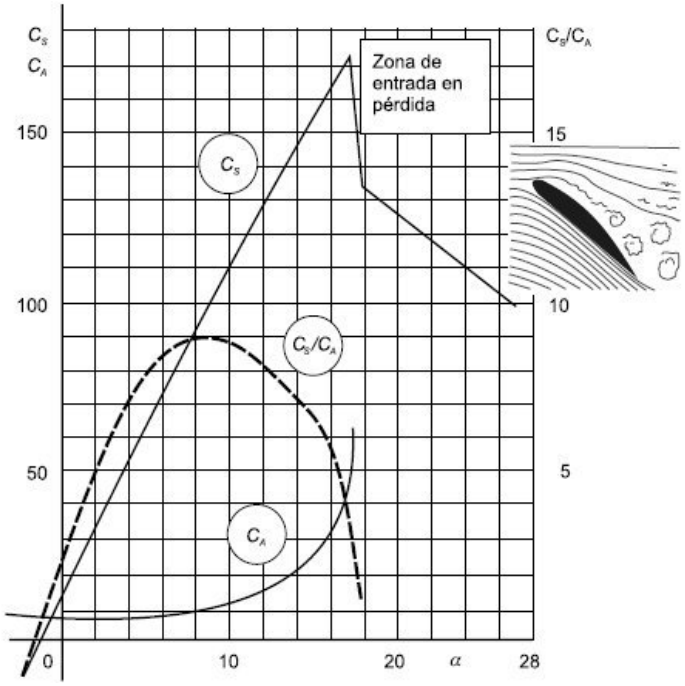
[6] Centrales de energías renovables, generación eléctrica con energías renovables pág. 366- 372

$$Fs = \frac{1}{2}(Cs\rho Av^2) \quad ; \quad F_A = \frac{1}{2}(C_A\rho Av^2) \tag{30}$$

La fuerza $F_S$ es perpendicular a la dirección y la fuerza $F_A$ es paralela a la dirección del mismo. Los coeficientes $C_S$ y $C_A$ se denominan **coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre**, respectivamente. Los mismos coeficientes dependen de la forma del perfil aerodinámico y del ángulo de ataque $\alpha$ y se determinan por medio de pruebas en los túneles de viento.

En la Figura 1.23 se muestra una gráfica donde se puede observar la variación de los valores de $C_S$ y $C_A$ de un cierto perfil aerodinámico.

**Figura 1.23 Coeficiente de sustentación y arrastre de un perfil aerodinámico**




**Fuente [12]**

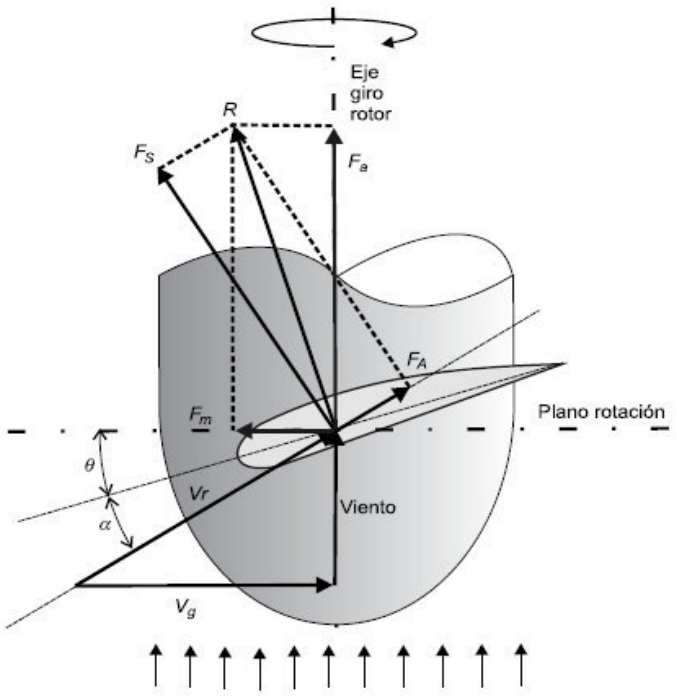
Puede observarse que dichos coeficientes crecen casi linealmente a medida que aumenta el ángulo $\alpha$. Para un determinado valor de $\alpha$ se produce una brusca disminución de la sustentación y un rápido incremento del arrastre. Esto se debe al desprendimiento de las líneas de corriente de aire de la superficie del perfil y la formación de turbulencias en el extradós. A este fenómeno se le denomina **entrar en pérdida**. En el caso de las palas de una turbina eólica esto produce problemas, lo mismo se da en los aviones, sino que puede ser utilizado para el control de la turbina, es decir, puede diseñarse la pala para que cuando se alcance una determinada

velocidad del viento el ángulo de ataque $\alpha$ sea menor para que no entre en pérdida y se limite a la captación de potencia.

Es decir, un elemento de pala situado a la distancia r del eje de giro del rotor se ve sometido a la velocidad del viento (dirección paralela al eje del rotor) y a la velocidad del aire originado por el giro del rotor, Vg, (de dirección paralela al plano del rotor y sentido opuesto al del giro de éste). La composición de estas dos velocidades da lugar a la velocidad Vr que ve el elemento de la pala y que se le denomina **viento relativo.**

El ángulo formado entre la cuerda y el plano de rotación del rotor se denomina ángulo de calaje θ. Al igual que en la Figura 1.22, la fuerza resultante R puede descomponerse en una fuerza de sustentación **Fs** (perpendicular a la dirección del viento relativo) y en una fuerza de arrastre **$F_A$** (de sentido igual al del viento relativo). La fuerza **R** puede descomponerse en dos fuerzas. Una fuerza motora **Fm** situada en el plano de rotación y en una fuerza axial inútil **$F_a$**, paralela al eje de giro del rotor y que tiende a desplazar a éste en el sentido del viento.

**Figura 1.24 Velocidades y fuerzas en un elemento pala**




**Fuente [12]**

Los valores de estas dos fuerzas vienen determinados por la siguiente ecuación (31)

$$F_m = F_S sen(\alpha + \theta) - F_A \cos(\alpha + \theta)$$
$$F_a = F_S cos(\alpha + \theta) + F_A \operatorname{sen}(\alpha + \theta) \quad (31)$$

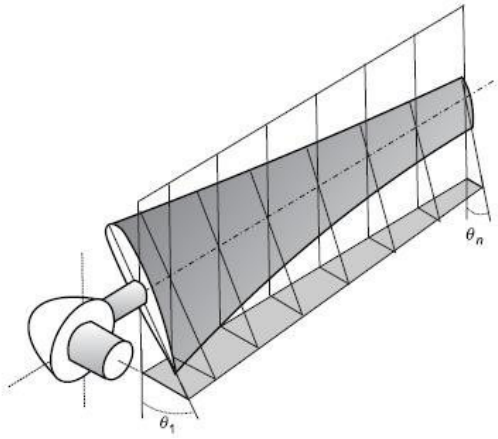
El par motor del elemento de pala representado en la Figura 1.23, vendrá dado por la siguiente ecuación (32).

$$P_m = rF_m = r[F_S sen(\alpha + \theta) - F_A \cos(\alpha + \theta)] \quad (32)$$

Para que el par $P_m$ proporcionado por el elemento de pala considerado sea máximo el primer término del corchete de la ecuación 32 debe ser máximo y el segundo término mínimo.

Como ya se ha indicado, la velocidad del viento varía con la altura, por tanto, cuando una pala se encuentra en posición perpendicular al terreno la velocidad en la punta de la pala difiere de la velocidad en la raíz de la misma. No obstante, para simplificar el problema se ha supuesto que la velocidad del viento V es constante a lo largo de la pala. Sin embargo, la velocidad Vgiro (= -ωr) varía a lo largo de la misma, ya que varía la distancia r al eje del rotor y la velocidad de giro ω es independiente de la distancia. Por consiguiente, el viento relativo Vr varía en módulo y dirección a lo largo de la pala. Dicha variación origina que el ángulo de ataque también varíe a lo largo de la misma. Luego, solamente existirá un elemento de pala donde dicho ángulo de ataque sea óptimo y se consiga el máximo par Pm y la máxima potencia. Para que la pala proporcione la potencia máxima es necesario que cada segmento de la misma trabaje con un ángulo de ataque óptimo. Para ello es necesario diseñar la pala con diferentes ángulos de calaje, para compensar la variación en el ángulo de ataque de la corriente. Ello conduce a que las palas se construyan con torsión (el eje que sostiene la pala es rotativo) Figura 1.25.

**Figura 1.25 Ángulos de calaje de diferentes segmentos de una pala con torsión**




**Fuente [12]**

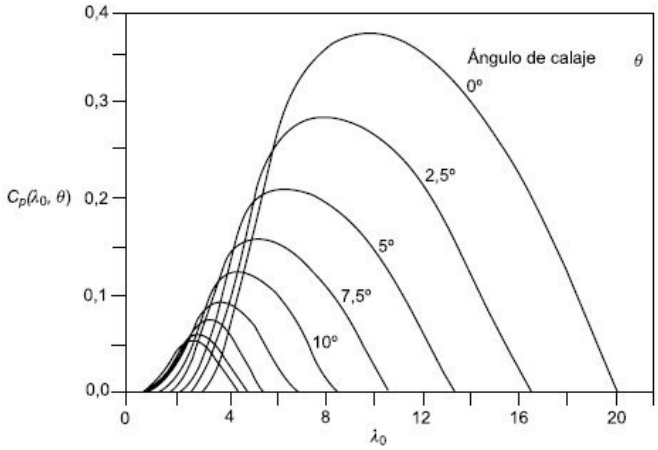
El coeficiente de potencia Cp indicado en la ecuación 29 depende de la velocidad Específica de punta de pala $\lambda_0$ y del ángulo de calaje θ. En la Figura 1.26 se muestra un ejemplo de la variación del coeficiente de potencia. Los valores del coeficiente de par Cm, pueden obtenerse a partir de la relación de la ecuación 33.

$$Cm = \lambda_0 Cp \tag{33}$$

Por tanto, de la teoría aerodinámica de las palas (Burton et al, 2001; Manwell et al, 2002; Eggleston y Stoddard, 1987; Le Gouriére`s, 1983; Spera, 1995), la potencia mecánica del rotor vendrá dada por la ecuación 34.

$$P = \frac{\rho}{2} Cp(\lambda_0, \theta) A.V^3 \tag{34}$$

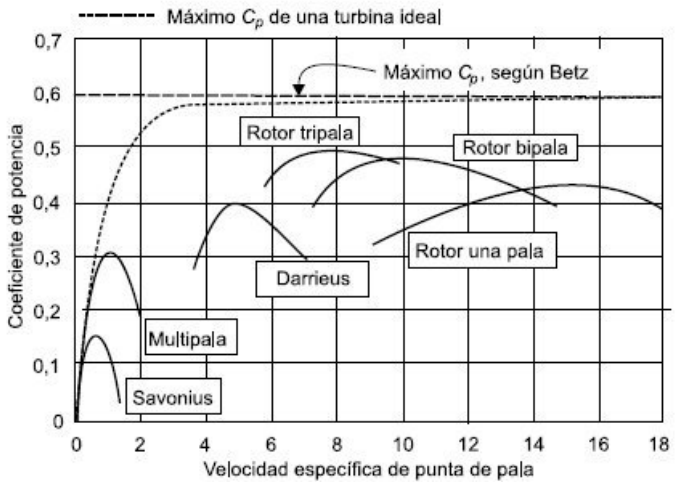
**Figura 1.26 Variación del coeficiente de potencia en función de $\lambda_0$ y θ**




**Fuente [12]**

En la Figura 1.27 se muestra una gráfica comparativa de los coeficientes de potencia de distintos tipos de máquinas eólicas en función de la velocidad específica de punta de pala. Puede observarse que las aeroturbinas de eje horizontal de pocas palas proporcionan un mayor coeficiente de potencia que las aeroturbinas multipalas y que los rotores de eje vertical (Darrieus y Savonius). Asimismo, se desprende de la Figura 1.27 que las aeroturbinas de eje horizontal giran a velocidades mayores cuanto menor es el número de palas y que para las aeroturbinas equipadas con pocas palas la desviación de la velocidad específica óptima reduce ligeramente el coeficiente de potencia.

**Figura 1.27 Coeficientes de potencia de distintos tipos de aeroturbinas**




**Fuente [12]**

## 1.4 CURVA CARACTERÍSTICA DEL AEROGENERADOR

Para determinar el comportamiento de un aerogenerador existen características generales que los describen como la potencia generada, el par de giro, la fuerza de empuje, y las variaciones de dichas magnitudes con la velocidad del viento. La potencia del aerogenerador determina la cantidad de energía que por unidad de tiempo se extrae del viento la misma que depende del tamaño del rotor, el par determina los esfuerzos sobre el eje de giro el cual influye en el dimensionado del multiplicador, la fuerza de empuje determinara el diseño estructural del aerogenerador. En general estas magnitudes suelen expresar en forma adimensional

mediante sus respectivos coeficientes adimensionales en función de la velocidad específica.

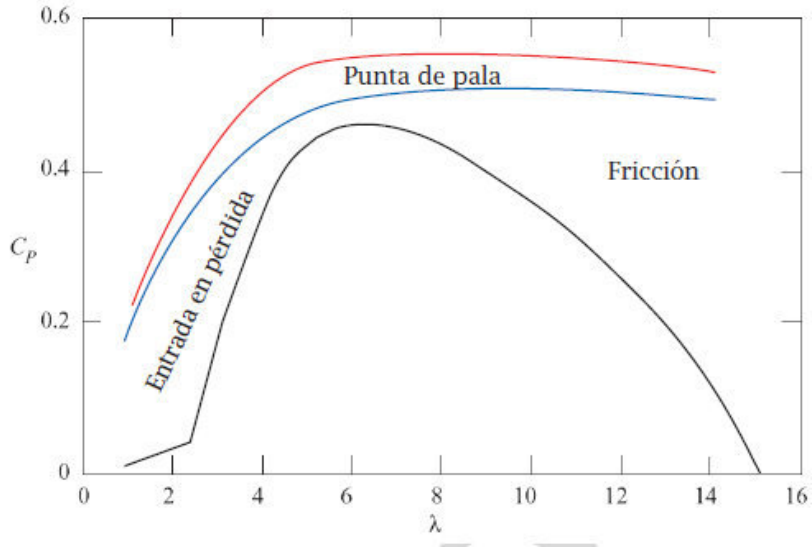
El elemento que determina principalmente la eficiencia del aerogenerador es el rotor, pero el rendimiento global de este depende también del rendimiento de otros elementos que intervienen en la transformación de energía del viento en energía eléctrica.

### 1.4.1 Curva de potencia[7]

En la siguiente figura se muestra la variación típica del coeficiente de potencia de un aerogenerador en función de la velocidad específica (la velocidad específica se relaciona con la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento λ=ΩR/U). Se ha presentado también la curva del coeficiente de potencia.

El desprendimiento del flujo alrededor del perfil debido a un ángulo de ataque excesivo produce para velocidades altas del viento provoca que la velocidad específica tenga valores pequeños λ, este efecto de entrada provoca la disminución de la potencia de la aeroturbina.

**Figura 1.28 Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica**




**Fuente [1]**

[7] Introducción a la energía eólica, Apuntes de energía eólica pág. 93-95

En la Figura 1.29 se ha representado la potencia eléctrica generada por un típico aerogenerador tripala en función de la velocidad del viento para una máquina que girarse a la velocidad constante esta curva es similar a la anterior Figura 1.28 Según se revisó en el capítulo anterior la potencia mecánica puede expresarse de la forma siguiente:

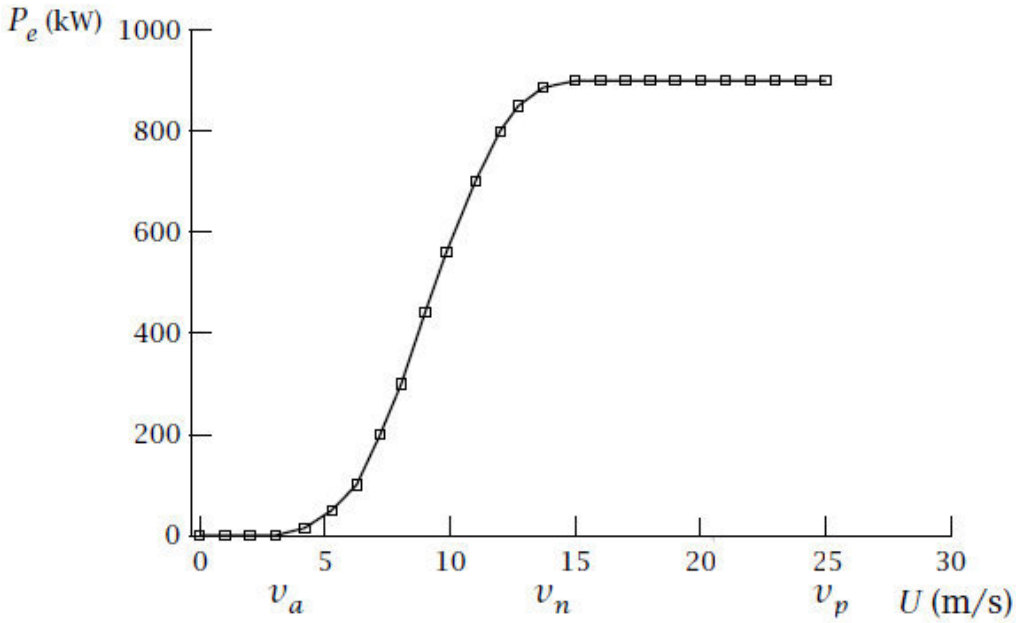
$$Pm = Cp\ \frac{1}{2}\rho AU^3 \tag{35}$$

Dónde:

- U = es la velocidad del viento a la altura del buje de la aeroturbina
- A= el área del rotor
- Cp= coeficiente de potencia

En la siguiente ilustración se pueden distinguir los siguientes modos de funcionamiento de la máquina.

**Figura 1.29 Curva de potencia en función de la velocidad del viento**




**Fuente [1]**

a) **Máquina Parada:** La máquina permanece sin funcionamiento cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad de arranque "va" cuyo valor suele variar entre 3 y 5 m/s o bien cuando la velocidad del viento alcanza valores superiores a la velocidad de parada o de corte "vp" con valores de 25 m/s, cuando sucede este último caso la máquina se desconecta de la red y se separa de forma automática.

b) **Carga parcial:** Se genera cuando la potencia generada es menor que la nominal, corresponde a velocidades del viento correspondientes "va" y "vn" siendo la última velocidad nominal del aerogenerador. El aerogenerador empieza a funcionar cuando la velocidad del viento supera un valor igual a "va", situación que corresponde en la siguiente figura anterior.

c) **Plena carga:** Esta situación corresponde a velocidades del viento comprendidas entre "va" y "vp" para las cuales el aerogenerador produce una potencia aproximadamente constante e igual a la nominal. La potencia que envía el aerogenerador se limita para evitar sobrecarga en los componentes eléctricos. Las cargas dinámicas aumentan con la potencia que capta la aeroturbina y otros componentes estructurales que están diseñadas para soportar estas cargas dinámicas que se produce cuando alcanzan la potencia nominal.

#### 1.4.1.1 Coeficiente de empuje

El coeficiente de empuje determina la capacidad de esparcimiento del aire al pasar por el rotor. A velocidades de vientos bajos el coeficiente de empuje son altos y en viceversa. El coeficiente ayudan a comprender el comportamiento del aire al circular atreves del rotor de aerogenerador, como se mencionó anteriormente a velocidades de viento bajos el coeficiente de empuje tiene valores altos debido a que el viento contiene poca fuerza y se disipa con facilidad al atravesar el rotor y esto sucede al contrario, a velocidades de viento altas, el viento contiene más fuerza y es difícil de dispersar en el rotor del aerogenerador.

En el rotor cuando se genera una menor dispersión que sufre el aire al atravesar el rotor del aerogenerador, fácilmente recuperara el viento su velocidad, esto significa que de esta manera se podrá recuperara el contenido energético antes de atravesar el siguiente aerogenerador así disminuyendo el efecto estela y por tanto serán menores las pérdidas energéticas.

El coeficiente de empuje vienen determinados por las casas constructoras que diseñan el aerogenerador por medio de pruebas y simulaciones obtienen este parámetro de diseño, el cual no podemos variar. El coeficiente de empuje también varía con la densidad del aire pero de una manera significativa que los valores de potencial los cuales son importantes al momento de realizar el diseño de un parque eólico.

En la siguiente ecuación se describe los parámetros que intervienen en el coeficiente de empuje:

$$Ct = \frac{2T}{\rho A V^2} \tag{36}$$

Dónde:

- Ct= es el coeficiente de empuje adimensional
- T= Empuje axial
- A= Área barridas por las palas
- ρ= Densidad el aire
- V= Velocidad incidente en el infinito

En la siguiente figura se puede mostrar el coeficiente de potencia y el de empuje a varias velocidades y su respectiva potencia generada.

Figura 1.30 Coeficiente Ct y Cp

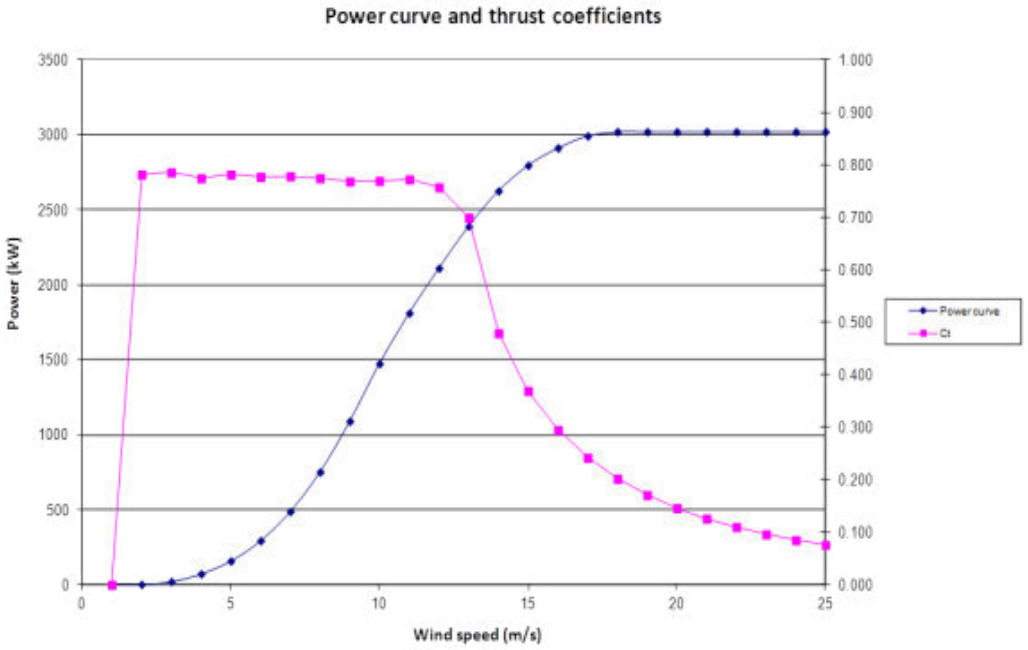



Figura [14]

## 1.5 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE ESTUDIO

El parque Eólico Villonaco se encuentra ubicado en la ciudad de Loja, gracias a las características climáticas de la zona se puede aprovechar para la generación de energía eléctrica esta se encuentra ubicado a 14 km de la ciudad de Loja a una altura de 2700 msnm con una densidad promedio de 0.923 Kg/m$^3$. La fuente principal aprovechable en la zona es el viento que consta con velocidades promedio anuales de 12 m/s que serán aprovechadas por los aerogeneradores.

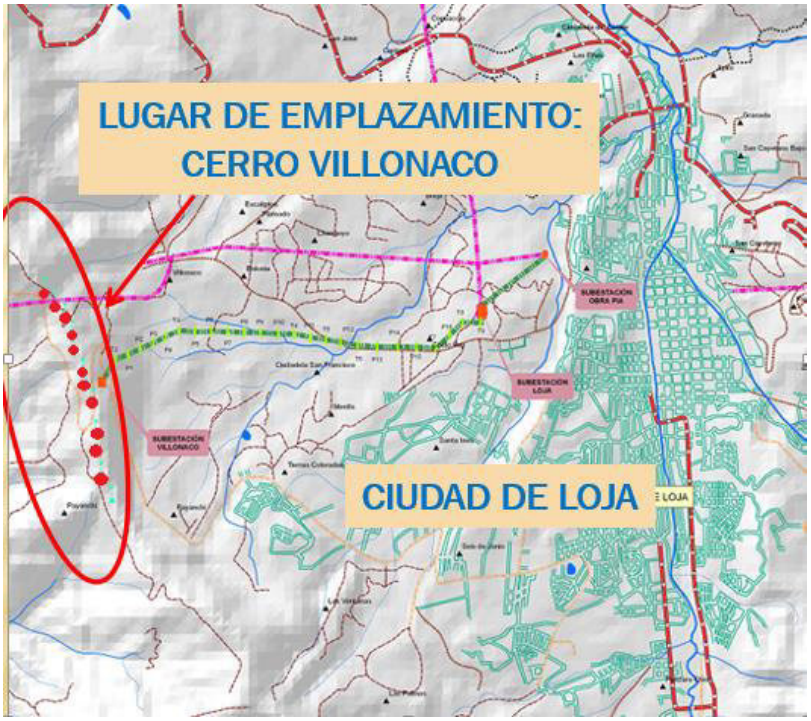
EL Parque eólico Villonaco cuenta con 11 aerogeneradores, con una potencia de 1.5 MW, las torres tienen una altura de 102 metros desde la base hasta la punta de la hélice, cada uno de estos aerogeneradores consta con un anemómetro y una veleta, estas aerogeneradores tienen un ciclo de vida de 20 años.

El parque genera una potencia nominal de 16.5 MW y contribuyera con 60 millones de kWh/año al sistema Nacional Interconectado, el parque eólico Villonaco sirve para abastecer del 25% del consumo de energía anual de la provincia de Loja.

Figura 1.31 Ubicación del parque eólico Villonaco

Fuente [15]

Figura 1.32 Emplazamiento del Cerro Villonaco




Fuente [16]

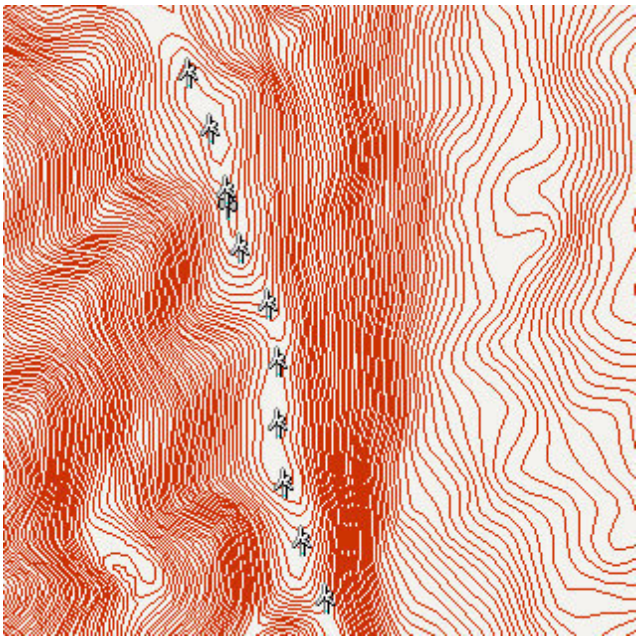
### 1.5.1 Topografía de la zona

Para la selección de la topografía se debe elegir la zona de estudio que abarca 4 km$^2$, la altura de la curvas de nivel se consideró de 10 m para su mejor análisis, el parque eólico Villonaco se encuentra ubicado en coordenadas geográficas de 4°00’03.57”S y 79°16’33.16’’ O como se aprecia en la figura.

**Figura 1.33 Ubicación geográfica**

**Fuente [15]**

**Figura 1.34 Topografía de Villonaco área encerrada de 4km$^2$**



**Fuente [Elaborado por autores]**

### 1.5.2 Caracterización de las aeroturbinas

En el parque eólico de Villonaco se tienen instalados 11 aerogeneradores de marca GoldWind de procedencia china, estos aerogeneradores tienen una potencia nominal de 1.5 MW cuyo diámetro de captación es de 70 metros y se encuentran ubicados aproximadamente a 2700 metros sobre el nivel del mar.

Los aerogeneradores que se utilizan en este parque eólico son GoldWind 70/1500 y son de clase S, es decir, estos aerogeneradores son diseñados específicamente para trabajar bajo las condiciones de dicha zona, basándose en la normativa internacional IEC 64100-1 que se explicará más adelante.

La construcción de estos aerogeneradores fue diseñada en tres segmentos, para la torre se emplearon tres tramos de 20 metros cada uno, posee tres paletas de 35 metros cada una y abarcan un diámetro de 70 metros y por último está la góndola.

Entre las partes principales de que se encuentran en la góndola tenemos lo que se ve en la Figura 1.35 mostrada a continuación.

**Figura 1.35 Partes principales del aerogenerador.**

**Fuente [17]**

Como se observa en la imagen anterior la turbina 70/1500 se encuentra en la clase IA según la normativa IEC esto indica la normativa que para esta clase el diámetro de las palas llegan hasta los 70 metros.

La clase IIA indica que los aerogeneradores pueden llegar hasta los 77 metros de diámetro en sus palas, para la clase IIIA se puede llegar hasta los 82 metros de diámetro en sus palas y por último la clase IIIB indica a las aeroturbinas que pueden llegar a medir sus palas 87 metros de diámetros.

En el parque eólico de Villonaco existen vientos predominantes durante el año que bordean los 12,7 m/s aproximadamente por ese motivo según la norma IEC 64100-1, ver Figura 1.36, se considera de clase S.

**Figura 1.36 Parámetros de la velocidad del viento para las clases de aerogeneradores.**

| *Parámetro* | | *Clase I* | *Clase II* | *Clase III* | *Clase IV* | *Clase S* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Velocidad de referencia, $U_{ref}$ (m/s) | | 50.00 | 42.50 | 37.50 | 30.0 | |
| Velocidad anual promedio, $U_{ave}$ (m/s) | | 10.00 | 8.50 | 7.50 | 6.00 | Valores a ser especificados por el diseñador |
| A Alta | Intensidad de turbulencia a 15m/s $I_{15}$ | 0.18 | 0.18 | 0.18 | 0.18 | |
| Turbulencia | Parámetro de la pendiente $a$ | 2.00 | 2.00 | 2.00 | 2.00 | |
| B Baja | Intensidad de turbulencia a 15m/s $I_{15}$ | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.18 | |
| Turbulencia | Parámetro de la pendiente $a$ | 3.00 | 3.00 | 3.00 | 3.00 | |
| 50 year return gust speed, $1.4U_{ref}$ (m/s) | | 70.0 | 59.5 | 52.5 | 42.0 | |
| 1 year return gust speed, $1.05U_{ref}$ (m/s) | | 52.5 | 44.6 | 39.4 | 31.5 | |

**Fuente [18]**

Como se puede observar en la Figura 1.36 los vientos de mayor rango se encuentran en el promedio de 10 m/s correspondientes a la Clase I, de este modo siendo esta clase donde se encuentra el rango de mayor velocidad de los cuatro rangos posibles, los rangos de velocidades de viento que se encuentran en Villonaco no encajan en esta clasificación.

La Clase S según la norma IEC es una clasificación donde los aerogeneradores son diseñados para condiciones de mayor a las de la Clase I por este motivo la S indican aerogeneradores diseñados propiamente para ese emplazamiento, es decir son aerogeneradores únicos existentes sólo para ese parque en específico.

Entre las condiciones propias de las aeroturbinas GW 70/1500 como se muestra en la tabla a continuación:

**Tabla 1.5 Características del aerogenerador GW 70/1500.**

| | Tipo | Especificaciones |
|---|---|---|
| **Parámetros de operación** | Potencia Nominal | 1500 kW |
| | Corte en la velocidad del viento | 3 m/s |
| | Velocidad de referencia del viento | 11,8 m/s |
| | Recorte de la velocidad del viento | 20 m/s (10 min) |
| | Resistencia a la velocidad del viento (3s) | 70 m/s |
| | Tiempo de vida útil | >= 20 años |
| | Temperatura ambiente de operación | -30°C a +40°C |
| | Temperatura ambiente de standby | -40°C a +50°C |
| **Rotor** | Diámetro | 70 m |
| | Área de barrido | 3850 $m^2$ |
| | Rango de velocidad | 10,2 a 19 RPM |
| | Numero de palas | 3 |
| | Tipo de pala | LM34P o similar |
| | Tipo | Síncrono Multipolar, generador con imán excitado permanente |
| | Potencia nominal | 1500 kW |
| | Diseño | Accionamiento Directo |
| | Corriente nominal | 660 A |
| | Velocidad de rotación nominal | 19 RPM |
| | Clase de protección | F/IP23 |
| | Tipo de aislamiento. | F |
| **Generador** | Tipo | Convertidor IGBT |
| | Clase de protección | IP54 |
| | Rango del factor de potencia de salida | -0,95 a +0,95 |
| | Voltaje nominal de salida | 620/690 V |
| | Corriente nominal de salida | 1397/1255 A |
| **Convertidor** | Concepto de diseño | Mando por Motor Eléctrico |
| | Movimiento nominal | 0,5°/s |
| | Sistema de orientación | Freno 10 de Retención |
| | Frenado aerodinámico | Triple hélice de paso |
| | Freno mecánico | Sistema Hidráulico |
| | Tipo | PLC |
| **Torre** | Diseño estándar | De acuerdo a IEC1024-I, cumple estándar GL |
| | Resistencia a tierra | <= 4Ω |
| | Tipo | Metálica troncocónica |
| | Altura de buje | 65 m |

**Fuente [17]**

### 1.5.3 Datos de viento.

Los datos de viento fueron proporcionados por la empresa CELEC EP, a la altura del buje de los aerogeneradores de 65m de altura de la superficie de la colina en donde se ubican los aerogeneradores, la toma de datos que proporciono la empresa CELEC EP fue desde 10/04/2013 hasta 24/02/2014

Para recoger la información del recurso eólico en este caso el registro del viento y dirección se utilizó data loggers y veletas como se explicó en el apartado 1.2.2.2, el registro del tiempo se lleva a cabo en tiempo diez minútales, esto quiere decir que toma registros de 5 a 10 segundos promediadas en 10 min.

**Tabla 1.6 Equipos instalados en Villonaco.**

| **Villonaco wilog 1633** | |
|---|---|
| Datum: | WGS84 |
| Coordenadas: | UTM 17M0693143, S9558200 |
| Altura snm: | 2.720 m |
| Fecha inicio instalación: | 15 octubre del 2002 |
| Cantón (Municipio): | Loja |
| Provincia: | Loja |
| **Equipos** | |
| **Datta Logger** | |
| **Marca:** | Wilmers Messtechnick |
| **Modelo:** | Wilog 306 con 3 entradas digitales y 4 a 6 entradas análogas. |
| **S/N:** | 1633 |
| **Intervalo de registro:** | 10 min |
| **Anemómetro 1** | |
| **Marca:** | VECTOR |
| **Modelo:** | A100LK precisión +/- 0.2 m/s, resolución +/- 0.05 m/s 0-1500Hz, señal digital aluminio. |
| **S/N:** | 1170 |
| **Calibración:** | MEASNET-DEWI nº 766_02 |
| **Slope:** | 0,05024 m |
| **Offset:** | 0,247 m/s |
| **Altura medición:** | 65 m |

| Veleta | |
|---|---|
| **Marca:** | THIES |
| **Calibración: no** | |
| **Slope:** | 358 |
| **Offset:** | 0 deg |
| **Altura de medición** | 65 m |
| **Temperatura** | |
| **Marca:** | NRG |
| **Modelo:** | #110S |

**Fuente [8]**

[8] Información proporciona por la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP., 2013

# CAPÍTULO 2

SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

## INTRODUCCIÓN.

Al momento de querer determinar el potencial eólico de un emplazamiento conociendo los datos de viento que proporcionaron la empresa CELEC EP, sabiendo la topografía del terreno se hará uso de algún software especializado, si no se utiliza un software se deberían instalar más equipos para poder realizar mediciones más precisas a diferentes alturas para poder predecir con más exactitud los cálculos que se requieran realizar.

En tanto al software que se aplicará debe ser uno que tenga la capacidad de tratar los datos de entrada y arrojar un resultado con el que se espera evaluar la zona del Parque eólico Villonaco. Para este fin de simulación se escogió el programa WAsP (Wind Atlas Analysis And Application Program) que el laboratorio Riso de Dinamarca ha desarrollado y es utilizado ampliamente de forma comercial para este tipo de estudio.

Hablando brevemente del funcionamiento del WAsP, es una herramienta que estima el recurso eólico para las aplicaciones de energía eólica la cual utiliza extrapolación vertical y horizontal de las estadísticas del régimen eólico a partir de los datos obtenidos.

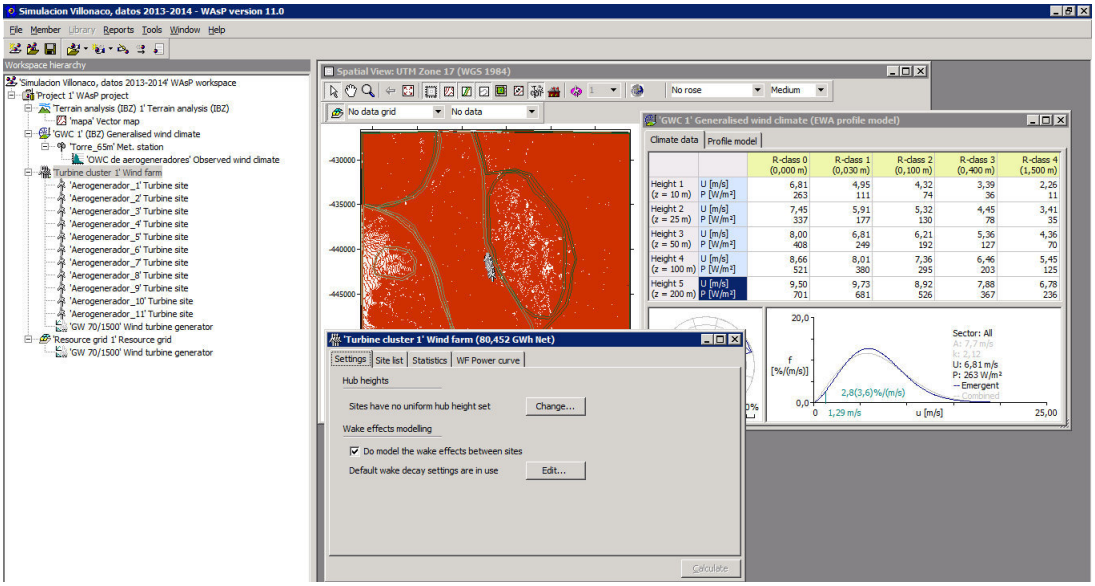
Como se puede observar la utilización de este software, WAsP, es muy útil debido a sus características, a lo largo de este capítulo se realizó el tratamiento de datos, cuales son las entradas con las que se puede empezar el proceso de simulación y el resultado que arroja dará el software una vez terminado el proceso.

## 2.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE UTILIZADO.

El software especializado WAsP proviene del nombre Wind Atlas Analysis And Application Program, de sus siglas en inglés; se recurre a este software como una herramienta para la estimación del recurso eólico en un emplazamiento que se desee estudiar.

La interfaz del WAsP se la puede apreciar en la Figura 2.1, para realizar las predicciones o modelado del comportamiento del viento en el software WAsP se necesitan datos de viento tomadas en las torres anemométricas que se han instalado para la recolección de estos datos y posterior estudio estadístico.

**Figura 2.1. Entorno de software WAsP 11**




**Fuente [Elaborado por autores]**

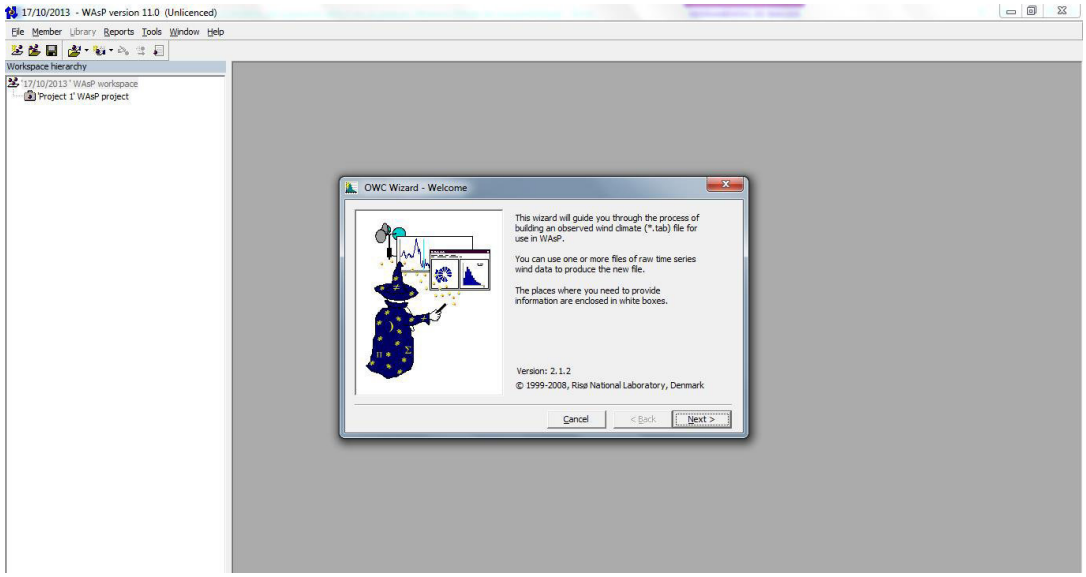
Para empezar a realizar el proceso de simulación mediante WAsP se necesita plantear las variables de entradas las cuales nos servirá para poder definir nuestro modelado, entre las entradas que se tienen son los datos de viento medidos por los instrumentos junto con un mapa vectorial del sitio requerido, este mapa debe tener la rugosidad del terreno, WAsP lo que utiliza como herramienta es la aproximación matemática de Weibull lo cual simplifica información proporcionada de los datos de viento obtenidos con anterioridad en una torre de medición.

Entre las entradas necesarias que WAsP requiere para el modelar un mallado en un emplazamiento son las siguientes:

- Datos topográficos del emplazamiento, como ya se mencionó, se necesita un mapa vectorial del emplazamiento, el archivo a utilizar debe estar guardado en una extensión .MAP para que el software lo reconozca, en este archivo también se debe incluir los datos de rugosidad para cada zona del sitio.

- Datos de viento, son los datos que se obtuvieron de las mediciones anemométricas, para poder calcular se necesita de una herramienta propia del WAsP llamada OWC Wizard, Figura 2.2, esta herramienta acepta como entrada las mediciones de viento en un archivo con extensión .TAB

**Figura 2.2 OWC Wizard**




**Fuente [Elaborado por autores]**

### 2.1.1 Generación de datos de viento[9].

Para la generación del proyecto para el cálculo del potencial eólico es evaluar el recurso eólico para una zona o emplazamiento determinado por el programa WAsP,

[9] Programa de Postgrado en Energía Eólica: Fundamentos y Tecnología UNED pag. (1-11)

creando el Wind atlas, para la zona de estudio partiendo de una estación meteorológica localizada en la zona de estudio, que sirva para realzar cálculos.
En la evaluación de la zona de estudio de la zona Roses (Girona), se crea un fichero de una estación de referencia ya procesada.

El siguiente paso es adquirir los datos asociados a la estación meteorológica y posicionar dicha estación, la cuales se deben conocer las coordenadas UTM. Obteniendo la información necesaria introducimos en el software WAsP los datos del viento y dirección en formas de ficheros (Formato .PRN).

**Tabla 2.1 Datos de la estación meteorológica de referencia**

| **Distribución por direcciones a 80m** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Dirección** | Frecuencia (%) | Velociad (m/s) | Potencia (%) | Weibull C (m/s) | Weibull K |
| **N** | 14.91 | 8.913 | 10.62 | 9.734 | 2.403 |
| **NNE** | 6.42 | 6.195 | 1.42 | 6.546 | 2.349 |
| **NE** | 4.1 | 5.207 | 0.62 | 5.676 | 2.194 |
| **ENE** | 3.58 | 4.912 | 0.55 | 5.449 | 1.925 |
| **E** | 3.11 | 5.343 | 0.7 | 5.988 | 1.772 |
| **ESE** | 2.82 | 4.752 | 0.38 | 5.108 | 1.838 |
| **SE** | 3.69 | 5.106 | 0.56 | 5.6 | 2.1 |
| **SSE** | 4.57 | 6.271 | 1.24 | 6.669 | 1.992 |
| **S** | 6.7 | 7.63 | 3.24 | 8.145 | 2.026 |
| **SSW** | 6.15 | 7.495 | 2.64 | 8.013 | 2.018 |
| **SW** | 4.22 | 6.533 | 1.55 | 7.067 | 1.782 |
| **WSW** | 3.07 | 5.28 | 0.7 | 6.102 | 1.845 |
| **W** | 1.81 | 4.152 | 0.17 | 4.616 | 1.926 |
| **WNW** | 1.43 | 4.321 | 0.14 | 4.626 | 1.845 |
| **NW** | 6.61 | 10.212 | 9.03 | 11.22 | 1.887 |
| **NNW** | 26.8 | 12.361 | 66.25 | 14.568 | 2.294 |

**Fuente [19]**

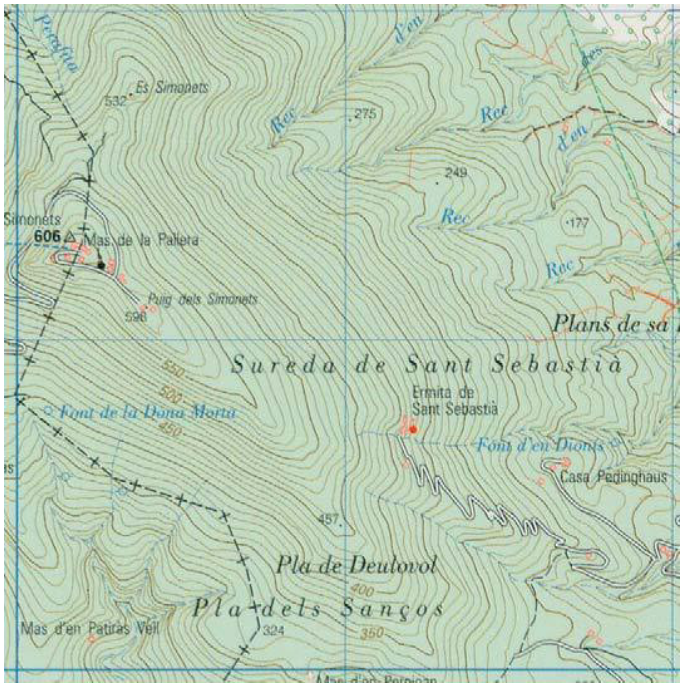
Con esta información se crea un archivo .dat que será el que se ejecute en el programa WAsP como datos de la estación meteorológica.

### 2.1.2 Creación del mapa orográfico de la zona.

La información orográfica y de rugosidad de la zona en estudio, se introduce mediante un fichero del mapa. Para la digitalización manual de las curvas de nivel y de líneas de rugosidad, que serán entradas necesarias para el programa, se puede usar el editor de mapas de WAsP (WAsP Map Editor). Primero se deberán dar las

coordenadas UTM de contorno aproximado del mapa y posteriormente se realizará la digitalización punto a punto del mapa. Para proceder a digitalizar el mismo, es necesario disponer de una plantilla, que se puede obtener de un mapa topográfico de la zona de interés en el que aparezcan las curvas de nivel y los usos del terreno. Para este proyecto, se ha obtenido dicha información del Instituto Cartográfico de Cataluña. En concreto, a partir del siguiente mapa topográfico nacional a escala 1:25000 de la zona de Roses:

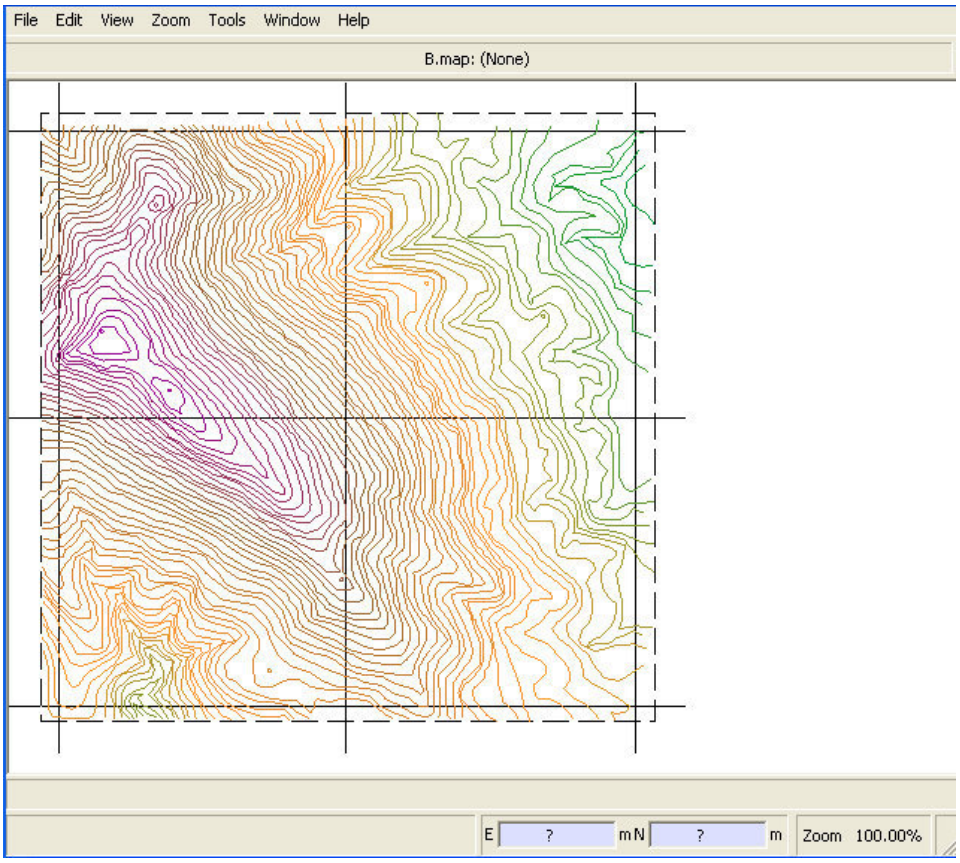
**Figura 2.3 Mapa topográfico de la Zona de estudio**




**Fuente [19]**

Lo primero que se debe hacer en el editor de mapas de WAsP, es posicionar el mapa generado en las UTM del archivo .map. Con el mapa ya cargado, se comienza a digitalizar cada una de las curvas de nivel del mismo. En el mapa empleado, dichas curvas de nivel distan entre sí 10 metros de desnivel. Merecen especial atención las cumbres, que deben ser perfectamente señaladas para diferenciar una colina o montaña que termine en meseta, de una que acabe en una cima. El mapa generado es el siguiente:

**Figura 2.4 Mapa topográfico de la zona en estudio generado con el WAsP Map Editor**



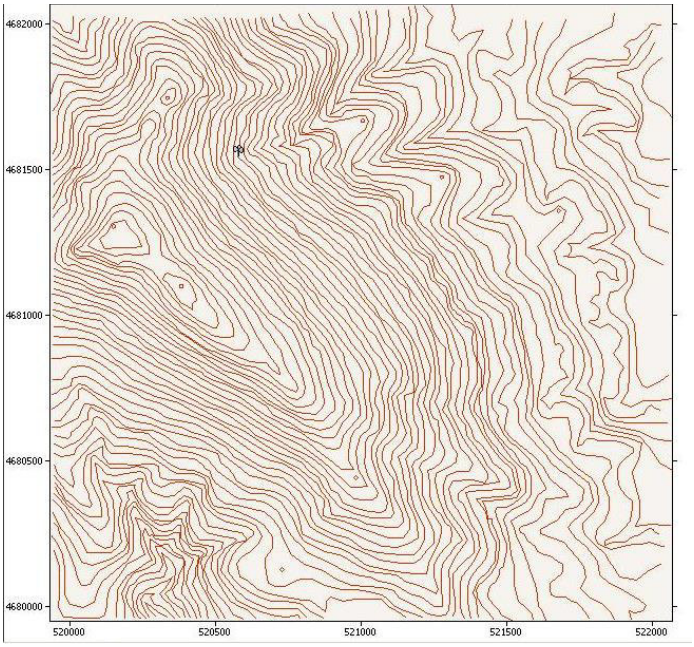

**Fuente [19]**

### 2.1.3 Creación del Wind Atlas.

Una vez cargados todos los datos mínimos para el cálculo del Wind Atlas, puede Introducirse información adicional asociada a las coordenadas UTM de la estación meteorológica o modificaciones para los ficheros de turbinas u otros objetos que lleven asociadas unas UTM concretas.

El software procede hacer el cálculo del atlas de viento de la zona, extrapolando verticalmente hacia arriba desde los datos de entrada que impartimos en el análisis, se obtiene el viento regional referenciando a diversas combinaciones de altura y rugosidad. La situación de la estación meteorológica dentro del mapa topográfico generado se muestra a continuación:

**Figura 2.5 Situación de la estación meteorológica en el mapa topográfico de la región**

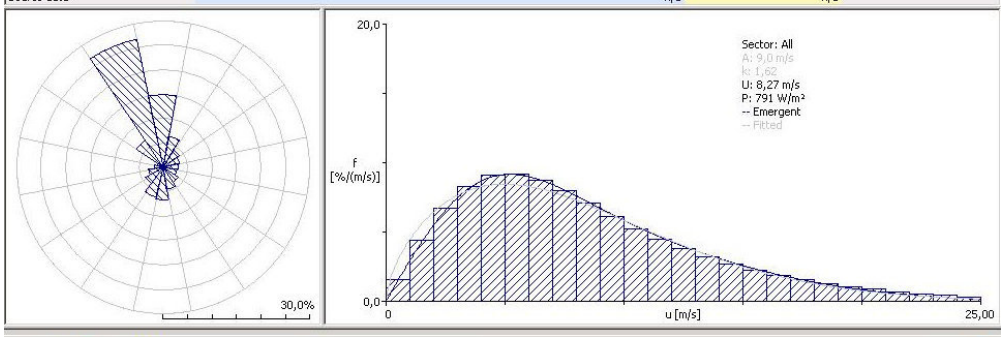



**Fuente [19]**

Los datos que procesa el programa a partir de los datos de la estación meteorológica se muestran a continuación:

**Figura 2.6 Datos de la estación meteorológica procesados por el programa WAsP**

| Sector | | Wind climate | | | | Power | Quality |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| number | angle [°] | frequency [%] | Weibull-A [m/s] | Weibull-k | mean speed [m/s] | power density [W/m²] | Speed discrepancy [%] |
| 1 | 0 | 14,9 | 9,7 | 2,41 | 8,64 | 640 | 0,116% |
| 2 | 22,5 | 6,4 | 6,6 | 2,34 | 5,80 | 199 | 0,086% |
| 3 | 45 | 4,1 | 5,7 | 2,18 | 5,03 | 137 | 0,047% |
| 4 | 67,5 | 3,6 | 5,5 | 1,92 | 4,84 | 138 | 0,108% |
| 5 | 90 | 3,1 | 6,0 | 1,77 | 5,34 | 203 | 0,183% |
| 6 | 112,5 | 2,8 | 5,1 | 1,85 | 4,55 | 120 | 0,330% |
| 7 | 135 | 3,7 | 5,6 | 2,09 | 4,96 | 137 | 0,099% |
| 8 | 157,5 | 4,6 | 6,7 | 1,99 | 5,91 | 243 | 0,062% |
| 9 | 180 | 6,7 | 8,1 | 2,03 | 7,22 | 434 | 0,078% |
| 10 | 202,5 | 6,2 | 8,0 | 2,02 | 7,10 | 415 | 0,087% |
| 11 | 225 | 4,2 | 7,1 | 1,79 | 6,29 | 330 | 0,145% |
| 12 | 247,5 | 3,1 | 6,1 | 1,85 | 5,43 | 204 | 0,266% |
| 13 | 270 | 1,8 | 4,6 | 1,92 | 4,10 | 84 | 0,159% |
| 14 | 292,5 | 1,4 | 4,6 | 1,85 | 4,12 | 89 | 0,229% |
| 15 | 315 | 6,6 | 11,1 | 2,00 | 9,79 | 1097 | 0,302% |
| 16 | 337,5 | 26,8 | 14,1 | 2,55 | 12,48 | 1851 | 0,548% |
| All (emergent) | | | | | 8,27 | 791 | |
| Source data | | | | | n/a | n/a | |

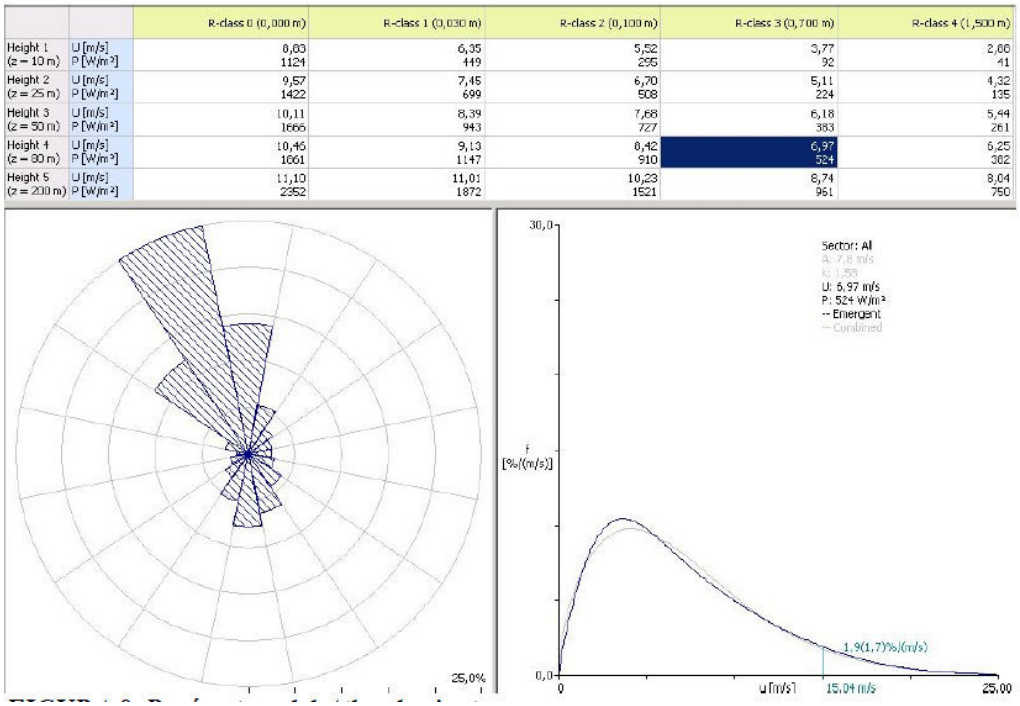


| All-sectors statistics | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Weibull-A | Weibull-k | Mean speed | Power density |
| Source data | - | - | (not available from the file) | |
| Fitted | 9,0 m/s | 1,62 | 8,08 m/s | 791 W/m² |
| Emergent | - | - | 8,27 m/s | 791 W/m² |
| Combined | 9,3 m/s | 1,71 | 8,27 m/s | 790 W/m² |

Fuente [19]

Como se puede observar, la velocidad media del emplazamiento es mayor de 8 m/s, muy por encima del valor de 5 m/s que se considera rentable. Igual ocurre con la densidad energética media (790 W/m$^2$) que es superior al valor de 400 W/m$^2$ que se considera rentable en términos económicos. El atlas de viento generado se muestra en la siguiente figura:

Figura 2.7 Parámetros del Atlas de viento




Fuente [19]

El WAsP trabajará a partir de ahora con este Wind Atlas y no con los datos realmente medidos.

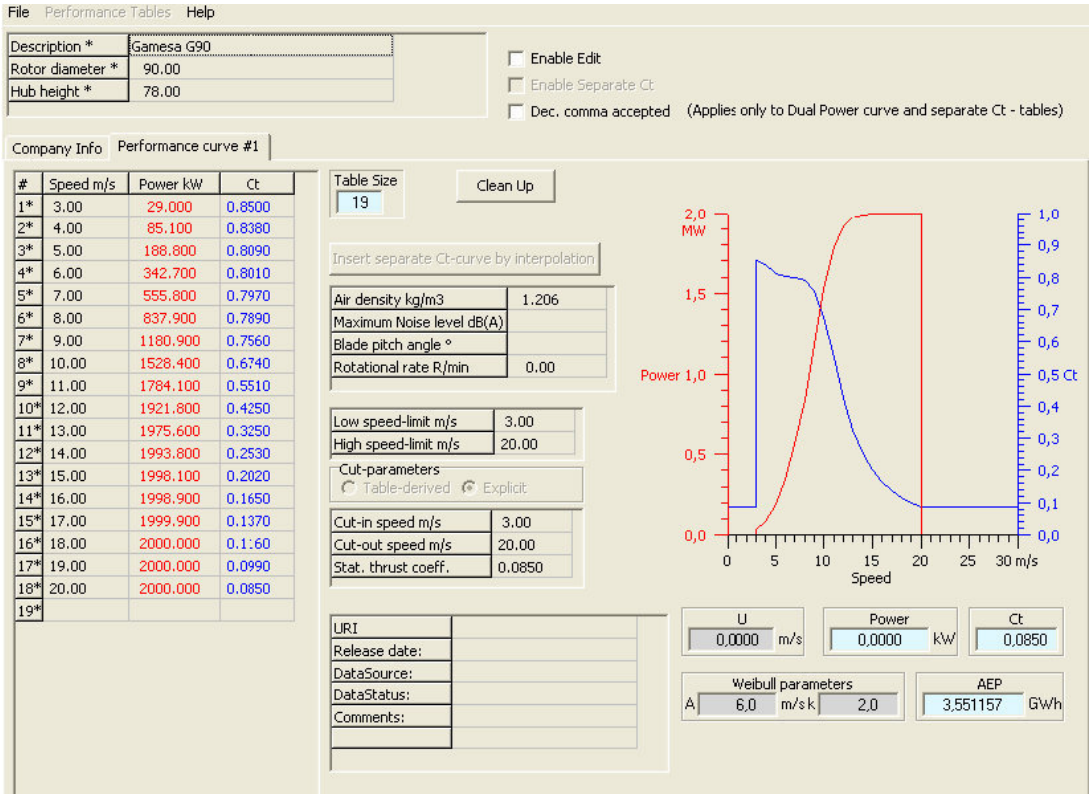
### 2.1.4 Ubicación de los aerogeneradores.

En el caso de estudio, la estación meteorológica está ubicada en la zona del parque, por lo que se empleará el mismo mapa para introducir los aerogeneradores. El siguiente paso es elegir el tipo de aerogenerador. El fichero que contiene su información se crea a partir de la aplicación WAsP Turbine Editor. La información que se debe proporcionar es:

- el diámetro,
- la altura de buje,
- las curvas de potencia y empuje a la densidad del emplazamiento.

En la imagen siguiente se muestra la descripción de la misma introducida en el WAsP Turbine Editor.

**Figura 2.8 Características del aerogenerador empleado Gamesa G90**

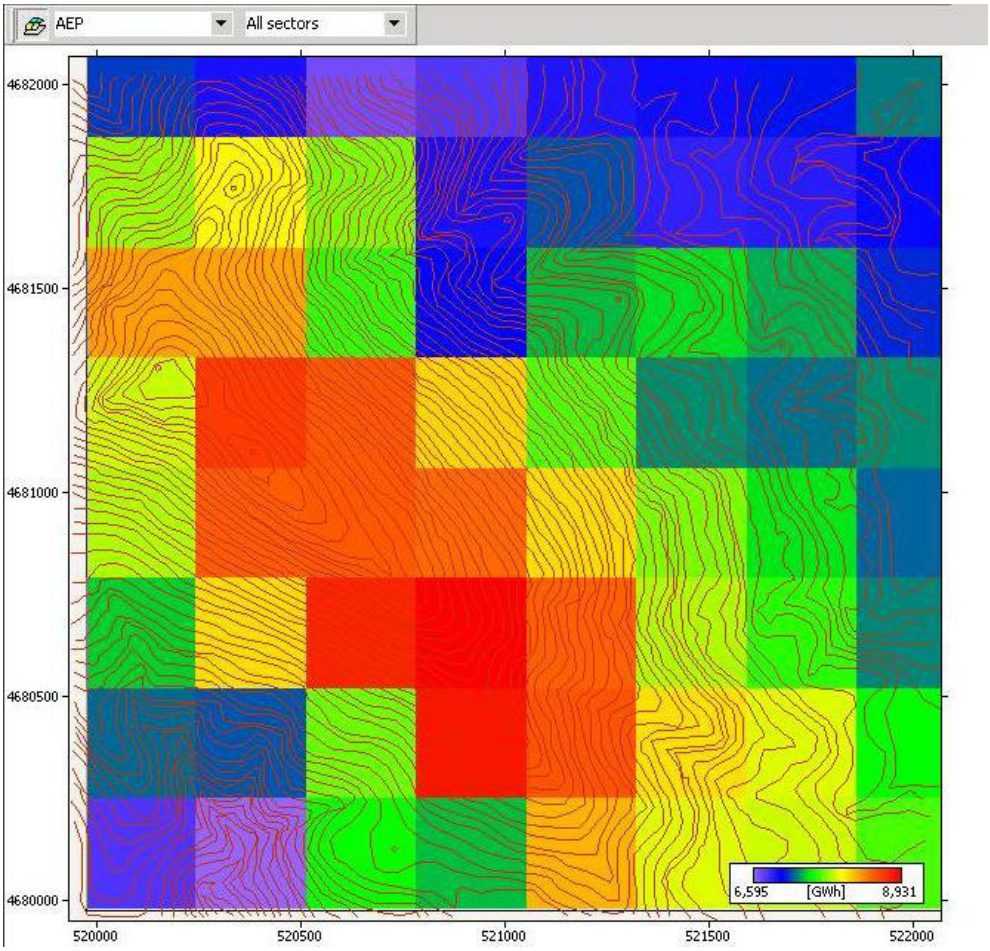



**Fuente [19]**

En este momento  ya se pueden estimar resultados. Se podrían introducir de forma aleatoria las turbinas y probar hasta obtener los mejores valores, pero es más eficiente crear un mallado de la zona de interés en los que se calcularán las variables que precisamos en el estudio en un plano paralelo al suelo (Resource Grid).

A continuación se muestra el mallado de la zona obtenido:

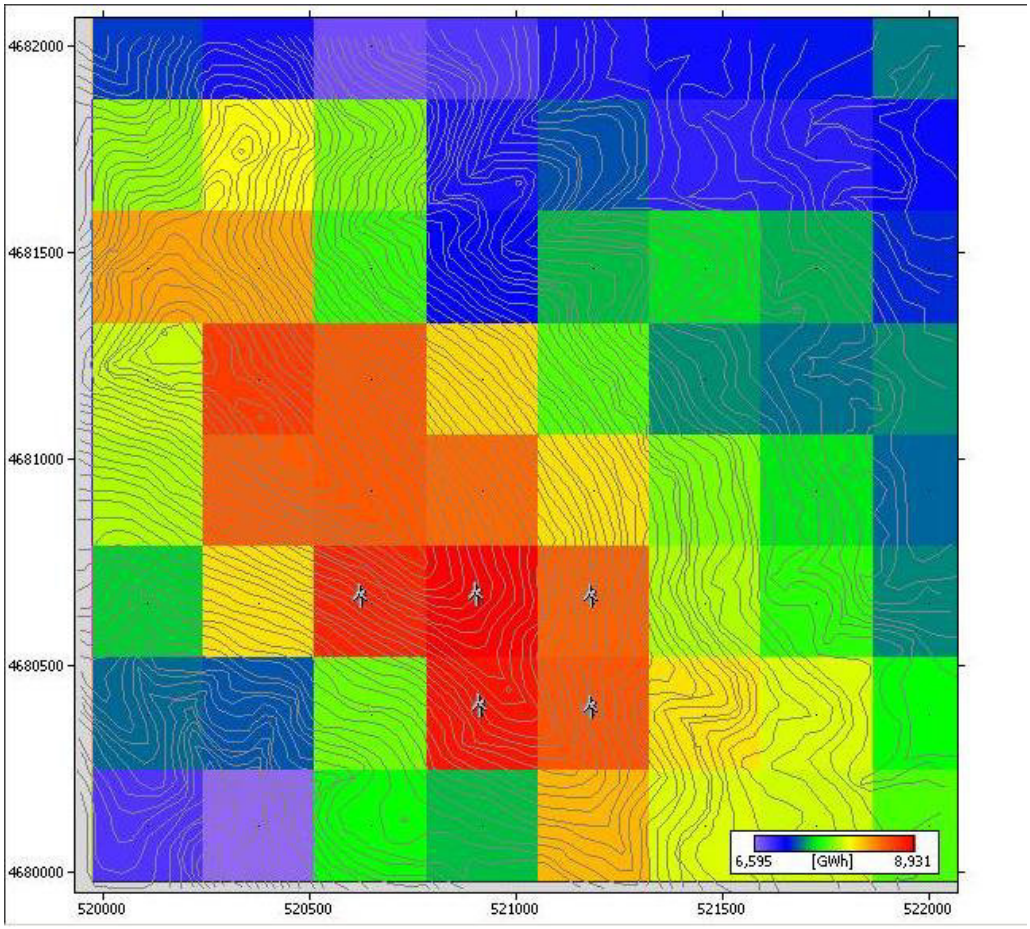
**Figura 2.9 Mallado de la zona de estudio y representación gráfica del valor de la variable AEP en cada una de las celdas de la malla**




**Fuente [19]**

De esta forma, ya sólo las celdas coloreadas se estiman rentables en términos eólicos y en cada una de ellas se podría introducir un aerogenerador, ya que su tamaño se ha elegido anteriormente para que sirviese de referencia. En este caso se observa claramente que toda la zona es eólicamente rentable, por lo que elegimos como ubicación inicial para las turbinas, las celdas que presentan mayores valores de AEP.

Figura 2.10 Ubicación de las turbinas




Fuente [19]

La ubicación de las turbinas para maximizar el AEP es la opción para maximizar el potencial eólico del parque, pero podría estudiarse la posibilidad de utilizar otros criterios como ubicar loa aerogeneradores en las zonas de mayor densidad energética o mayor velocidad media del viento.

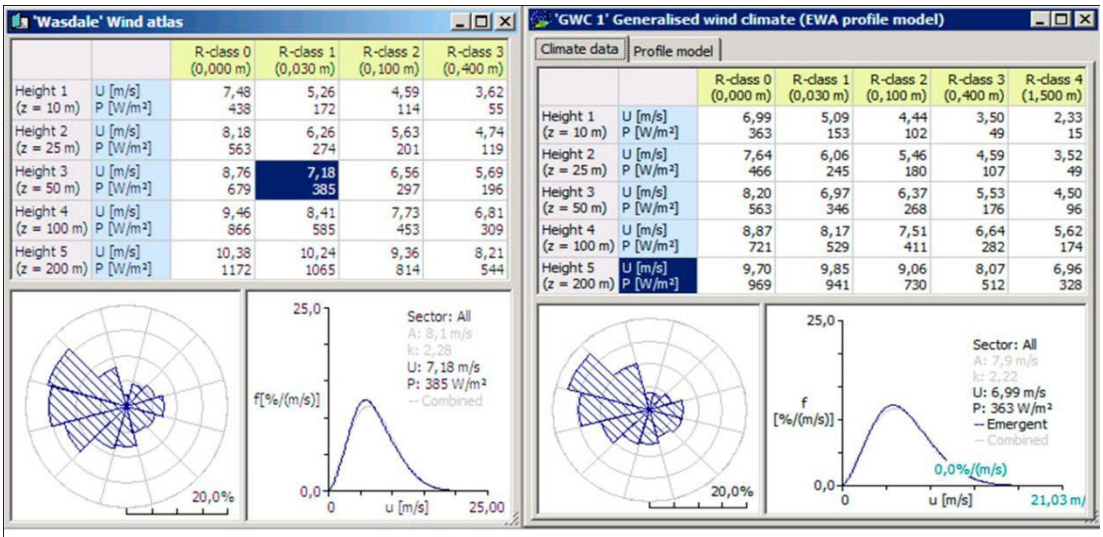
## 2.2 CALIBRACIÓN DEL MODELO.

Para la calibración del modelo fue necesario realizar una simulación de algún emplazamiento conocido, para esto se basa en un ejemplo realizado en la ayuda del propio software, se simulará el mismo ejemplo bajo las mismas condiciones y compararemos si arroja los mismo resultados.

### 2.2.1 Cálculo del atlas eólico:

El atlas eólico indica el comportamiento del viento en nuestro emplazamiento proporcionando así información de la dirección y de velocidades del viento a diferentes alturas.

**Figura 2.11 Atlas de viento modelo/simulado**




*a) Atlas de viento modelo* *b) Atlas de viento simulado*

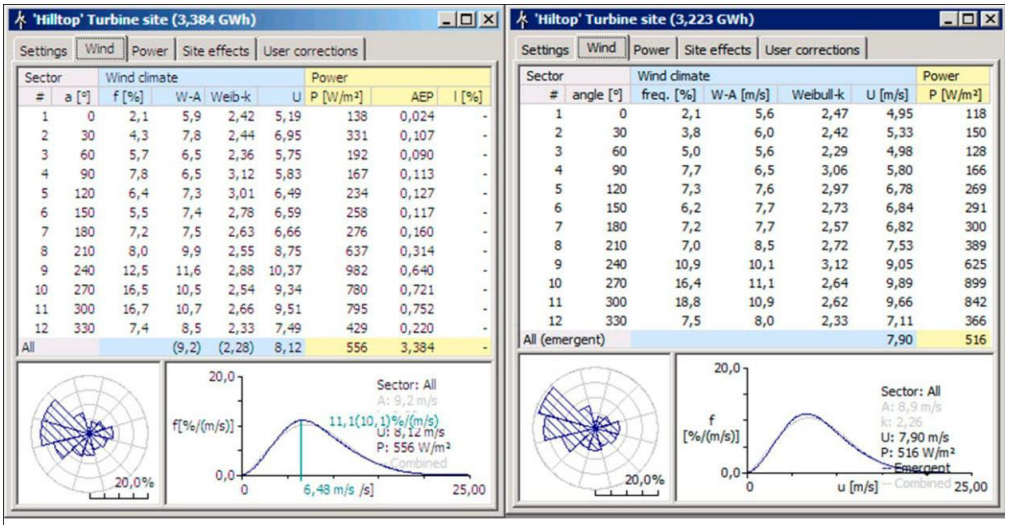
**Fuente [Elaborado por autores]**

En la Figura 2.11 (a) muestra el atlas de viento del modelo que se encuentra en el software como ejemplo mostrando la concurrencia del viento se da en un 20% y la, densidad de potencia de 385W/m$^2$ con una velocidad de 7,18 m/s. mientras que en (b) el atlas eólico simulado en WASP muestra los mismos valores que el ejemplo del gráfico (a) con una ligera variación en la velocidad y la densidad de potencia, mientras la concurrencia del viento sigue siendo la misma.

### 2.2.2 Potencia eólica estimada

La potencia eólica estimada se consideró de un aerogenerador y se calcula multiplicando la potencia aprovechable por el número de horas que trabaja el aerogenerador. Este resultado indica el AEP (Energía Anual Producida).

Figura 2.12 Potencia eólica modelo/simulado




*a) Potencia eólica modelo* *b) Potencia eólica simulada*

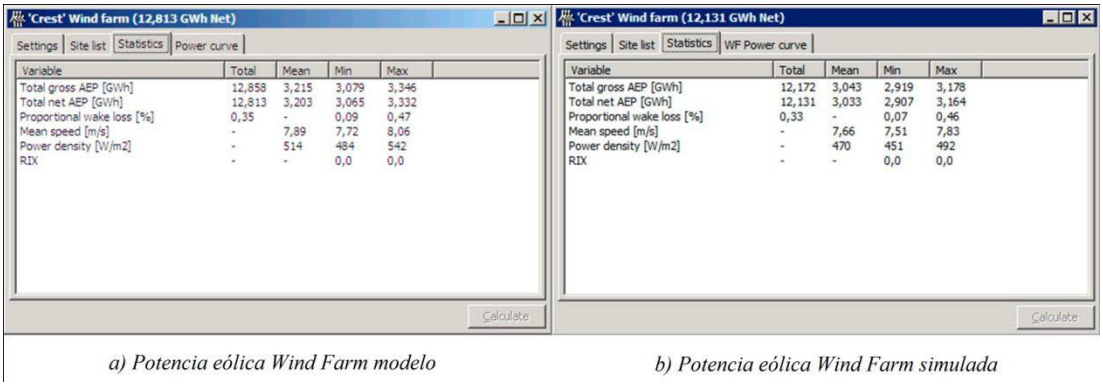
Fuente [Elaborado por autores]

La potencia eólica del modelo en la Figura 2.12 (a) de una sola turbina se obtiene una AEP de 3,384 GWh y mientras para la potencia eólica simulada tiene una AEP de 3,223 GWh esta variación se debe a que el software al momento de simular considero pérdidas distintas al ejemplo propio del WAsP.

### 2.2.3 Potencia eólica mediante Wind Farm

Wind farm es una herramienta del software que permite obtener los resultado de potencia neta AEP, pérdidas, velocidad media, y densidad de potencia como resultado global de todos los aerogeneradores ubicado en la zona de estudio.

Figura 2.13 Potencia eólica Wind Farm modelo/simulado




*a) Potencia eólica Wind Farm modelo* *b) Potencia eólica Wind Farm simulada*

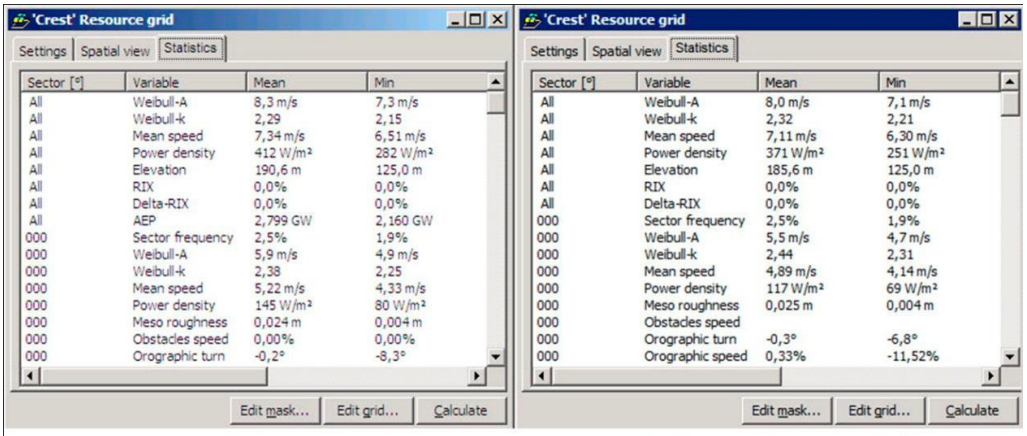
Fuente [Elaborado por autores]

Se muestra el AEP neta de todos los aerogeneradores del modelo del ejemplo del WAsP con 12,813 GWh debido a que tiene pérdidas de 0,35% y una velocidad promedio entre los aerogeneradores de 7,89 m/s. Mientras el AEP neta simulada es de 12,131 GWh existe una variación pequeña con respecto al ejemplo debido a las pérdidas con un valor de 0,33 % y la velocidad de 7,66 m/s.

### 2.2.4 Predicción del recurso eólico

La predicción del recurso eólico indica el comportamiento solo del emplazamiento donde se aprovecharía al máximo los recursos eólicos ubicando aerogeneradores pero se debe considerar la velocidad de viento y dirección que se introduce en software WASP.

**Figura 2.14 Recurso eólico modelo/simulado**




*a) Recusro eólico modelo* *b) Recurso eólico simulado*

**Fuente [Elaborado por autores]**

Se puede apreciar en la Figura 2.14 (a) y (b) los valores correspondientes del emplazamiento, existe una variabilidad pequeña en los valores de velocidad media, parámetros de weibull A, K y la densidad de potencia, esta variación se produce la altura simulada con respecto al modelo del ejemplo del WASP tienen diferentes alturas debido a este parámetro se tiene un error mínimo ya que la altura influye en la temperatura y la densidad del terreno.

Para comparar los resultados se hará una tabla para poder visualizar mejor los resultados:

Tabla 2.2 Calibración del modelo

| Descripción | Datos simulados | Datos modelo | Error [%] |
|---|---|---|---|
| Altura [m] | | 50 | |
| Velocidad Promedio anual [m/s] | 7,66 | 7,89 | 3 |
| Densidad de Potencia [W/m$^2$] | 470 | 514 | 9,3 |
| Registro [Hrs] | | 3226 | |
| Energía Anual [GWh] | 12,131 | 12,813 | 5,3 |

Fuente [Elaborado por autores]

Comparado los resultados tanto de los datos del modelo y los datos de la simulación se puede decir que el error generado en la calibración del modelo es igual al 5,3%.

Significa que los resultados que arroja el software especializado WAsP serán aproximadamente a los reales, pero habrá que tomar en cuenta este error en futuras simulaciones.

## 2.3 GENERACIÓN DE ARCHIVOS DE SITIO Y ATLAS EÓLICO.

En el software WAsP es fundamental saber cómo empezar con el proceso de modelado, es por ello que, se empieza con la generación de los archivos de entrada que servirán para el arranque de nuestra simulación.

Entre los archivos necesarios para arrancar con la simulación es el mapa vectorial del emplazamiento requerido en este caso el Parque Eólico Villonaco de la ciudad de Loja y el atlas eólico de dicho emplazamiento.

En una breve descripción de lo que es el mapa vectorial, este archivo en si es un mapa que consiste en detallar la descripción del sitio en curvas de nivel, especificar la orografía y la rugosidad del sitio, este procedimiento de generar el archivo de sitio se lo detallará más adelante en el apartado 2.3.1 de este documento.

El otro archivo como se explicó es el atlas eólico en este archivo consistirá el comportamiento del viento en Villonaco para poder de cierta manera predecir en que época del año se puede aprovechar de mejor manera este recurso para la generación

de energía limpia, el proceso de generación del archivo eólico se lo explicará más adelante en el apartado 2.3.2 de este documento.

En sí, estos dos archivos son fundamentales para arrancar con el proceso de simulación, y se deben generar con mucha cautela ya que si estos archivos no se desarrollan de la mejor manera puede haber una variación considerable al momento de simular y obtener los resultados.

### 2.3.1 Archivo de sitio.

Una vez se tenga el emplazamiento listo donde se quiere hacer el modelado con WAsP, se debe hacer un plano topográfico del sitio guardándolo en extensión .DFX el cual servirá para generar el archivo con extensión .MAP con una herramienta propia de WAsP llamada WAsP Map Editor. El fichero de mapa vectorial que se carga tendrá la topografía del sitio y la rugosidad de la zona, para este caso se contará con una rugosidad de 0,005 a 1,5 que se considera muy rugoso ya que consta de bosques y edificaciones, este fichero .MAP será una entrada en el programa que nos indiquen condiciones iniciales para empezar con el modelado, que se detallará a continuación.

Para la generación del archivo mapa del sitio hay que tener en cuenta lo que son las coordenadas geográficas, la más utilizada por parte de WAsP es la coordenada llamada Universal Transversal de Mercator más conocida como coordenadas UTM, debido a que estas coordenadas son compatibles con Google Earth de donde se extraerá una imagen satelital a escala 1:25000 o 1:50000 y debe extenderse aproximadamente 20 kilómetros, que es lo máximo recomendado, desde el punto de interés, en este caso desde Villonaco, y las medidas de curva de nivel deben ser espaciadas a 10 metros.

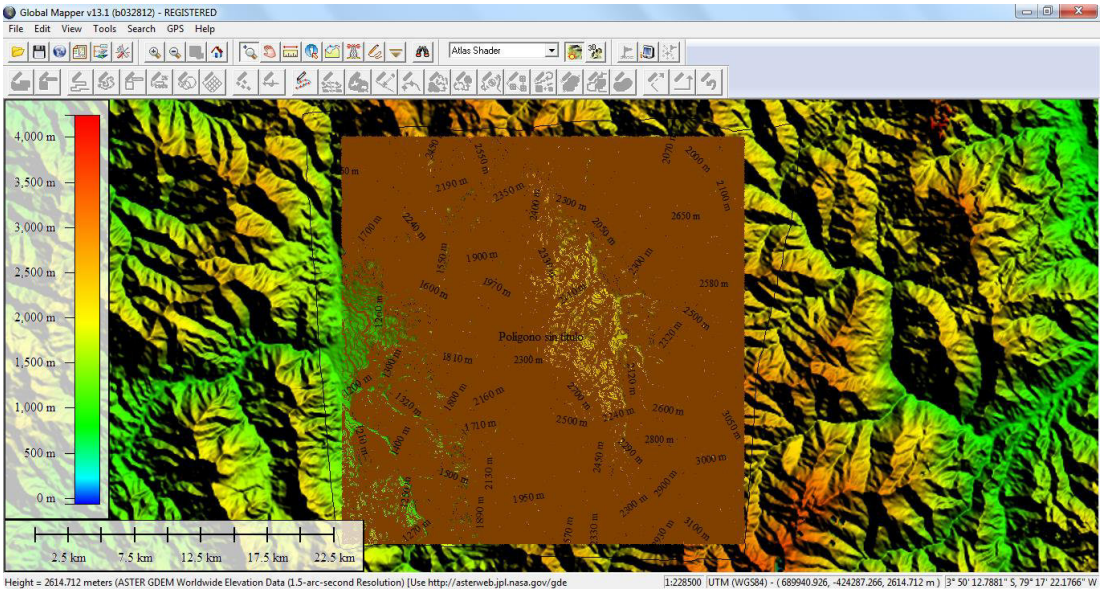
Para empezar con el proceso de generación del archivo de mapa se utiliza el software Google Earth se elige el emplazamiento en este caso el parque eólico Villonaco, Figura 2.15 , y medimos 15 kilómetros desde Villonaco para generar un polígono de área que exportaremos a otro software llamado Global Mapper donde se obtiene las curvas de nivel de dicho emplazamiento.

Figura 2.15 Generación de polígono del emplazamiento

Fuente [Elaborado por autores]

Una vez se tenga el polígono el archivo se abre usando un software llamado Global Mapper, Figura 2.16, el cual servirá para importar las curvas de nivel usando un área desde Google Earth, para ello se configura el software Global Mapper para hacer coincidir con las coordenadas de dicho emplazamiento, en este caso se configura en coordenadas UTM la zona de estudio se encuentra en la zona 17 correspondiente al número que se asignó al uso donde se encuentra Ecuador.

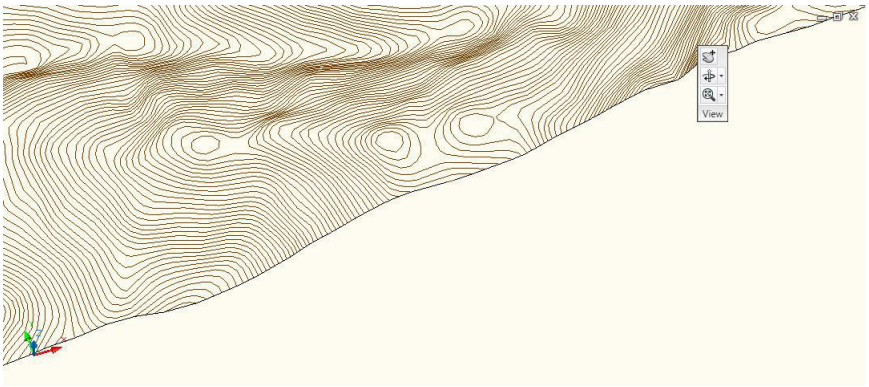
Figura 2.16 Software Global Mapper




Fuente [Elaborado por autores]

Una vez se consiga tener las curvas de nivel de dicho emplazamiento lo que se hace es exportar ese mapa vectorial en extensión .DFX debido a que con esa extensión podemos abrir con el software AutoCAD Civil 3D para poder cerrar los contornos del mapa que se encuentran abiertos, Figura 2.17, por lo que puede causar error ingresar en Map Editor de WAsP una región abierta.

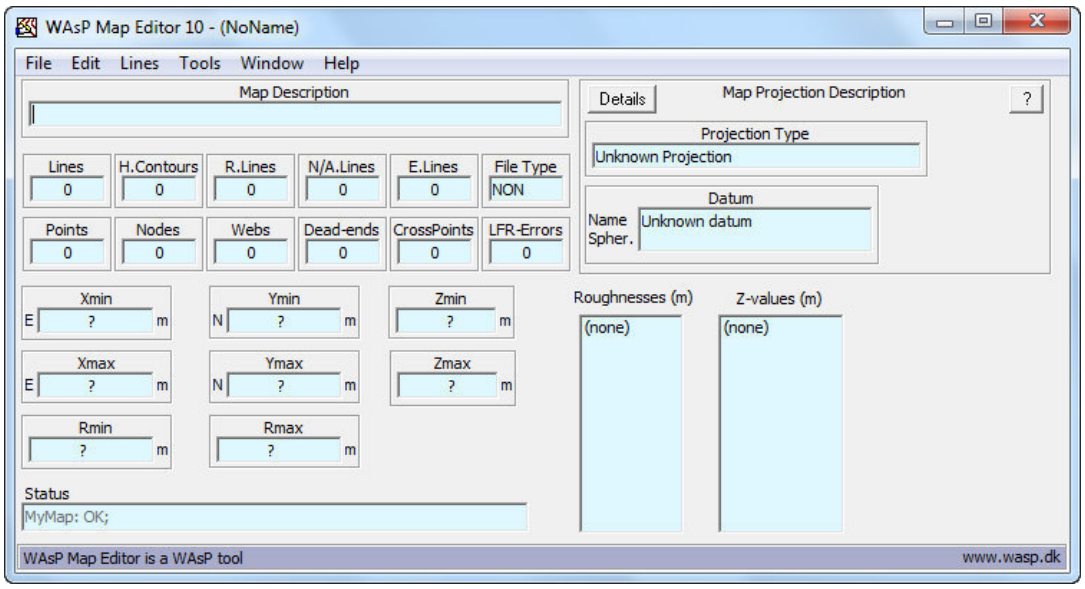
**Figura 2.17 Contornos del mapa vectorial**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Culminado el proceso de cerrar el área del mapa vectorial lo que se procede hacer es abrir una herramienta propia de WAsP llamada Map Editor, Figura 2.18, esta herramienta permite editar mapas vectoriales e ir agregando rugosidades de cada zona, para ello se debe cargar el mapa vectorial en esta herramienta.

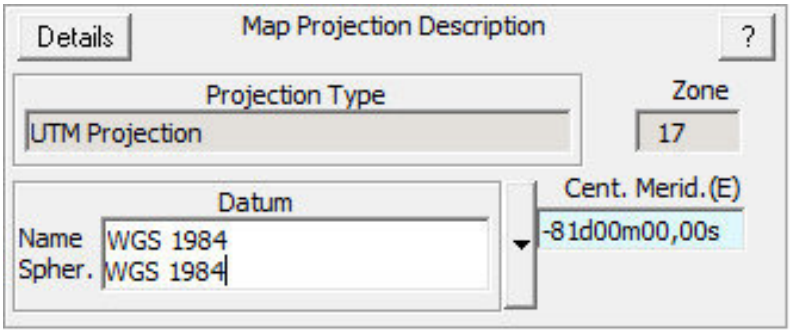
**Figura 2.18 WAsP Map Editor.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Cuando este cargado el mapa vectorial lo que se hace es agregar donde se encuentra ubicado esta zona, para este fin se escoge el tipo de proyección que en este caso sería UTM Projection y la zona se ubica 17 debido a que el uso en que se encuentra Ecuador está ubicado en esta zona, Figura 2.19

**Figura 2.19 Selección de la proyección del parque Villonaco**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Para agregar la rugosidad del sitio es necesario conocer dicho emplazamiento, es decir saber dónde está ubicada cada ciudad, desde donde empieza a existir zonas boscosas para ello se basa en unos coeficientes que se muestran en la Tabla 2.3 a continuación.

**Tabla 2.3 Tabla de longitudes de rugosidad**

| $Z_0$ (m) | Características de la superficie del terreno (uso de la tierra) | Clase de rugosidad |
|---|---|---|
| **> 1** | Bosque alto | 4 (1.5 m) |
| **1.00** | Ciudad | |
| **0.80** | Selva baja | 3 (0,40 m) |
| **0.50** | Afueras | |
| **0.40** | Cinturones de protección | |
| **0.20** | Muchos árboles y/o arbustos | |
| **0.10** | Finca con apariencia cerrada | 2 (0,10 m) |
| **0.05** | Finca con aspecto abierto | 1 (0,03 m) |
| **0.03** | Finca con muy pocos edificios y árboles | |
| **0.02** | Áreas del aeropuerto con algunos edificios y árboles | |
| **0.01** | Las zonas de la pista del aeropuerto | |
| **0.008** | Hierba segada | |
| **0.005** | El suelo desnudo (liso) | |
| **0.001** | Superficies de nieve (liso) | |
| **0.0003** | Superficies de arena (suave) | |
| **0.0002** | (Utilizado para las superficies de agua en el Atlas) | 0 (0.0002 m) |
| **0.0001** | Zonas de agua (lagos, fiordos, zonas abiertas) | |

**Fuente [20]**

Una vez cargada las rugosidades en el mapa vectorial en este caso para Villonaco se escogieron distintos tipos de rugosidades, debido a que existen zonas boscosas, están varias ciudades a sus alrededores y también zonas con suelo liso. Se guarda este fichero con extensión .MAP y este archivo será una de nuestras entradas para empezar el proceso de simulación del parque eólico.

### 2.3.2 Archivo atlas eólico.

Para caracterizar un emplazamiento necesitaremos datos de viento, dirección, etc. como se había mencionado en el apartado 1.2 del capítulo 1. El software WAsP contiene la herramienta "WAsP Climate Analyst" que permite evaluar la zona de emplazamiento, para ello se debe de colocar adecuadamente las coordenadas del anemómetro el WAsP lo describe como "met. Station". Las coordenadas del anemómetro son las siguientes:

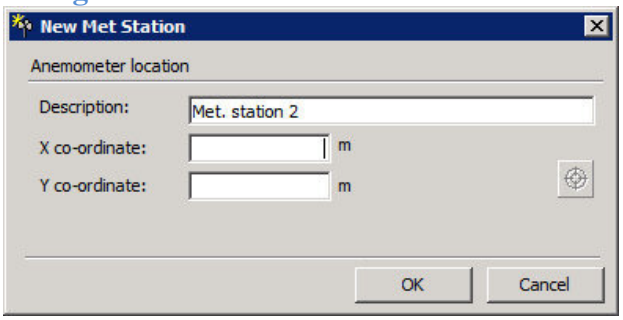
**Tabla 2.4 Coordenadas del anemómetro WinLog 1633**

| Villonaco 1 wilog 1633 | |
|---|---|
| **Datum:** | WGS84 |
| **Coordenadas:** | UTM 17M0693143, S9558200 |
| **Altura snm:** | 2.720 m |
| **Fecha inicio instalación** | 15 octubre del 202 |
| **Provincia** | Loja |

**Fuente [15]**

A continuación se introduce parámetros de ubicación en el "Met Station" el cual indicará al programa la ubicación dentro de la zona de estudio en coordenadas UTM y seleccionamos el archivo de OWC generado con el climate Analyst.

**Figura 2.20 Ubicación del anemómetro**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Los datos de viento que se introduce en la herramienta Climate Analyst deben estar en la extensión .PRN como se muestra en la Figura 2.21, una vez que se tenga el archivo de los datos de viento, ingresamos la altura desde el nivel del suelo hasta el anemómetro.

**Figura 2.21 Archivo de datos de viento en formato .PRN**

**Fuente [Elaborado por autores]**

Para introducir los datos en la herramienta "Analyst climate" necesita el archivo del comportamiento del viento en extensión .PRN, y además se debe introducir los parámetros de calibración del anemómetro que pide la herramienta para el análisis, estos parámetros de calibración vienen determinadas por las casas fabricantes.

Entre los parámetros del anemómetro que se deben considerar se muestra a continuación:

- **speed offset.-** Es una constante utilizada por el data logger para calcular la velocidad medida por el anemómetro.
- **direction offset .-** Esta constante es utilizada para darle la referencia del norte a la veleta.
- **Calm threshold.-** Es el límite de velocidad de viento que se considera calma. Una máquina arranca normalmente por encima de 3-4m/s (depende la densidad del aire). Por debajo de esto se podría considerar viento en calma, por ejemplo cuando la velocidad de viento no supere los 0,5 m/s.

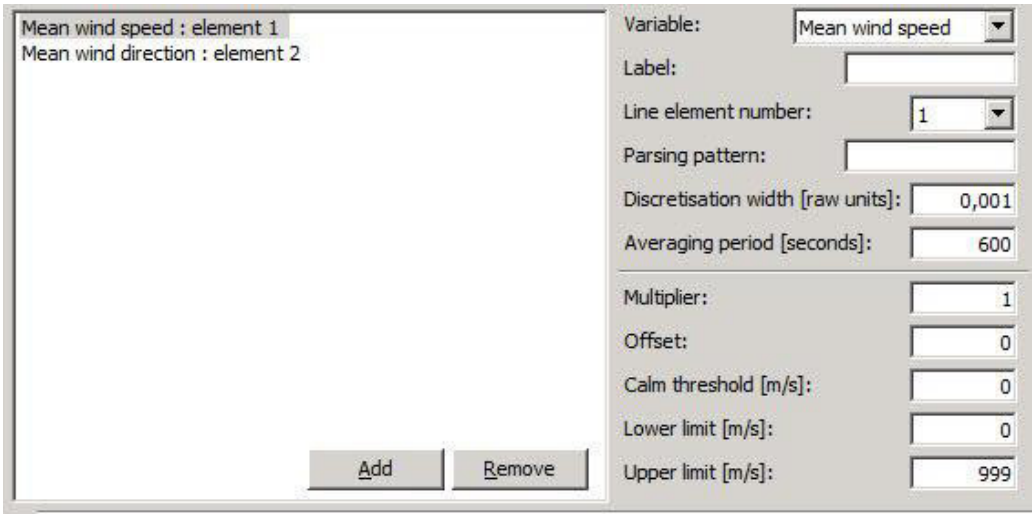
**Tabla 2.5 Calibración del Anemómetro**

| Logger | |
|---|---|
| **Marca** | Wilmers Messtechnick |
| **Modelo:** | Wilog 306 con 3 entradas digitales y 4 a 6 entradas análogas |
| **S/N:** | 1633 |
| **Intervalo de registro:** | 10 min |
| **Anemómetro** | |
| **Marca:** | Vector |
| **Modelo:** | A100LK precisión +/- 0.2 m/s. resolución +/- 0.05 m/s 0-1500Hz , señal digital |
| **S/N** | 1170 |
| **Calibración** | MEASNET-DEWI n°766_02 |
| **Slope:** | 0.05024 m |
| **Offset:** | 0.247 m/s |
| **Altura de medición** | 65 m |

**Fuente [15]**

Estos parámetros utilizan la herramienta Analyst Climate para calibrar los datos de viento en el programa y así poder evaluar la zona de estudio, en la siguiente Figura 2.22 se muestra los parámetros de calibración que requiere la herramienta para evaluar.

**Figura 2.22 Parámetros del Analyst Climate**

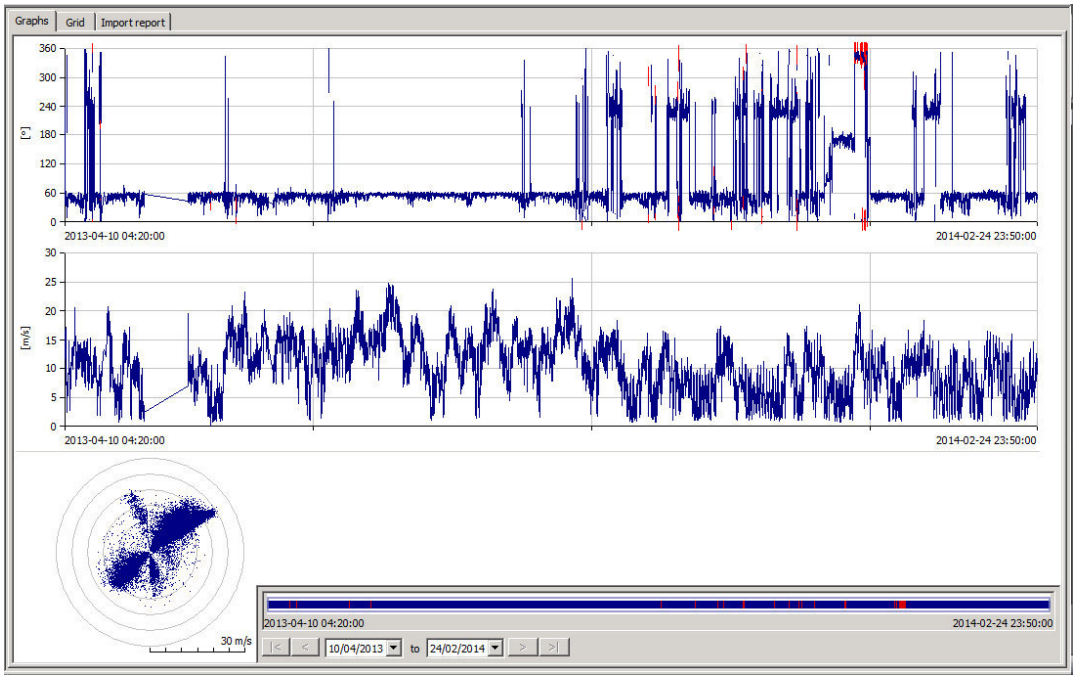



**Fuente [Elaborado por autores]**

La herramienta del WAsP "Analyst climate" procesa los datos de viento y dirección según el formato en que haya almacenado en el datta loger, mostrando como

resultados la distribución de Weibull y la rosa de vientos como se muestra en la siguientes figuras 2.23 y 2.24.

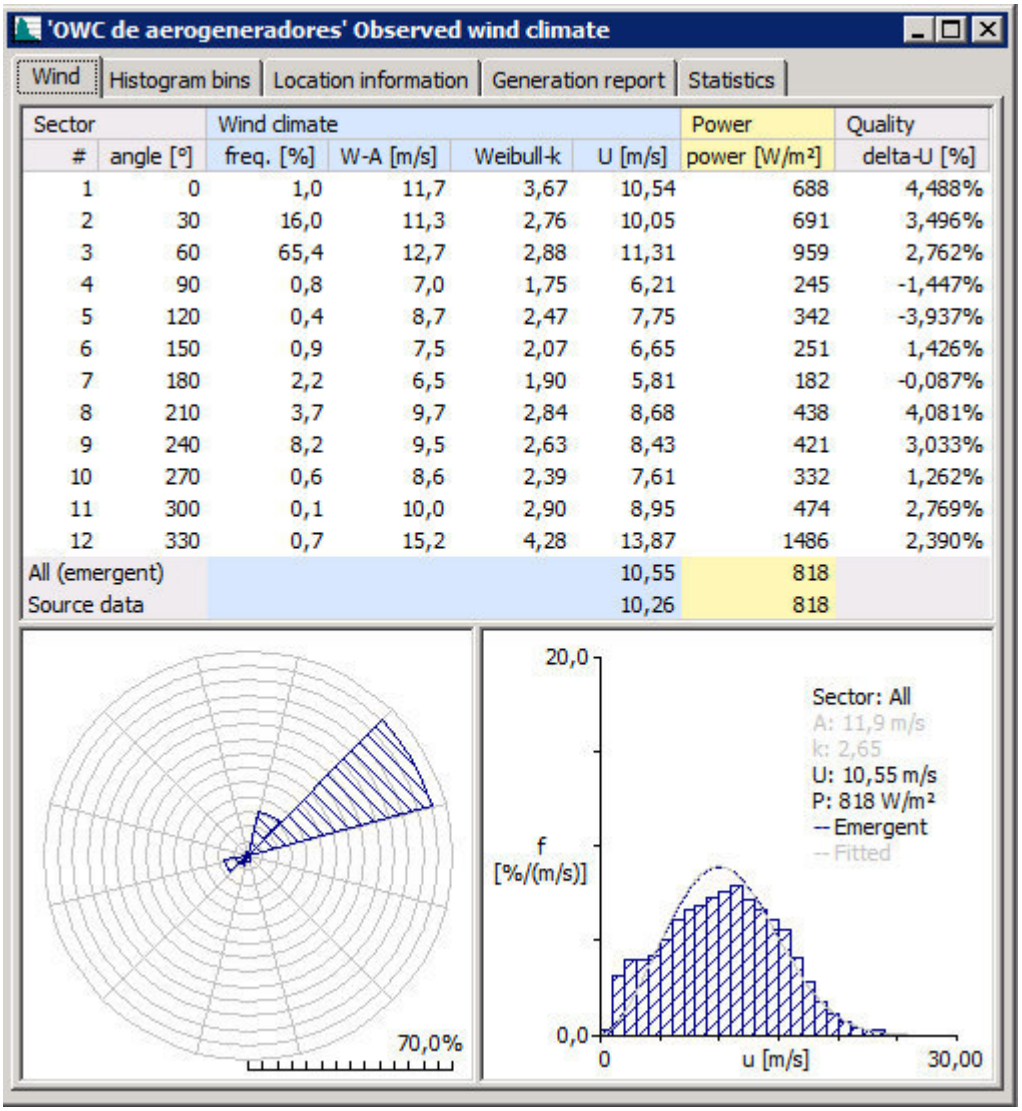
**Figura 2.23 Histograma**




**Fuente [Elaborado por autores]**

En la descripción de Figura 2.24 se puede apreciar la rosa de los vientos en donde la dirección ENE el viento es más concurrente, donde la frecuencia del viento es de 70%, la rosa de los vientos indica la dirección de los aerogeneradores para aprovechar al máximo la energía del viento. Es importante conocer la densidad de potencia ya que describe la estimación del potencial eólico en un área determinada, en la zona de estudio se tiene un valor de 818 $W/m^2$ y la velocidad media de 10,55 m/s, estos resultados se puede ver en la figura 2.24.

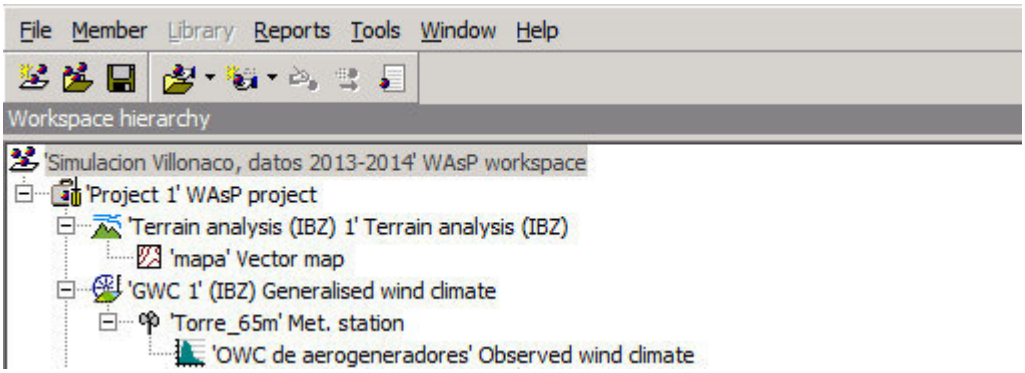
**Figura 2.24 Distribución de Weibull y Rosa de los vientos.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Como ya se mencionó estas dos entradas son las que utiliza WAsP para poder empezar con el proceso de modelado de simulación, estos dos ficheros se cargarán en el proyecto que se esté ejecutando, Figura 2.25, para hacer el cálculo y la estimación necesaria de la velocidad de viento en una distribución de Weibull y la distribución de direcciones, cabe recordar que para esto se necesitó ubicar en el sitio exacto con coordenadas donde se encontraba la torre de medición de donde se recolectaron los datos.

Figura 2.25 Proyecto en WAsP




Fuente [Elaborado por autores]

## 2.4 CURVA DE POTENCIA DE LA AEROTURBINA.

Entre las curvas características de las aeroturbinas que se analizaron en el Capítulo I, la curva de potencia es una de las principales características que determina la potencia entregada del aerogenerador con respecto a la velocidad del viento.

El parque eólico Villonaco cuenta con turbinas GoldWind 70/1500 de fabricación china las características se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 2.6 Características de aerogenerador GoldWind 70/1500

| Aerogenerador GoldWind 70/1500 | |
|---|---|
| **Potencia nominal** | 1.5 MW |
| **Velocidad de viento de arranque** | 11.8 m/s |
| **Velocidad de viento de corte** | 25 m/s |
| **Diámetro nominal** | 70 m |
| **Numero de palas** | 3 |
| **Altura del buje** | 65 m |

Fuente [Elaborado por autores]

La potencia de la turbina GoldWind 70/1500 viene expresada por la curva de potencia que se muestra en la Figura 2.26, cabe recalcar que esta curva de potencia la desarrolla la propia empresa GoldWind a una densidad de 1.225 kg/m$^3$.

**Figura 2.26 Curva de potencia de turbina GW 70/1500 a una densidad de 1.225 kg/m$^3$**

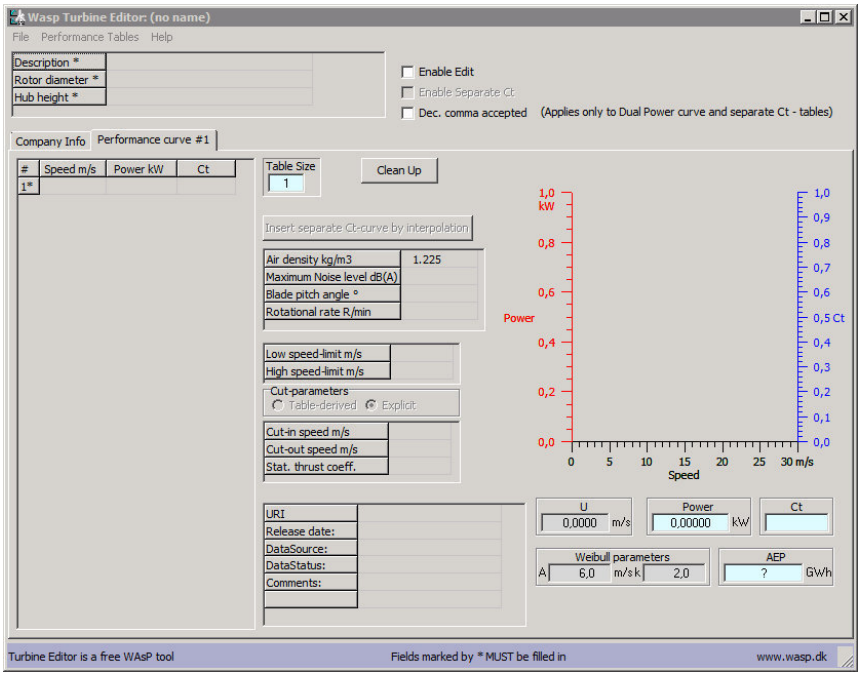
**Fuente [21]**

En el software WAsP existe una herramienta denominada WAsP Turbine Editor, Figura 2.27, en esta herramienta puede prediseñar la curva de potencia de dicho aerogenerador y también cargar las características propias de la turbina como es el diámetro de rotor, altura del buje, los parámetros de velocidad de viento, la potencia entregada con esa velocidad y el coeficiente de empuje (ct) que vienen dado por la casa fabricante de las turbinas.

Con la herramienta Turbine Editor se puede aparte de diseñar la curva de potencia modificar una curva de potencia de alguna turbina conocida, variándole algún parámetro como sea la densidad o las constantes Ct.

El entorno de WAsP Turbine Editor se puede observar en la Figura 2.27 mostrada a continuación:

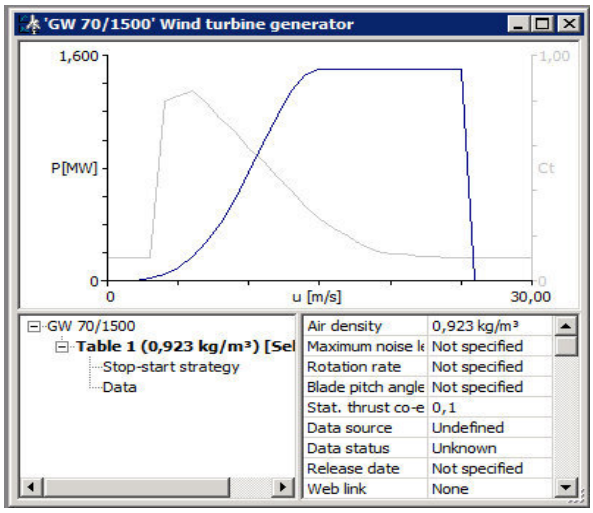
Figura 2.27 WAsP Turbine Editor




Fuente [Elaborado por autores]

Cuando se termine de realizar el archivo en el WAsP Turbine Editor genera un archivo de extensión .WTG, Figura 2.28, este archivo servirá para al momento de realizar la generación de la malla, que se verá en el apartado 2.5 de este capítulo, y servirá para determinar la producción anual energética (AEP) del parque eólico Villonaco.

Figura 2.28 Curva de potencia de turbina GW 70/1500 realizada en WAsP Turbine Editor




Fuente [Elaborado por autores]

## 2.5 NÚMERO Y POTENCIA DE LA MÁQUINA A INSTALAR.

Los aerogeneradores son empleados para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, la selección del aerogenerador se basa principalmente en el tipo de emplazamiento y velocidades del viento. Las características del parque se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 2.7 Número de máquinas instaladas**

| | |
|---|---|
| **Longitud:** | **2.800 m** |
| **Numero de Aerogeneradores:** | 11 a 12 |
| **Potencia por aerogenerador:** | 1.2 a 2MW c/u |
| **Potencia eléctrica instalada:** | 20 MW |
| **Producción neta anual del parque :** | 8.066.500 kWh al año |
| **Equivale al consumo doméstico de más de 88.000 personas / año** | |

**Fuente [10]**

Para introducir el número de aerogeneradores en el programa debemos de tener los archivos con extensión .MAP y .WTG que corresponde al archivo del mapa vectorial del emplazamiento y la curva de potencia del aerogenerador mencionado en el apartado 2.3.

Se debe tomar las coordenadas UTM, ver Tabla 2.8, de cada uno de los aerogeneradores ubicado en nuestro sitio de emplazamiento.

**Tabla 2.8 Localización de los Aerogeneradores**

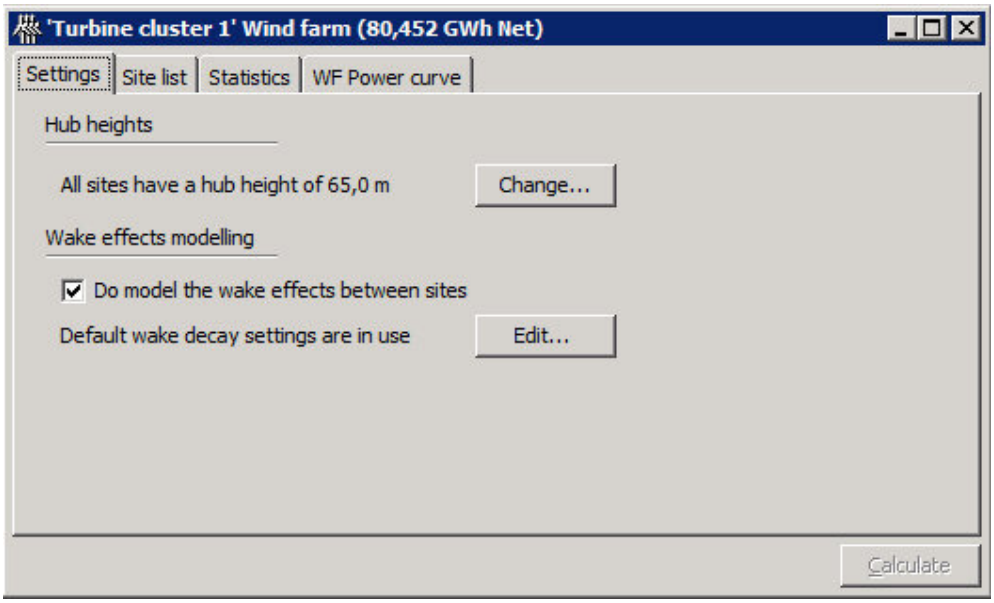
| Aerogenerador | E | N |
|---|---|---|
| **No. 1** | 693.030 | 9.558.404 |
| **No. 2** | 693.150 | 9.558.258 |
| **No. 3** | 693.177 | 9.558.142 |
| **No. 4** | 693.180 | 9.557.914 |
| **No. 5** | 693.282 | 9.557.914 |
| **No. 6** | 693.303 | 9.557.604 |
| **No. 7** | 693.350 | 9.557.421 |
| **No. 8** | 693.464 | 9.557.215 |
| **No. 9** | 693.450 | 9.556.877 |
| **No. 10** | 693.482 | 9.556.877 |
| **No. 11** | 693.523 | 9.556.476 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

[10] Información tomada del Proyecto eólico Villonaco, Villonaco Wind Farm realizado por ENERLOJA S.A.

La ubicación de los aerogeneradores están en coordenadas UTM los cuales se debe introducir en la herramienta "Wind Farmer" que muestra los resultados la producción neta anual y la curva de potencia de nuestro sitio de estudio. Como dato de entrada necesita la altura del buje de todos los aerogeneradores.

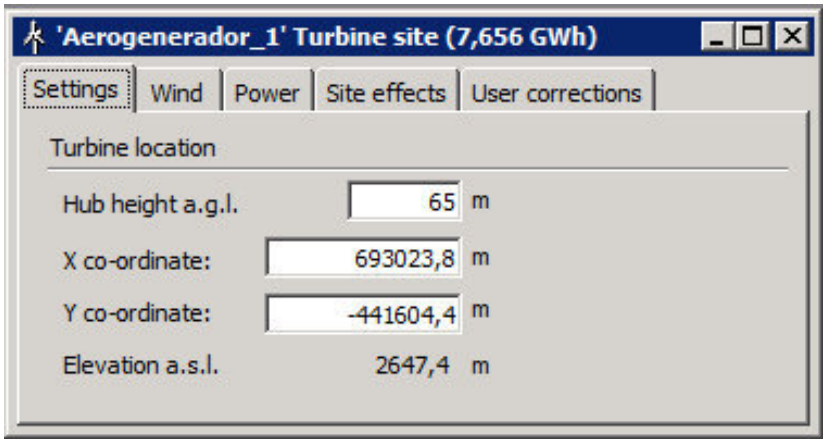
**Figura 2.29 Wind farm**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Seleccionado los parámetros en la herramienta de "Wind Farmer" se selecciona la herramienta de "Wind Turbine" como datos de entrada de la herramienta son las coordenadas de cada uno de los aerogeneradores y la altura de buje.

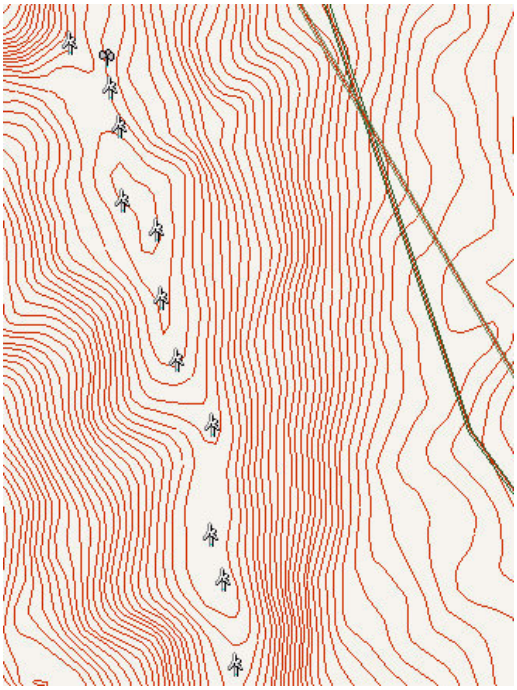
**Figura 2.30 Turbine site**




**Fuente [Elaborado por autores]**

El software WAsP podemos apreciar la ubicación de los aerogeradores en el mapa de curvas de nivel, el mismo se pude enlazar con el software Google Earth para observar la ubicación de los aerogeneradores en la zona de estudio.

**Figura 2.31 Distribución de los aerogeneradores en WAsP**



**Fuente [Elaborado por autores]**

Por medio del software WAsP se pude apreciar la ubicación de los aerogeneradores en el programa Google Earth seleccionando las coordenadas UTM para observar la distribución en el parque eólico Villonaco, Figura 2.32.

**Figura 2.32 Ubicación de los aerogeneradores en Google Earth**

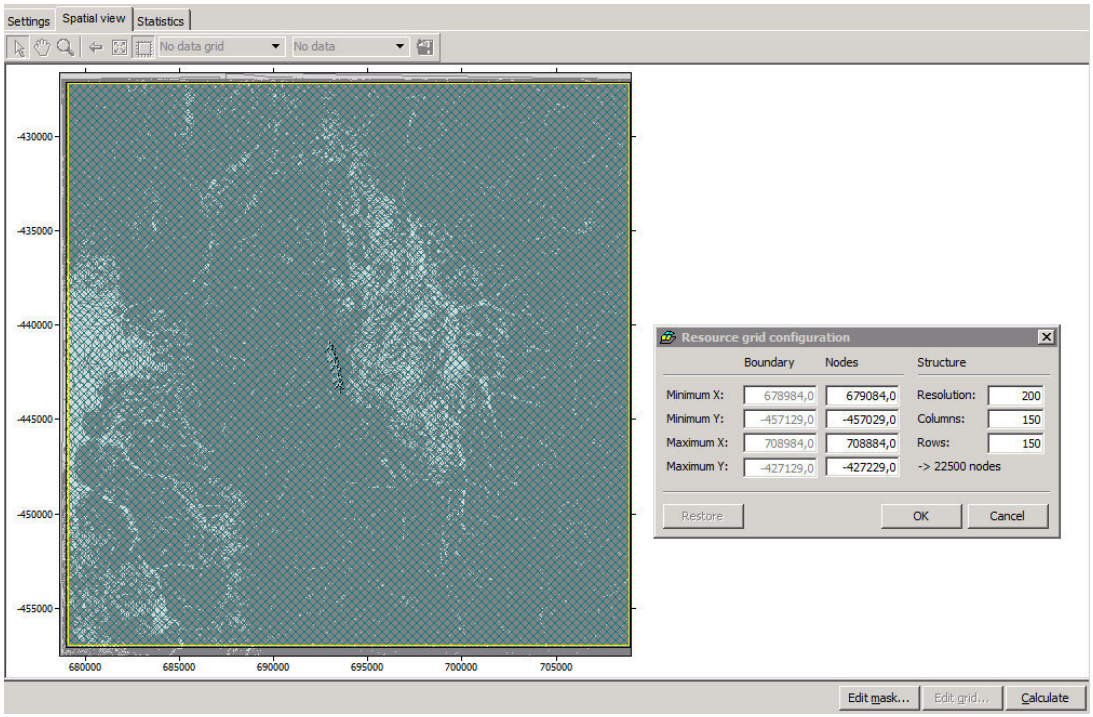
**Fuente [Elaborado por autores]**

## 2.6 GENERACIÓN DE LA MALLA DEL RECURSO EÓLICO.

Para la generación de la malla del recurso eólico se necesitan los archivos creados anteriormente, el atlas eólico con extensión .OWC y el mapa vectorial con extensión .MAP, estos archivos serán las entradas en el programa WAsP, conjuntamente con la curva de potencia de la aeroturbina con extensión .WTG que se explicó en el apartado 2.4 de este capítulo.

Las cuadrículas que se generan para el mallado del recurso eólico deben abarcar toda la extensión posible del emplazamiento como se observa en la Figura 2.33 para poder tener precisión al momento de obtener los resultados.

**Figura 2.33 Mallado del emplazamiento Villonaco.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

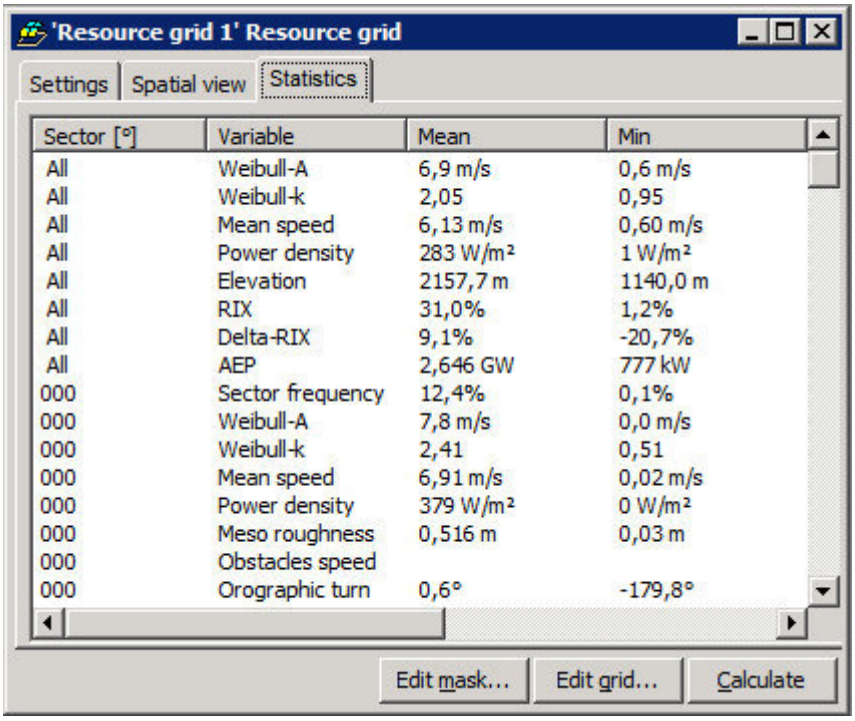
Como se puede apreciar en la figura anterior la generación de mallado tiene una resolución de 200 metros, la cual abarca considerablemente toda el área de emplazamiento lo cual nos reducirá notablemente el margen de error pese que el área donde se encuentra el Parque Eólico Villonaco tiene una extensión de 4 $Km^2$ aproximadamente.

Por lo tanto la configuración de la malla de recurso eólico es la siguiente:

$X_{mínimo}$ (m)……..678984
$Y_{mínimo}$ (m)……..-457129
$X_{máximo}$ (m)……708984
$Y_{máximo}$ (m)……-427129
Altura (m)……65
Resolución (m)……200
Columnas…….....150
Filas……150
Nodos…….22500

Al momento de aplicar las configuraciones al mallado lo que se procure es hacer el respectivo cálculo el cual genera los resultados mostrados a continuación en la Figura 2.34.

**Figura 2.34 Resultados obtenidos con la generación de la malla de recurso eólico**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Con estos resultados se puede determinar cuál será el comportamiento del parque eólico y la producción anual que entrega.

## 2.7 RESULTADO DE LA SIMULACIÓN.

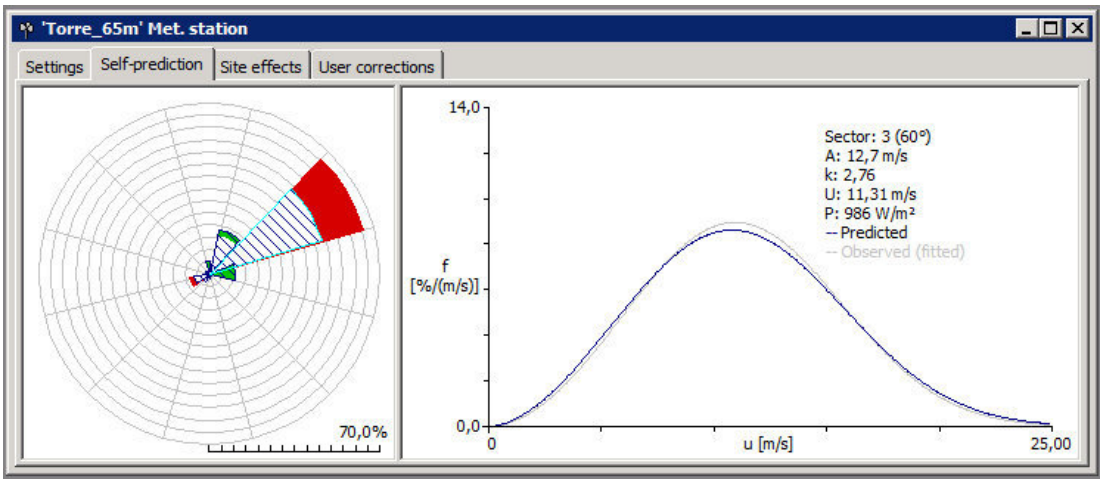
Con la ayuda del software especializado WAsP se pudo realizar un modelado de la producción energética del parque eólico Villonaco ubicado en la ciudad de Loja en el cerro de Villonaco específicamente, este proyecto fue desarrollado por la empresa de nacionalidad china GoldWind que efectuó el proceso de investigación y construcción de dicho parque, pero este proyecto se desarrolló con la ayuda de otro software especializado para el diseño de parques eólicos denominado WindPro y también se tiene en cuenta que el parque eólico Villonaco ya entró en funcionamiento por lo que se tienen datos reales de operación.

El objetivo principal de realizar la simulación con el software WAsP es comprobar el margen de error que tiene con los datos reales de operación, es decir, deducir cuanto puede variar el usar el programa WAsP bajo las condiciones a las que se rige Villonaco.

Para realizar la simulación con WAsP se necesitó especialmente elegir el emplazamiento, en este caso ya estaba elegido el cual es el parque eólico Villonaco que está ubicado en las coordenadas UTM 17M 693263,70m E, 9557559,62m S con una elevación aproximada de 2647 metros sobre el nivel del mar. Con la ayuda de Google Earth se recogió este emplazamiento y se lo convirtió en un mapa vectorial que acepta el software WAsP, este procedimiento está descrito en el apartado 2.3.1 de este capítulo.

La recolección de datos en el emplazamiento de Villonaco fue realizada por una torre de medición anemométrica a 65 metros respectivamente por el lapso de 10 meses en un intervalo de 10 minutos entre cada medida, estos datos se lo introdujeron en WAsP Climate Analyst descrito en el apartado 2.3.2 de este capítulo, dando como resultado lo que se puede observar en la Figura 2.35 a continuación.

**Figura 2.35 Predicción del comportamiento del viento en el emplazamiento Villonaco.**



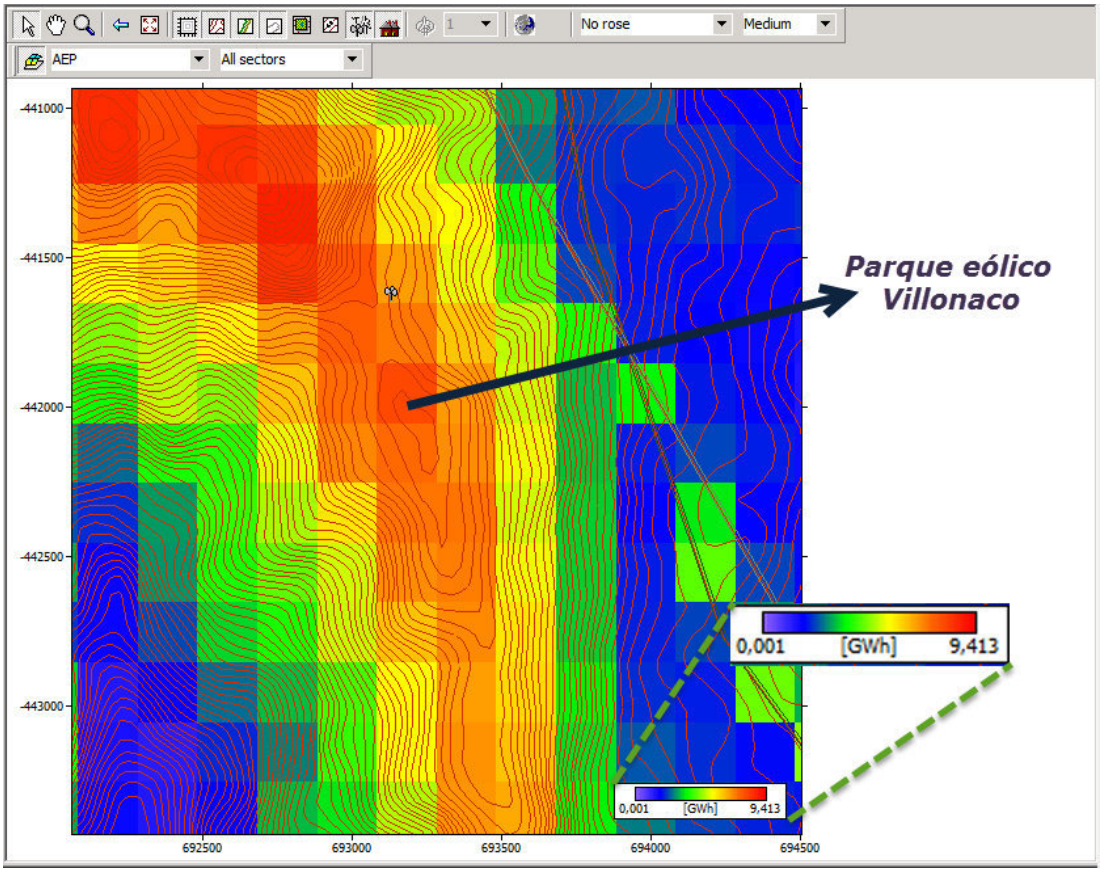

**Fuente [Elaborado por autores]**

Como se puede apreciar en la Figura 2.35 el flujo de viento que se predice es en el sector de 30º donde está la mayor fluctuación durante todo el año con una velocidad de viento en ese sector de 11,31 m/s y con una densidad de producción 986 W/m$^2$ siendo así la dirección más óptima para el aprovechamiento del flujo de viento por medio de los aerogeneradores.

Conocida la dirección predominante del flujo de viento durante los 10 meses que se tiene registro, lo que se procede a hacer es el mallado de la zona, como ya se lo explico en el apartado 2.5 de este documento.

El mallado del emplazamiento servirá para deducir donde se producirá la mayor producción energética dando como resultado lo que se muestra en la Figura 2.36 a continuación, donde se observa que la zona donde se encuentra situada el parque eólico Villonaco es la región más óptima para colocar los aerogeneradores, y es así como están ubicadas las aeroturbinas.

Figura 2.36 Producción Energética Anual

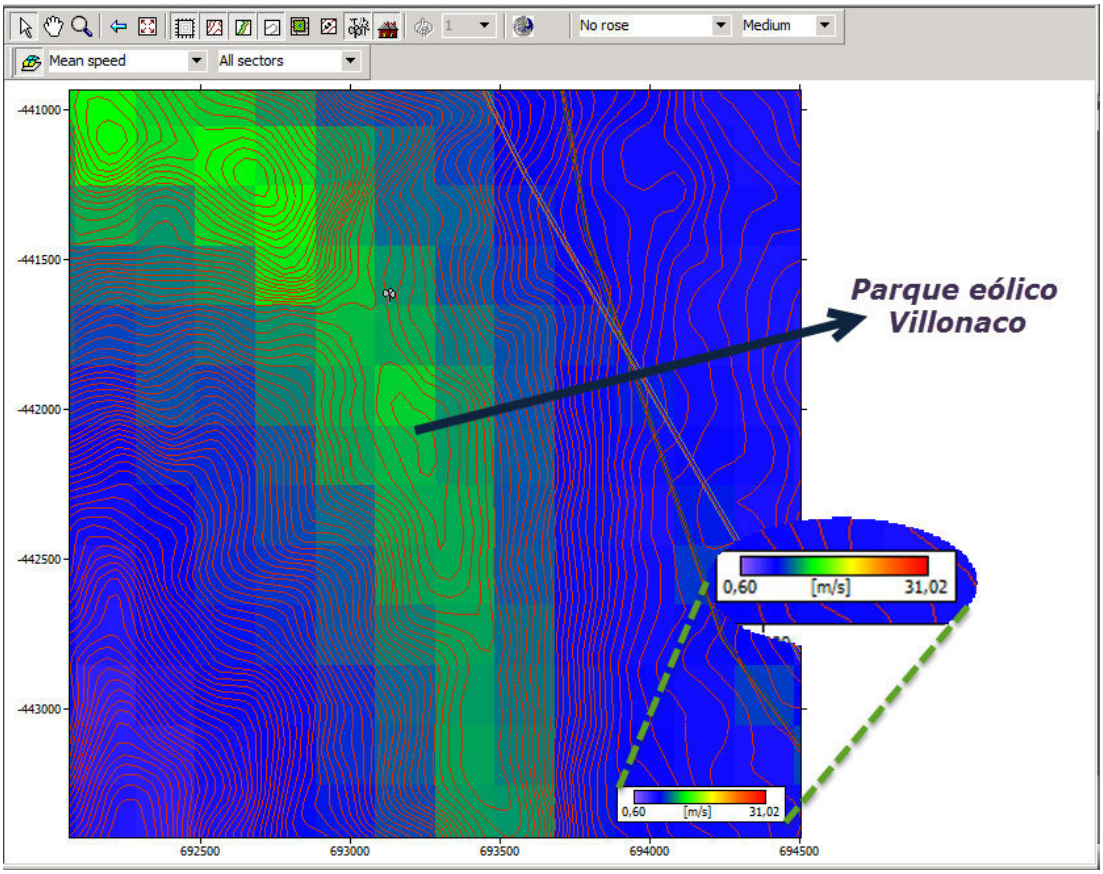



Fuente [Elaborado por autores]

Se puede observar que en esta zona que tiene aproximadamente la mayor producción, es decir, que cuenta con una producción de aproximadamente 9,413 GWh siendo así un emplazamiento donde se pueden ubicar los aerogeneradores para aprovechar esta energía entregada por el flujo de viento.

Otro punto que se tiene en cuenta con este mallado del emplazamiento sería la velocidad de viento que se obtiene en el emplazamiento de Villonaco, como se muestra en la Figura 2.37 la zona donde se encuentra el parque eólico de Villonaco es el mejor lugar para aprovechar la energía del viento debido a que en este lugar se aprovecha mejor este recurso.

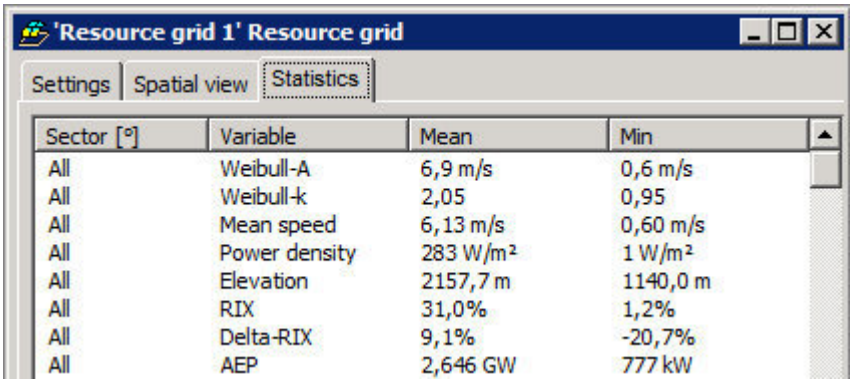
Figura 2.37 Velocidad media de flujo de viento.




Fuente [Elaborado por autores]

Como resumen de lo que muestra el mallado de la zona, Figura 2.38, podemos conocer de manera resumida las siguientes características del parque.

Figura 2.38 Resultados obtenidos mediante la simulación del mallado




| Sector [°] | Variable | Mean | Min |
|---|---|---|---|
| All | Weibull-A | 6,9 m/s | 0,6 m/s |
| All | Weibull-k | 2,05 | 0,95 |
| All | Mean speed | 6,13 m/s | 0,60 m/s |
| All | Power density | 283 W/m² | 1 W/m² |
| All | Elevation | 2157,7 m | 1140,0 m |
| All | RIX | 31,0% | 1,2% |
| All | Delta-RIX | 9,1% | -20,7% |
| All | AEP | 2,646 GW | 777 kW |

Fuente [Elaborado por autores]

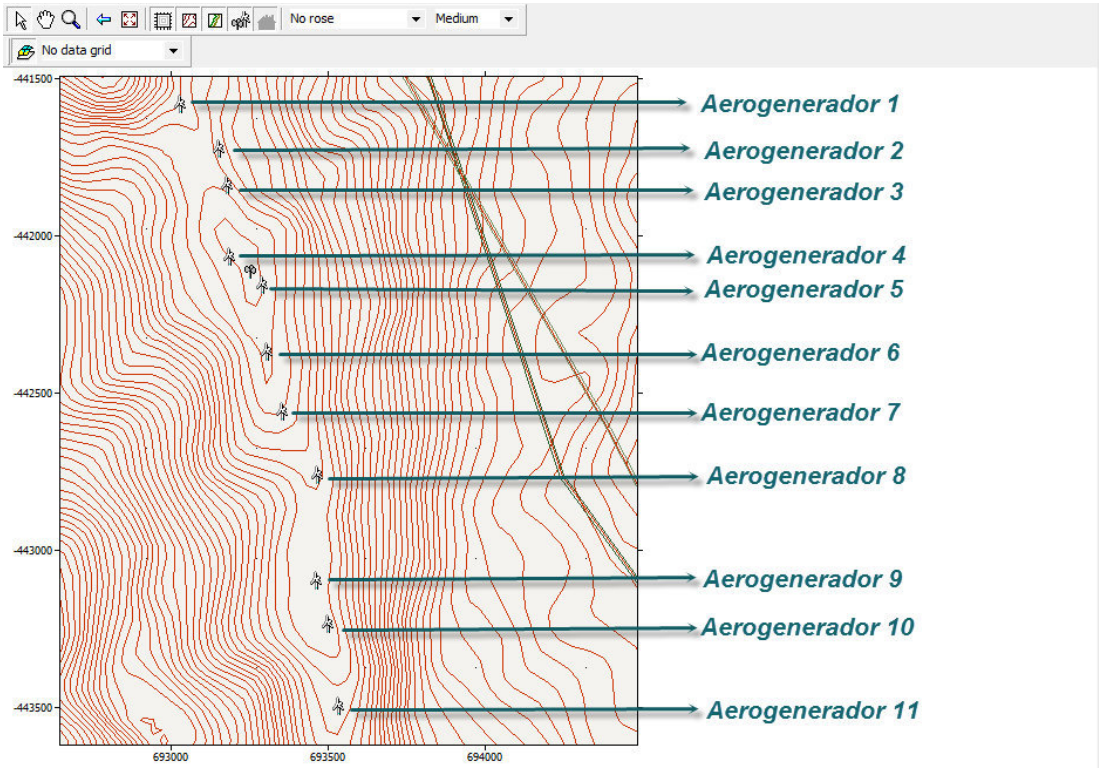
En esta imagen se puede observar los parámetros a los que el parque eólico va a operar, conociendo la densidad de producción y lo más importante que es la

velocidad de viento predominante se escoge los aerogeneradores, en el parque eólico de Villonaco se eligieron las turbinas GoldWind 70/1500 debido a que la velocidad de viento que predomina en Villonaco es de 12,7 m/s y que según la normativa IEC 64100-1 que se revisó en el capítulo I el parque eólico pertenece a clase S según la norma mencionada, ver capítulo I.

La disposición de las aeroturbinas ya se encontraba determinada con otros estudios que la empresa contratada había realizado en el cerro Villonaco, que es la zona donde existe un buen potencial eólico que será aprovechado para la generación de energía eléctrica limpia.

Las coordenadas donde serán ubicados los aerogeneradores ya se revisaron en la sección 2.5 de este documento en la tabla 2.8 quedando como resultado la Figura 2.39.

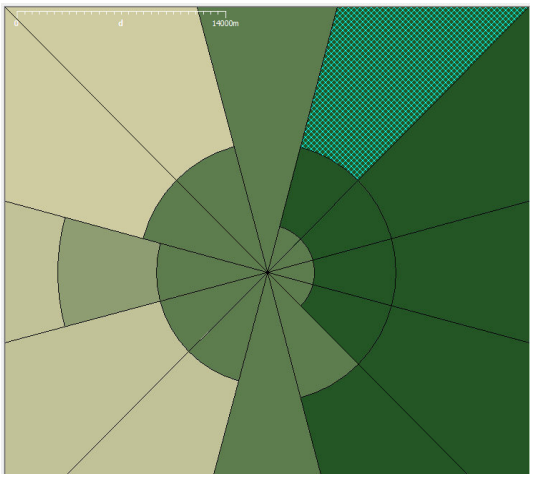
**Figura 2.39 Disposición de los aerogeneradores en el mapa vectorial.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Colocados los aerogeneradores en su sitio se procede a colocar la rosa de rugosidades, Figura 2.40, para ser más exacto al momento de que entreguen los resultados.

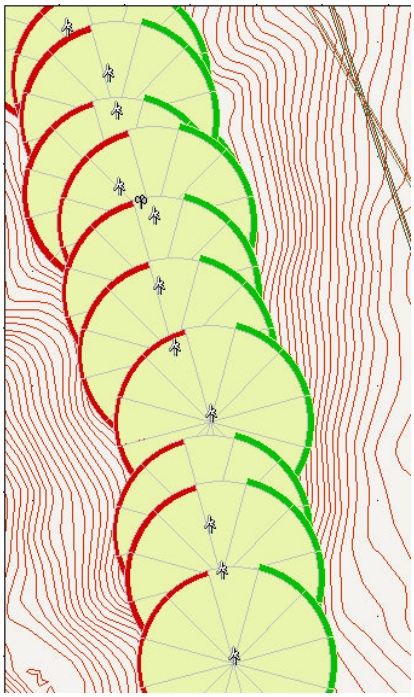
**Figura 2.40 Rosa de Rugosidad**



**Fuente [Elaborado por autores]**

Esta rosa de rugosidad también se la puede ver cargada en el mapa vectorial como se muestra en la Figura 2.41.

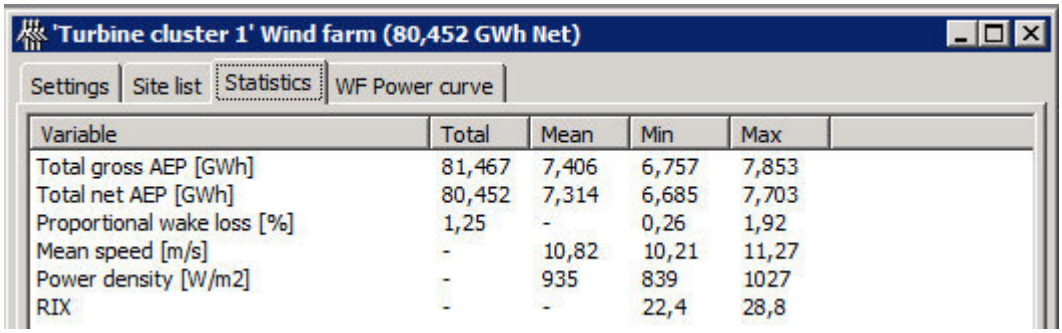
**Figura 2.41 Rosa de rugosidad en mapa vectorial.**



**Fuente [Elaborado por autores]**

Por último para saber cuál será la producción anual energética entregada por el parque se debe colocar la curva de potencia de la turbina GoldWind 70/1500, ver Figura 2.28 en el apartado 2.4, quedando como resultado lo que se ve en la Fig. 2.42 mostrada a continuación.

**Figura 2.42 Producción Global del Parque Eólico Villonaco**




| Variable | Total | Mean | Min | Max |
|---|---|---|---|---|
| Total gross AEP [GWh] | 81,467 | 7,406 | 6,757 | 7,853 |
| Total net AEP [GWh] | 80,452 | 7,314 | 6,685 | 7,703 |
| Proportional wake loss [%] | 1,25 | - | 0,26 | 1,92 |
| Mean speed [m/s] | - | 10,82 | 10,21 | 11,27 |
| Power density [W/m2] | - | 935 | 839 | 1027 |
| RIX | - | - | 22,4 | 28,8 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Como se puede observar en la figura anterior la velocidad simulada con la que va a operar Villonaco es de 10,82 m/s, esa velocidad que entrega como resultado una energía neta que será repartida de 80,452 GWh.

## CAPÍTULO 3

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON LOS DATOS REALES DE OPERACIÓN.

## INTRODUCCIÓN.

En el Capítulo 2 se realizó el proceso de simulación del Parque Eólico Villonaco y se obtuvieron resultados de operación de dicho parque, en este capítulo se hará un análisis de los resultados obtenidos comparándolos con los datos reales de operación del Parque de Villonaco.

Lo que se debe tomar en cuenta para poder comparar los datos reales de operación como los datos obtenidos mediante la simulación son: la velocidad promedio del flujo de viento, la producción anual energética y la curva de potencia del parque, siendo estos tres parámetros los que tienen más relevancia y nos dice de manera directa el comportamiento de nuestro parque eólico.

Otro punto a tomar en cuenta a parte de los tres parámetros nombrados con anterioridad, es saber que Villonaco se encuentra a 2700 metros sobre el nivel del mar, la densidad del aire es menor que la densidad a nivel del mar. Esa densidad menor hace que la curva de potencia del aerogenerador sea muy diferente a la que nos proporciona el fabricante.

Para la comparación de resultados debemos comparar con los datos de operación del parque Villonaco como la curva de potencia y la velocidad del viento, determinado así el porcentaje de error entre los datos de simulación y los de operación.

En este capítulo se realizó una comparación exhaustiva entre los datos de operación y simulación para determinar el porcentaje de error que se tiene con el software especializado WAsP y determinar si es una herramienta confiable para el diseño y estudio de parques eólicos de alturas y terrenos complejos.

## 3.1 ANÁLISIS DE DATOS DE OPERACIÓN DEL PARQUE EÓLICO VILLONACO.

Para empezar con el análisis de los parámetros de operación del Parque Eólico de Villonaco se necesitaría determinar tres factores fundamentales con los que se rige el comportamiento de dicho parque, entre estos se tiene: la velocidad promedio del flujo de viento, la producción anual energética que se puede aprovechar del emplazamiento escogido y por último el que se podría decir que es el más importante sería la curva de potencia del parque eólico.

Los factores que se describieron en el párrafo anterior se los extenderá conforme se vaya avanzando en este capítulo, para dar una idea aproximada a lo que se quiere llegar sería conocer el rango de velocidades con lo que opera Villonaco y la producción con la que vamos a operar en dicho parque.

### 3.1.1 Velocidad promedio del flujo de viento.

Para la generación de energía eléctrica mediante la energía eólica se tiene una velocidad de arranque, en el caso de las turbinas de Villonaco son turbinas GoldWind, se puede revisar a detalle las características de esta turbina en la Tabla 1.5 del Capítulo 1, funciona con una velocidad de referencia de 11.8 m/s dando su producción nominal que son 1.5 MW.

En el parque eólico Villonaco se tiene una velocidad media de 10.009 m/s a 65 metros de altura que corresponden a la altura del buje de la turbina GOLDWIND, esta velocidad es aprovechada por las once aeroturbinas del parque, la velocidad del viento es fundamental en este tipo de operaciones, ya que, la potencia disponible del parque es proporcional al cubo de la velocidad, es decir, con el aumento de 1 m/s a la velocidad se tendrá una potencia al cubo de ese valor.

La dirección predominante del viento muestra dónde se ubica la dirección óptima para el aprovechamiento de este recurso energético como es el viento. En este caso tenemos que la dirección predominante se encuentra en el sector ENE o a 60° como se muestra a continuación en la Figura 3.1, siendo esta región donde los

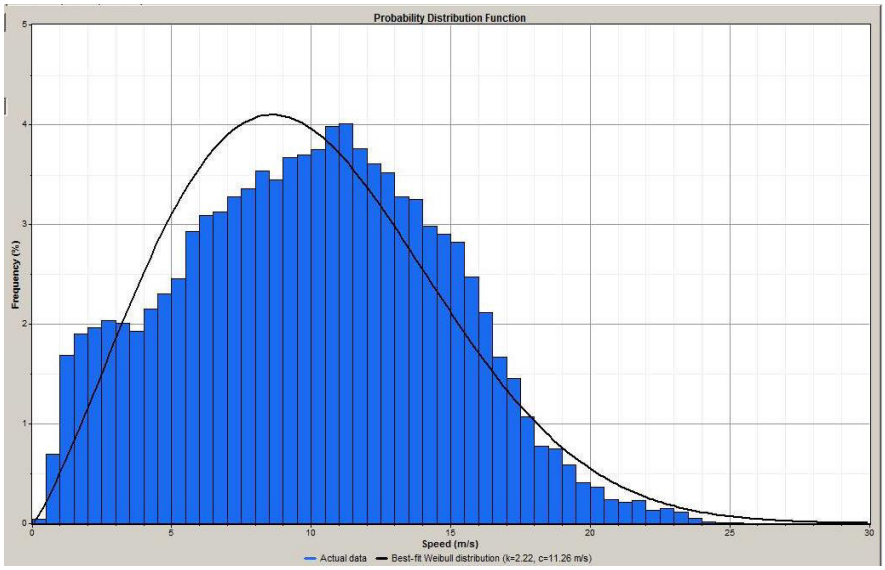
aerogeneradores aprovecharán el mayor tiempo posible las fluctuaciones de viento a lo largo de una temporada.

**Figura 3.1 Rosa de los vientos del Parque Eólico Villonaco**

**Fuente [Elaborado por autores]**

Otro parámetro necesario en lo que es la velocidad de viento es la frecuencia con la que esta magnitud de viento está presente en el tiempo, para esto podemos observar la Figura 3.2 que se muestra a continuación.

**Figura 3.2 Curva Distribución de Weibull, velocidad de viento contra frecuencia.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

En la gráfica anterior se puede observar que velocidad en el rango de 5 a 15 m/s es la que prevalece mayor tiempo, siendo la velocidad de 10,5 m/s la que está con una frecuencia del 80% y 11 m/s en un porcentaje del 85% aproximado del año.

### 3.1.2 Producción anual energética (AEP) de operación.

Para determinar la Producción Anual Energética se basa principalmente en la ecuación del potencial eólico aprovechable que se menciona en el inciso 1.1.5.2 cómo se describe a continuación:

$$P = \frac{1}{2}\rho C_p A U^3 \tag{37}$$

El cual indica la energía extraída de un aerogenerador viene dada en unidades de [W], para determinar la producción anual energética, a la ecuación se multiplica por las horas trabajadas durante un año y el número de aerogeneradores y viene en unidades de [kWh]. Para poder obtener los datos de la tabla 3.1 que se muestra a continuación de la distribución de potencia a diferentes velocidades de viento se procesó los datos de viento que fueron facilitados por la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC-EP; los datos que fueron entregados constaban mediciones de 10 meses de los años 2013-2014 con un intervalo de 10 minutos quedando como resultado lo que se observa en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1 Potencia de Villonaco.**

| Hora | Velocidad [m/s] | Dirección | Potencia [W] |
|---|---|---|---|
| 0:00 | 9,49821069 | 85,60360721 | 686,118644 |
| 1:00 | 9,45213776 | 86,69272277 | 679,707983 |
| 2:00 | 9,40435308 | 88,07465243 | 671,628184 |
| 3:00 | 9,30092105 | 84,9403295 | 662,478144 |
| 4:00 | 9,41961301 | 82,32523154 | 674,636746 |
| 5:00 | 9,62359101 | 80,44454934 | 694,462231 |
| 6:00 | 9,99478618 | 76,84219298 | 732,390886 |
| 7:00 | 10,3867434 | 75,73732621 | 782,602826 |
| 8:00 | 10,7914583 | 75,73875713 | 825,464558 |
| 9:00 | 11,3622029 | 77,58592399 | 880,456964 |
| 10:00 | 11,8351325 | 78,64999393 | 934,721848 |
| 11:00 | 12,0222931 | 80,71821457 | 955,509608 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 12:00 | 11,7908107 | 82,20636847 | 943,493275 |
| 13:00 | 11,2807119 | 83,38400717 | 892,621934 |
| 14:00 | 10,6390784 | 86,39101545 | 822,358898 |
| 15:00 | 10,0562528 | 91,99394371 | 751,292492 |
| 16:00 | 9,57262693 | 98,7678223 | 687,252918 |
| 17:00 | 9,18589562 | 103,0519063 | 652,311993 |
| 18:00 | 8,98637056 | 103,8372409 | 636,955076 |
| 19:00 | 8,83626811 | 98,29067391 | 612,601942 |
| 20:00 | 8,84822886 | 93,8950048 | 620,850696 |
| 21:00 | 9,07281253 | 91,81203718 | 646,82661 |
| 22:00 | 9,36886774 | 88,68938171 | 669,685417 |
| 23:00 | 9,49105596 | 86,07935862 | 678,039373 |
| **Media** | **10,0091843** | **86,73967759** | **741,436219** |

**Fuente [Elaborado por autores]**

La producción anual energética viene dada multiplicando la potencia del parque que produce y el diámetro del aerogenerador este valor será para un aerogenerador el cual será en función del número de horas de operación obtendremos la producción anual energética que producirá una aerogenerador.

### 3.1.3 Curva de potencia real del parque eólico Villonaco.

La curva de potencia es fundamental para poder observar el comportamiento del parque eólico, conocer la velocidad de arranque de las turbinas, la velocidad de parada, en sí, para conocer cuanta potencia está entregando y la velocidad a la que está funcionando el parque. En la Tabla 3.2 que se muestra a continuación podemos observar los datos del parque en función del viento.

**Tabla 3.2 Datos de operación del Parque Eólico Villonaco.**

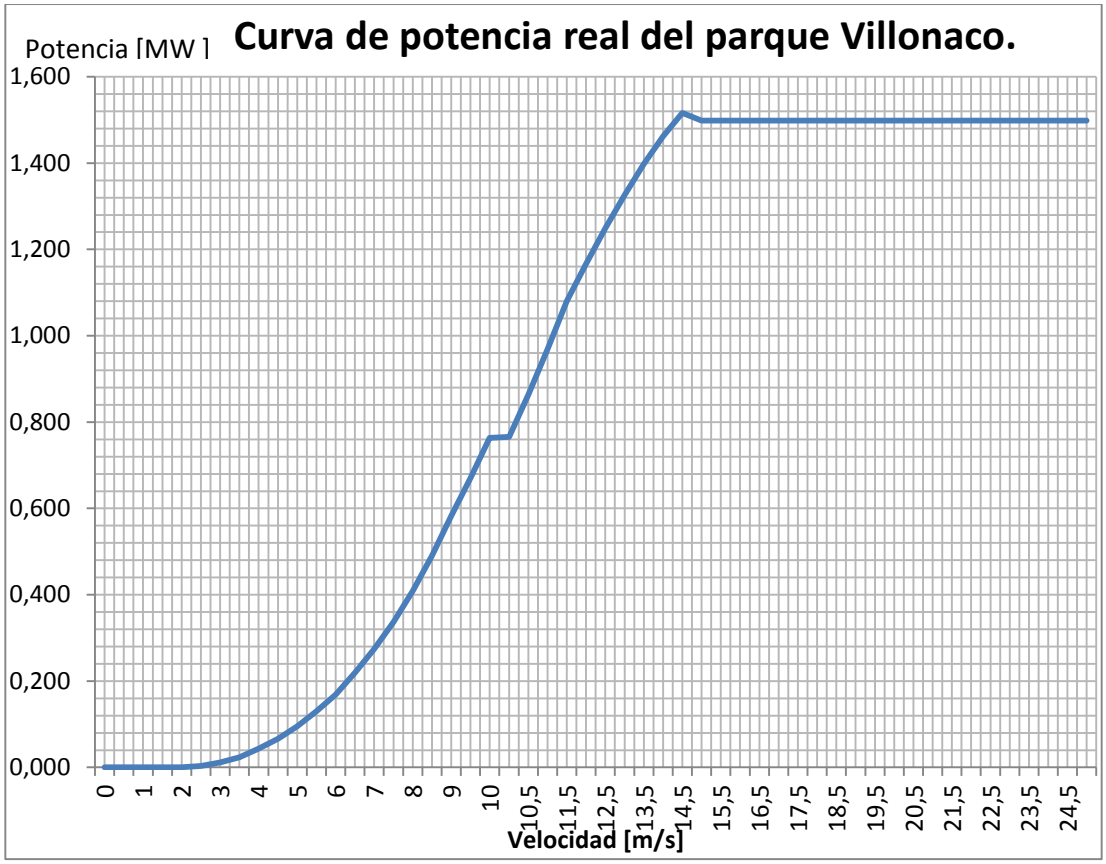
| Velocidad [m/s] | cp | Potencia [MW] | Energía [GWH] |
|---|---|---|---|
| 0 | 0 | 0 | 0,000 |
| 0,5 | 0 | 0 | 0,000 |
| 1 | 0 | 0 | 0,000 |
| 1,5 | 0 | 0 | 0,000 |
| 2 | 0 | 0 | 0,000 |
| 2,5 | 0,12 | 0,003 | 0,291 |
| 3 | 0,24 | 0,011 | 1,004 |
| 3,5 | 0,31 | 0,023 | 2,060 |
| 4 | 0,38 | 0,043 | 3,769 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4,5 | 0,41 | 0,066 | 5,790 |
| 5 | 0,43 | 0,095 | 8,329 |
| 5,5 | 0,44 | 0,130 | 11,344 |
| 6 | 0,44 | 0,168 | 14,728 |
| 6,5 | 0,45 | 0,219 | 19,151 |
| 7 | 0,45 | 0,274 | 23,919 |
| 7,5 | 0,45 | 0,337 | 29,419 |
| 8 | 0,45 | 0,409 | 35,704 |
| 8,5 | 0,45 | 0,490 | 42,825 |
| 9 | 0,45 | 0,582 | 50,836 |
| 9,5 | 0,44 | 0,670 | 58,460 |
| 10 | 0,43 | 0,763 | 66,635 |
| **10,009** | **0,43** | **0,765** | **66,815** |
| 10,5 | 0,42 | 0,863 | 75,344 |
| 11 | 0,41 | 0,969 | 84,566 |
| 11,5 | 0,4 | 1,080 | 94,273 |
| 12 | 0,38 | 1,166 | 101,756 |
| 12,5 | 0,36 | 1,248 | 108,960 |
| 13 | 0,34 | 1,326 | 115,756 |
| 13,5 | 0,32 | 1,398 | 122,007 |
| 14 | 0,3 | 1,462 | 127,567 |
| 14,5 | 0,28 | 1,516 | 132,280 |
| 15 | 0,25 | 1,498 | 130,752 |
| 15,5 | 0,23 | 1,498 | 130,752 |
| 16 | 0,21 | 1,498 | 130,752 |
| 16,5 | 0,19 | 1,498 | 130,752 |
| 17 | 0,17 | 1,498 | 130,752 |
| 17,5 | 0,16 | 1,498 | 130,752 |
| 18 | 0,14 | 1,498 | 130,752 |
| 18,5 | 0,13 | 1,498 | 130,752 |
| 19 | 0,12 | 1,498 | 130,752 |
| 19,5 | 0,11 | 1,498 | 130,752 |
| 20 | 0,11 | 1,498 | 130,752 |
| 20,5 | 0,1 | 1,498 | 130,752 |
| 21 | 0,09 | 1,498 | 130,752 |
| 21,5 | 0,09 | 1,498 | 130,752 |
| 22 | 0,08 | 1,498 | 130,752 |
| 22,5 | 0,08 | 1,498 | 130,752 |
| 23 | 0,07 | 1,498 | 130,752 |
| 23,5 | 0,07 | 1,498 | 130,752 |
| 24 | 0,06 | 1,4985 | 130,752 |
| 24,5 | 0,05 | 1,4985 | 130,752 |
| 25 | 0,05 | 1,4985 | 59,507 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Con los datos de la Tabla 3.2 se puede desarrollar de forma gráfica la curva de potencia del parque eólico, quedando de la siguiente manera, Figura 3.3

**Figura 3.3 Curva de Potencia del Parque Eólico Villonaco.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Se observa en la Tabla 3.2 y Figura 3.3 que el parque arranca con una velocidad de 2.5 m/s y su potencia nominal del parque empieza a partir de 14,5 m/s produce una potencia de 1,4985 MW.

## 3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

Mediante los resultados obtenidos por la simulación a través del software especializado WAsP se determinará la velocidad de flujo de viento, en este caso la velocidad promedio que predomina en Villonaco según la simulación, la producción anual energética que entrega el parque y por último la más importante es la curva de potencia del parque Villonaco.

En este apartado se revisarán las condiciones en las que va a operar el parque eólico Villonaco con respecto a la simulación del mismo. Como se mencionó el software necesita parámetros de entrada como los datos de viento y dirección, medidas que son tomadas por los anemómetros además de introducir el mapa topográfico del sector a analizar con sus respectivas coordenadas en UTM, revisar las áreas que rodean el sector para realizar el mapa de rugosidad clasificados con sus respectivos valores.

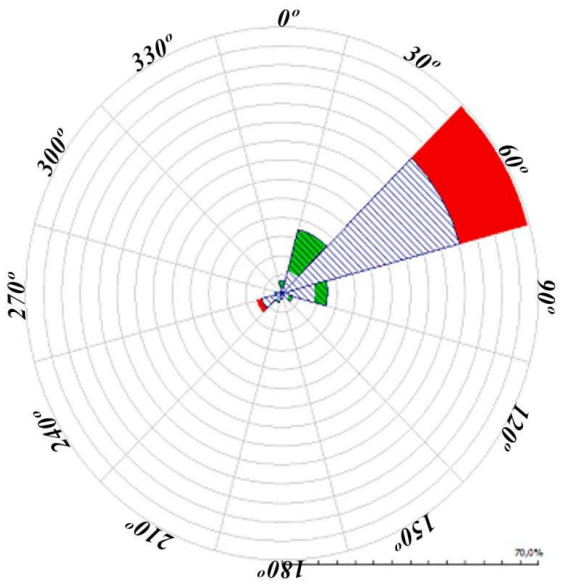
### 3.2.1 Velocidad promedio del flujo de viento.

Para la generación de energía eléctrica mediante la eólica en el parque eólico Villonaco se tiene una velocidad media de 10,82 m/s a 65 metros de altura que corresponde a la altura del buje de las turbinas eólicas.

La velocidad del viento en este tipo de operaciones es un factor imprescindible, ya que, la potencia disponible del parque es proporcional al cubo de la velocidad, es decir, con el aumento de 1 m/s a la velocidad se tendrá una potencia al cubo de ese valor.

La dirección predominante del viento muestra dónde se ubica la dirección óptima para el aprovechamiento de este recurso energético como es el viento. En este caso tenemos que la dirección predominante se encuentra en el sector ENE o a 60° como se muestra a continuación en la Figura 3.4, siendo esta región donde los aerogeneradores aprovecharán el mayor tiempo posible las fluctuaciones de viento a lo largo de una temporada.

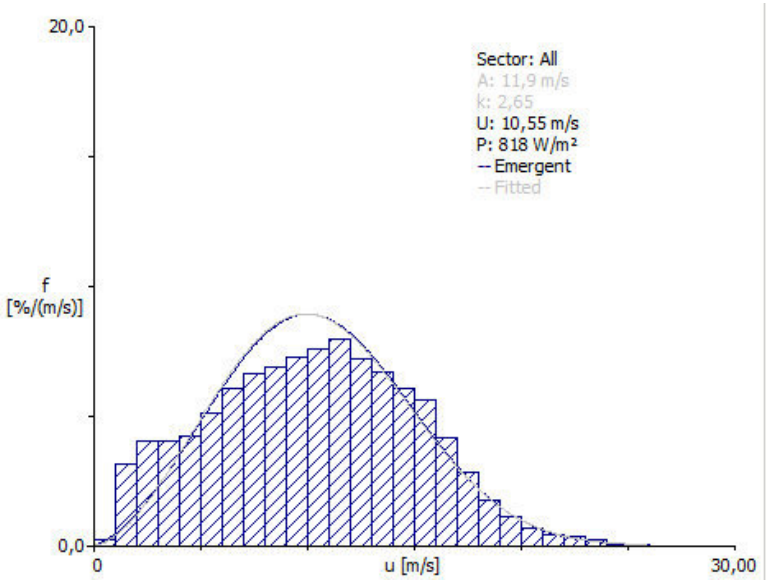
**Figura 3.4 Rosa de los vientos simulada del Parque Eólico Villonaco.**




**Fuente [Elaborado por autores]**

Como se sabe aparte de la velocidad del viento es necesario conocer la distribución de frecuencias, o más conocida como distribución Weibull que se mostrará a continuación en la Figura 3.5 y se podrá observar con qué frecuencia tenemos vientos de una magnitud, esto servirá para tener referencia que velocidad de viento es la predominante en la zona elegida, en este caso, el parque eólico de Villonaco.

**Figura 3.5 Curva simulada, Distribución de Weibull, Velocidad de viento contra Frecuencia**




**Fuente [Elaborado por autores]**

En la gráfica anterior se puede observar que la distribución de Weibull tiene mucho error, por lo que no es recomendable usar este ajuste de distribución de frecuencias en el parque eólico Villonaco.

En WAsP no se puede arreglar esta distribución de frecuencias, por ende, este software necesita obligado usar la distribución de Weibull por lo que los resultados de la simulación van a aparecer con un error considerable.

Como dato adicional mediante Wind Farm podemos obtener que velocidad está llegando a cada aeroturbina, en la Figura 3.6 mostrada a continuación se puede observar.

**Figura 3.6 Velocidades del parque eólico Villonaco.**

Settings | Site list | Statistics | WF Power curve

| Site description | X-location [m] | Y-location [m] | Elev. [m] | RIX [%] | DR [%] | Ht [m] | U [m/s] | Gross [GWh] | Net. [GWh] | Loss [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador_1 | 693023,8 | -441604,4 | 2647,4 | 22,6 | 0,6 | 65,0 | 11,04 | 7,676 | 7,656 | 0,26 |
| Aerogenerador_2 | 693147,6 | -441743,0 | 2628,2 | 22,4 | 0,5 | 65,0 | 10,85 | 7,507 | 7,451 | 0,76 |
| Aerogenerador_3 | 693174,8 | -441860,5 | 2638,9 | 23,3 | 1,3 | 65,0 | 11,17 | 7,748 | 7,619 | 1,68 |
| Aerogenerador_4 | 693183,1 | -442089,2 | 2647,7 | 26,2 | 4,3 | 65,0 | 11,27 | 7,853 | 7,703 | 1,92 |
| Aerogenerador_5 | 693286,7 | -442179,8 | 2650,0 | 26,5 | 4,6 | 65,0 | 10,95 | 7,586 | 7,507 | 1,03 |
| Aerogenerador_6 | 693302,4 | -442393,0 | 2640,7 | 27,2 | 5,2 | 65,0 | 11,15 | 7,715 | 7,590 | 1,62 |
| Aerogenerador_7 | 693349,8 | -442579,9 | 2627,1 | 28,8 | 6,9 | 65,0 | 10,69 | 7,285 | 7,175 | 1,51 |
| Aerogenerador_8 | 693459,8 | -442783,8 | 2601,0 | 27,6 | 5,7 | 65,0 | 10,44 | 7,034 | 6,989 | 0,63 |
| Aerogenerador_9 | 693456,9 | -443119,2 | 2591,2 | 27,9 | 5,9 | 65,0 | 10,45 | 7,004 | 6,897 | 1,53 |
| Aerogenerador_10 | 693495,8 | -443259,1 | 2590,7 | 28,1 | 6,1 | 65,0 | 10,75 | 7,300 | 7,180 | 1,65 |
| Aerogenerador_11 | 693530,2 | -443520,4 | 2572,5 | 27,0 | 5,0 | 65,0 | 10,21 | 6,757 | 6,685 | 1,06 |

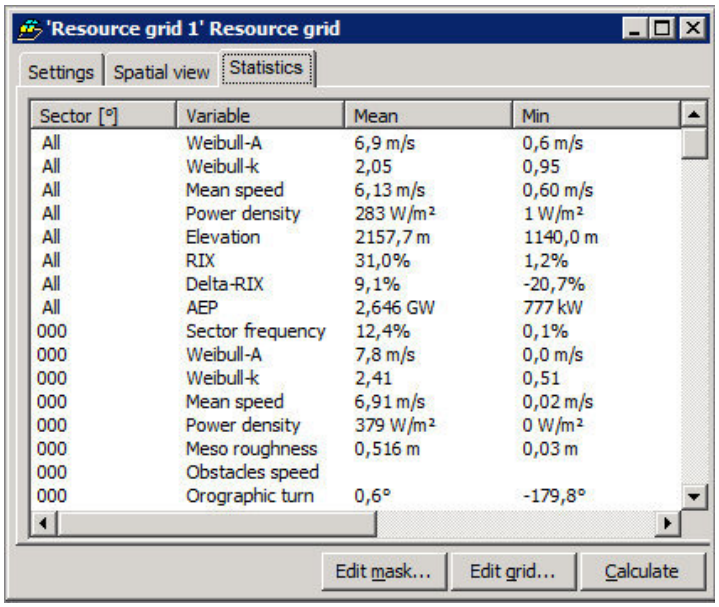
**Fuente [Elaborado por autores]**

### 3.2.2 Producción anual energética (AEP) simulada.

Con el software especializado WAsP se observa dos tipos de AEP, una es el AEP que podemos aprovechar del parque y el otro tipo de AEP es la que nos entrega el Wind Farm del propio software de simulación.

Con la generación del mallado del emplazamiento de Villonaco obtenemos la producción anual energética del parque, es decir, un AEP que podremos aprovechar a futuro colocando los aerogeneradores, en la Figura 3.7 mostrada a continuación se detalla un rango de AEP que va desde 777kW a la máxima de 2,646 GW.

**Figura 3.7 Producción anual energética (AEP) del emplazamiento obtenida mediante el mallado**

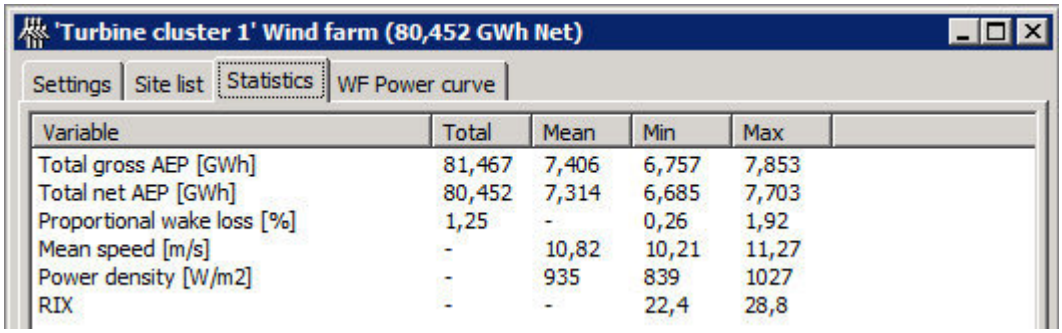



| Sector [°] | Variable | Mean | Min |
|---|---|---|---|
| All | Weibull-A | 6,9 m/s | 0,6 m/s |
| All | Weibull-k | 2,05 | 0,95 |
| All | Mean speed | 6,13 m/s | 0,60 m/s |
| All | Power density | 283 W/m² | 1 W/m² |
| All | Elevation | 2157,7 m | 1140,0 m |
| All | RIX | 31,0% | 1,2% |
| All | Delta-RIX | 9,1% | -20,7% |
| All | AEP | 2,646 GW | 777 kW |
| 000 | Sector frequency | 12,4% | 0,1% |
| 000 | Weibull-A | 7,8 m/s | 0,0 m/s |
| 000 | Weibull-k | 2,41 | 0,51 |
| 000 | Mean speed | 6,91 m/s | 0,02 m/s |
| 000 | Power density | 379 W/m² | 0 W/m² |
| 000 | Meso roughness | 0,516 m | 0,03 m |
| 000 | Obstacles speed | | |
| 000 | Orographic turn | 0,6° | -179,8° |

**Fuente [Elaborado por autores]**

La otra AEP que se tiene que tener en cuenta y se podría decir que es la más importante es la que obtenemos con el Wind Farm, la cual da como referencia de cómo está operando nuestro parque eólico y que potencia se está generando al año, en la Figura 3.8 mostrada a continuación observamos lo siguiente.

**Figura 3.8 Producción anual energética (AEP) del emplazamiento obtenida mediante Wind Farm**




| Variable | Total | Mean | Min | Max |
|---|---|---|---|---|
| Total gross AEP [GWh] | 81,467 | 7,406 | 6,757 | 7,853 |
| Total net AEP [GWh] | 80,452 | 7,314 | 6,685 | 7,703 |
| Proportional wake loss [%] | 1,25 | - | 0,26 | 1,92 |
| Mean speed [m/s] | - | 10,82 | 10,21 | 11,27 |
| Power density [W/m2] | - | 935 | 839 | 1027 |
| RIX | - | - | 22,4 | 28,8 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

### 3.2.3 Curva de potencia simulada del parque eólico Villonaco.

Para tener una aproximación de cómo está operando nuestro parque eólico se debe tener la curva de potencia del parque, para esto fue necesario construir la dicha curva de potencia del parque con la velocidad media que se obtiene en la simulación la cual fue de 10,82 m/s. En la tabla 3.3 mostrada a continuación se observa la curva de potencia simulada de Villonaco

**Tabla 3.3 Datos de operación simulados del parque eólico Villonaco.**

| Velocidad de viento [m/s] | cp | Potencia [MW] |
|---|---|---|
| 0 | 0 | 0,000 |
| 0,5 | 0 | 0,000 |
| 1 | 0 | 0,000 |
| 1,5 | 0 | 0,000 |
| 2 | 0 | 0,000 |
| 2,5 | 0,12 | 0,003 |
| 3 | 0,24 | 0,012 |
| 3,5 | 0,31 | 0,024 |
| 4 | 0,38 | 0,043 |
| 4,5 | 0,41 | 0,066 |
| 5 | 0,43 | 0,095 |
| 5,5 | 0,44 | 0,130 |
| 6 | 0,44 | 0,169 |
| 6,5 | 0,45 | 0,219 |
| 7 | 0,45 | 0,274 |
| 7,5 | 0,45 | 0,337 |
| 8 | 0,45 | 0,409 |
| 8,5 | 0,45 | 0,491 |
| 9 | 0,45 | 0,583 |
| 9,5 | 0,44 | 0,670 |
| 10 | 0,43 | 0,764 |
| 10,5 | 0,42 | 0,864 |
| **10,82** | **0,41** | **0,922** |
| 11 | 0,41 | 0,969 |
| 11,5 | 0,4 | 1,080 |
| 12 | 0,38 | 1,166 |
| 12,5 | 0,36 | 1,249 |
| 13 | 0,34 | 1,327 |
| 13,5 | 0,32 | 1,398 |
| 14 | 0,3 | 1,462 |
| 14,5 | 0,28 | 1,516 |
| 15 | 0,25 | 1,499 |

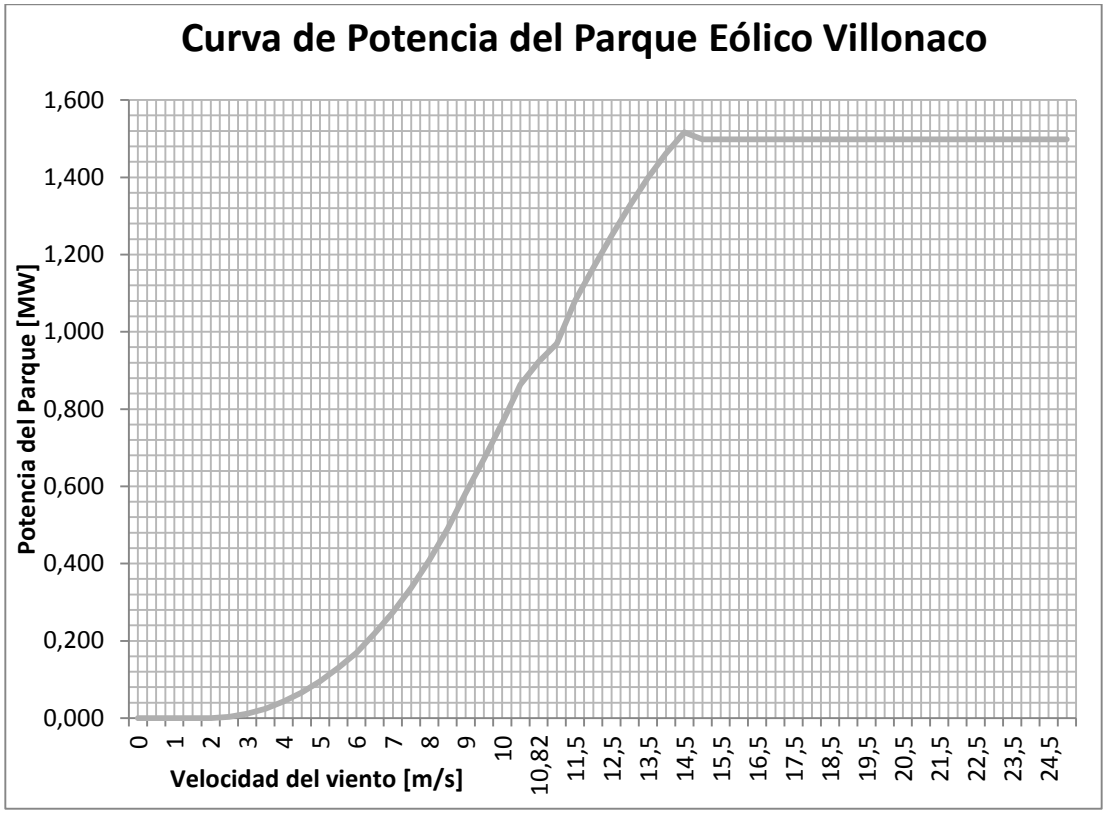
| | | |
|---|---|---|
| 15,5 | 0,23 | 1,499 |
| 16 | 0,21 | 1,499 |
| 16,5 | 0,19 | 1,499 |
| 17 | 0,17 | 1,499 |
| 17,5 | 0,16 | 1,499 |
| 18 | 0,14 | 1,499 |
| 18,5 | 0,13 | 1,499 |
| 19 | 0,12 | 1,499 |
| 19,5 | 0,11 | 1,499 |
| 20 | 0,11 | 1,499 |
| 20,5 | 0,1 | 1,499 |
| 21 | 0,09 | 1,499 |
| 21,5 | 0,09 | 1,499 |
| 22 | 0,08 | 1,499 |
| 22,5 | 0,08 | 1,499 |
| 23 | 0,07 | 1,499 |
| 23,5 | 0,07 | 1,499 |
| 24 | 0,06 | 1,499 |
| 24,5 | 0,05 | 1,499 |
| 25 | 0,05 | 1,499 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Con los datos de la Tabla 3.3 se puede desarrollar de forma gráfica la curva de potencia del parque eólico, quedando de la siguiente manera, Figura 3.9

En esta gráfica se relaciona la velocidad media del viento con la potencia que entrega el parque a dicha velocidad, se puede apreciar en la Tabla 3.3 y Figura 3.9 que el parque arranca con una velocidad de 2.5 m/s y su potencia nominal del parque empieza a partir de 15 m/s produce una potencia de 1,499 MW.

Figura 3.9 Curva de potencia simulada del parque eólico Villonaco




Fuente [Elaborado por autores]

## 3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS.

Se realizó la simulación del parque eólico Villonaco, conjuntamente se trataron los datos de viento observados en ese parque eólico. Se compararán las velocidades de viento, la potencia que se genera y la energía entregada por Villonaco.

### 3.3.1 Comparación de datos simulados y reales.

Para comenzar con la comparación de resultados tanto de la simulación como los datos reales de operación del parque eólico de Villonaco, entre los puntos a tomar en cuenta es la comparación entre velocidades de operación, potencia entregada por los aerogeneradores y la energía anual que se recibe de dicho parque eólico.

La velocidad de viento en Villonaco es de 10,009 m/s, que sería la velocidad de operación, mientras que la simulación realizada en el software especializado WAsP da como resultado una velocidad de operación de 10,82 m/s; cabe recalcar que esta

velocidad tanto en la simulación y en los datos reales se realizó la toma de datos a 65 m de altura que corresponde a la altura del buje de las aeroturbinas, la diferencia entre las dos tomas de velocidades presenta un error del 8,10%.

La potencia es proporcional a la velocidad elevada al cubo, por ende, la velocidad de 10,82 m/s nos va a dar mayor potencia que con la velocidad real que es de 10,009 m/s, entre la potencia real tenemos que es de 0,766 MW mientras que la potencia simulada es de 0,922 MW por lo que se tiene un error del 20,36%.

La energía anual que entrega Villonaco no es nada más que la potencia entregada multiplicada por las horas de operación y el número de turbinas, es por eso que la energía simulada contra la energía real da como error un 20,37%, estos resultados se verán expresados en forma resumida en la tabla 3.4 mostrada a continuación.

**Tabla 3.4 Comparación de resultados entre simulación y real.**

| Descripción | Datos simulados | Datos Reales | Error [%] |
|---|---|---|---|
| Altura [m] | | 65 | |
| Velocidad Promedio anual [m/s] | 10,82 | 10,009 | 8,10 |
| Potencia [MW] | 0,922 | 0,766 | 20,36 |
| Registro [Hrs] | | 7932 | |
| Energía Anual [GWh] | 80,452 | 66,835 | 20,37 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

El análisis de la comparación de los resultados se procede a comparar la velocidad y energía tanto reales como simuladas de cada aeroturbina, tal como se verá en la tabla 3.5 mostrada a continuación:

**Tabla 3.5 Comparación entre simulación y real de cada aeroturbina**

| | Datos Reales | | Datos Simulados | | Error | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Velocidad [m/s] | Energía [GWh] | Velocidad [m/s] | Energía [GWh] | Velocidad [%] | Energía [%] |
| Aerogenerador 1 | 10,26 | 6,392 | 11,04 | 7,676 | 7,59 | 20,08 |
| Aerogenerador 2 | 10,49 | 6,820 | 10,85 | 7,507 | 3,48 | 10,07 |
| Aerogenerador 3 | 10,12 | 6,127 | 11,17 | 7,748 | 10,41 | 26,46 |
| Aerogenerador 4 | 10,79 | 7,254 | 11,27 | 7,853 | 4,46 | 8,26 |
| Aerogenerador 5 | 10,68 | 7,044 | 10,95 | 7,586 | 2,49 | 7,69 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 6 | 9,841 | 5,773 | 11,15 | 7,715 | 13,30 | 33,64 |
| Aerogenerador 7 | 9,874 | 5,832 | 10,69 | 7,285 | 8,26 | 24,92 |
| Aerogenerador 8 | 9,513 | 5,215 | 10,44 | 7,034 | 9,74 | 34,88 |
| Aerogenerador 9 | 10,44 | 6,723 | 10,45 | 7,034 | 0,14 | 4,62 |
| Aerogenerador 10 | 9,015 | 4,645 | 10,75 | 7,300 | 19,25 | 57,17 |
| Aerogenerador 11 | 9,068 | 4,727 | 10,21 | 6,757 | 12,59 | 42,94 |
| **Media** | **10,007** | **66,552** | **10,815** | **81,495** | **8,07** | **24,61** |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Con las tablas 3.4 y 3.5 se observa que concuerdan en los resultados en si en las dos tablas da un error por encima del 20% en la energía y en la velocidad un error 8% aproximadamente.

Como se pudo observar el error que se obtiene con WAsP es alrededor del 20%, este porcentaje se rige bajos las condiciones de Villonaco, es decir, la zona de estudio fue de 225 $km^2$ a 2700 metros sobre el nivel del mar, a una temperatura media de 13ºC con una densidad del aire de 0,923 $kg/m^3$.

En el trabajo "Wind in complex terrain. A comparison of WAsP and two CFD-models" [11] de los autores Berge, Gravdahl, Schelling, Tallhaug, Undheim, se realizó un estudio acerca del comportamiento de WAsP y modelos CFD en este caso WindSim y 3DWind, estos tres software fueron comparados en un terreno complejo en Noruega. Las mediciones se recogieron entre abril de 2002 y mayo de 2003 para los sitios 1 (z = 424 m), sitio 2 (z = 390 m) y sitio 3 (z = 352 m), esta ubicación se la podrá observar en la Figura 3.10 mostrada a continuación:

[11] Wind in complex terrain. A comparison of WAsP and two CFD-models

**Figura 3.10 Ubicación de los tres sitios de medición 1, 2 y 3 en la isla Gurskøy. Curvas de nivel son por cada 20 m.**

Fuente [22]

Entre las características que muestran los 2 software de modelos CFD se observan en la Tabla 3.11 a continuación:

**Tabla 3.6 Condiciones entre WindSim y 3DWind**

| | **WindSim** | **3DWind** |
|---|---|---|
| **Tamaño del dominio del modelo (km2)** | 20*20 | 17*14 |
| **Número total de celdas** | 144*111*20 | 142*160*48 |
| **Tamaño del dominio del modelo de la resolución de 30m (km2)** | 3*2 | 1.44*2.22 |
| **Número de celdas con 30m de resolución** | 100*67 | 48*74 |
| **Altura (m) de las capas más bajas** | 6, 20, 36, 57 | 7, 15, 24, 33, 44 |
| **Número de capas en vertical** | 20 | 48 |
| **Altura (m) del modelo** | 2500 | 5000 |
| **Fuerza de coriolis** | No | Si |
| **régimen turbulento** | k-ε | k-ε |

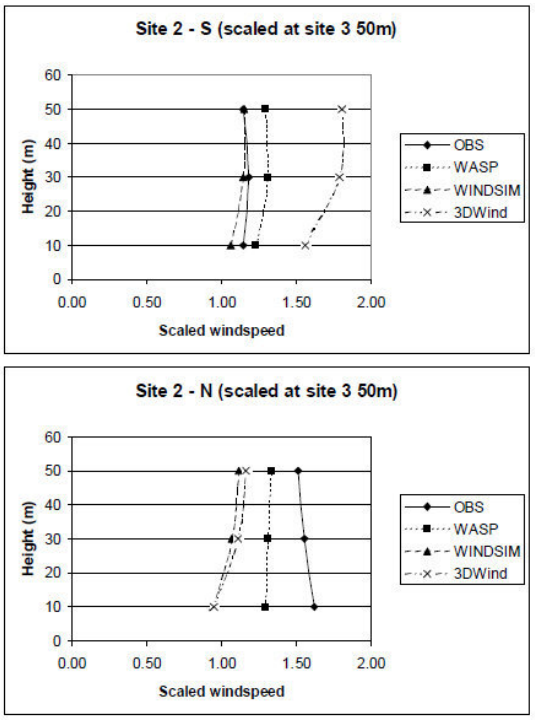
Fuente [22]

Ya sea un estudio realizado con el modelo CFD o con el modelo en WAsP, estos se ejecutan para un determinado conjunto de límites construidos y condiciones iniciales que se hayan elegido.

También mediante este estudio se observa que los modelos CFD tienen una ventaja importante con respecto a WAsP, ya que CFD calcula las turbulencias del flujo de viento dando así información sobre las zonas con mayor turbulencia que se deben omitir para la explotación de energía eólica.

Entre los resultados que se analizan en este documento, está la velocidad de viento media anual dando tanto de los datos observados como los resultados que se obtuvieron con la simulación con los 3 software, esta comparación se ve en la Figura 3.11 mostrada a continuación.

**Figura 3.11 Perfiles verticales en el Sitio 2 por S sector (panel superior) y el sector N (panel inferior).**




**Fuente [22]**

Como se ve en la figura anterior el software que genera un error mayor es 3DWind seguido por WAsP, el modelo que se aproxima a los datos observados es WindSim. Bajo esta estimación realizaron un análisis estadístico de 12 datos para obtener un porcentaje de error del software con respecto a los datos observados y se puede apreciar en la siguiente tabla:

**Tabla 3.7 Error entre modelos.**

| | WAsP [S] | WindSim [S] | 3DWind [S] | WAsP [N] | WindSim [N] | 3DWind [N] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **MAE** | 0,11 | 0,10 | 0,28 | 0,14 | 0,24 | 0,24 |

**Fuente [22]**

Se puede revisar en tabla y figura mostradas con anterioridad que existe una gran diferencia entre los modelos CFD y WAsP, pero esta conclusión se basa en que el emplazamiento que se lo ha escogido es denominado micro escala (para zonas hasta los 5 km) el error que se genera es de 11%, 10% y 28% para WAsP, WindSim y 3DWind respectivamente para vientos que vienen del Sur y un error del 14%, 24% y 24% para WAsP, WindSim y 3DWind respectivamente para vientos que vienen del Norte. Como se dijo este error es para micro escalas y puede este resultado puede variar para emplazamientos especiales denominados macro escalas.

Otro trabajo hace referencia con la comparación de diferentes modelos, bajos distintos parámetros, el estudio denominado "Three - dimensional wind field calculation above orographic complex terrain in southern Europe" [12] de los autores Albrecht, Klesitz, se realiza la comparación de la capacidad del modelo de flujo 3-D no lineal WindSim y modelo de flujo lineal WAsP para predecir el viento en un área de terreno complejo en el centro de Sicilia. Este trabajo hace la referencia en el error que existe un modelo con otro de las mediciones reales de velocidad. Para la comparación de los dos modelos es importante decir que los mismos se analizaran en dos condiciones distintas, se consideraran al principio las condiciones de viento para un modelo macro se determinaron los siguientes parámetros.

**Tabla 3.8 Condiciones para un modelo Macro**

| **Tamaño de dominio** | **60x60 Km** |
|---|---|
| **Altura del modelo** | 3000 m |
| **Numero de Nodos** | 524.423 |
| **Espacio de Regilla x-y** | 400 m |

**Fuente [23]**

[12] Three-dimensional wind field calculation above orographic complex terrain in southern Europe

Mientras para otra segunda evaluación del software WAsP y Windsim utiliza un modelo sofisticado micro se añadió en este modelo con los siguientes parámetros:

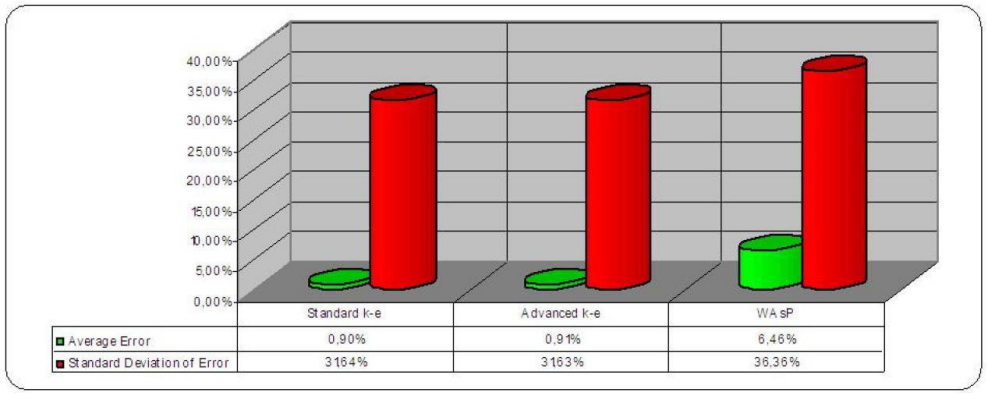
**Tabla 3.9 Condiciones para un modelo Micro**

| **Tamaño de dominio** | **16x20 Km** |
|---|---|
| **Altura del modelo** | 2500 m |
| **Numero de Nodos** | 2568.000 |
| **Espacio de Regilla x-y** | 50 m |

**Fuente [23]**

Se observa que el software WindSim tiene menos error de medición con respecto al software WASP, debido a las ecuaciones que gobiernan este software y se muestra la variación de error con los datos reales medidos de dicho parque.

**Figura 3.12 Análisis del error global y su desviación estándar con WAsP**




**Fuente [23]**

En la Figura 3.12 se puede apreciar que el error generado con los datos reales medidos del propio y comparados con el software WAsP el error media anual es de 6,46 % y una desviación estándar 36,36% que se da en las velocidades del software WAsP con respecto a las reales, cabe decir que las dos simulaciones fueron sometidos a alturas de 2700 a 3000 metros sobre el nivel del mar y en terrenos complejos.

**Figura 3.13 Análisis del error global y su desviación estándar con WindSim**

**Fuente [23]**

Con las características a macro escala para el software WindSim tiene un error medio anual de 8.44% comparando los datos reales de medición. La incertidumbre es reducida a la mitad con respecto a la velocidad media del viento utilizando WindSim, considerando que los 2 modelos no se acercan a la realidad.

Los 2 modelos tienen errores con respecto a los datos reales medidos en condiciones de macro escala y micro escala, lo que se demuestra que el WASP utiliza un modelo lineal el cual no satisface las necesidades de evaluación para un terreno complejo.

Como se revisó en los dos estudios que se ha citado en WAsP existe un error considerable con respecto a otro software y los datos observados, se podría decir que el error que da como resultado en nuestra comparación es el real bajo sus propias condiciones de frontera. Se podría decir que el modelo que se realice con WAsP a mayor diferencia este del nivel del mar obtendremos un error considerable, ya que, este software no fue diseñado para terrenos complejos y de alturas.

Cabe recalcar que los estudios citados anteriormente comparan los errores que existen en la velocidad de viento, esto conlleva a que se vea afectada directamente la potencia que entregue WAsP, debido a que la potencia es proporcional al cubo de la velocidad.

El error que se obtuvo mediante la simulación por medio de WAsP en el modelo de Villonaco servirá para emplazamientos a futuro bajo las mismas condiciones que se encuentra el parque mencionado; es decir sobre 2700 metros sobre el nivel del mar, con una densidad del aire de 0,923 kg/m$^3$ y una temperatura ambiente de 13ºC.

Para finalizar se podría decir que el error que se obtiene mediante la simulación por medio de WAsP es considerablemente alto y va a tener un peso enorme al momento de obtener resultados, por lo que se llega a la conclusión que se utilice el software especializado WAsP para el estudio de parques eólicos de alturas y terrenos complejos, teniendo en cuenta el error que existe en la simulación.

En la tabla mostrada a continuación se observará un resumen de los estudios realizados de otros modelos y la propia simulación del parque Villonaco.

**Tabla 3.10 Porcentaje de error en la Velocidad a distintas alturas con otros software comerciales**

| | Estudio 1, Wind in complex terrain | | | Estudio 2, Three - dimensional wind field calculation | | Modelo Villonaco |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | WAsP | WindSim | 3DWind | WAsP | WindSim | WAsP |
| **Altura [m]** | 389 | | | 3000 | 2500 | 2700 |
| **Error en velocidad de viento [%]** | 11 | 10 | 28 | 6,46 | 8,44 | 8,10 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Se observa en la Tabla 3.10 que todo se realizó bajo distintos parámetros y es el software WAsP que tiene el porcentaje de error menor de los datos de viento con respecto a los datos observados, siendo este de 11%, 6,46% y 8,10% en los tres estudios.

En función de este estudios se puede afirmar que el modelo realizado del parque eólico de Villonaco mediante el software WAsP se aproxima a la realidad pero siendo este error del 8,10% se debe tener cuidado al momento del diseño de un

parque eólico bajo las condiciones que rige en Villonaco, se recomendaría que para proyectos eólicos futuros bajo esos parámetros se reduzca ese porcentaje de error y se tendrá una aproximación real de cómo va a funcionar el parque eólico.

## 3.4 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS

En este ítem se describirá la variación de la velocidad, potencia y atlas eólico al cambiar los parámetros de la rugosidad y densidad, en el escenario uno, se variara la densidad a la altura del nivel del mar y a la densidad a la altura a la cual se encuentra Villonaco, el cual también se variara la rugosidad con un valor de 1, como si las faldas del parque Villonaco estuviera cubierta por ciudad.

Mientras en el Escenario 2 se describirá en las mismas condiciones de la densidad, a nivel del mar y a la altura de Villonaco, pero el parámetro rugosidad se evaluara como un valor mínimo considerando como si la superficie de la falda del Villonaco fuera agua. Con estas 2 simulaciones se comparará y observará si los resultados variaran en el software especializado WASP.

### 3.4.1 Escenario 1: rugosidad máxima de 1, todo ciudad

Una vez se tenga el modelo de Villonaco simulado en WAsP se procede a variar unos parámetros importantes en dicho modelo, primero se empezó variando lo que es rugosidad del terreno, en este caso se colocó como rugosidad crítica máxima suponiendo que todo el emplazamiento consta como ciudad, siendo esta la rugosidad mayor que puede tener un emplazamiento, el constante de rugosidad que se colocó es de 1 para ciudades grandes.

Los datos de viento fueron medidos a la altura del buje de 65 metros de altura y la densidad del aire que se utilizo es de 0,923 $kg/m^3$ siendo esta la densidad de Villonaco a 2700 metros sobre el nivel del mar a una temperatura promedio de 13ºC.

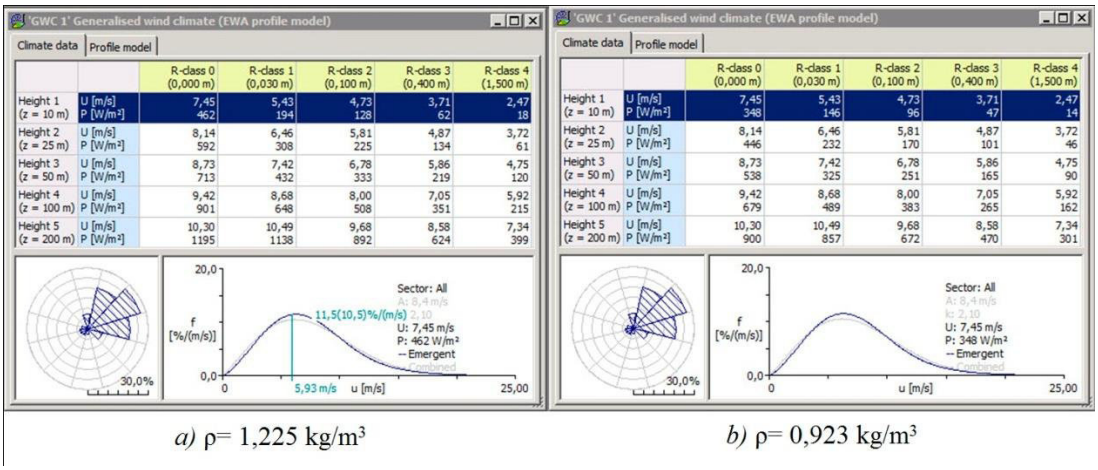
Luego se procedió a cambiar el parámetro de la densidad el aire pasando de 0,923 $kg/m^3$ a la densidad normal del aire de 1,225 $kg/m^3$ suponiendo que Villonaco se encuentra al nivel del mar y la temperatura media del aire es de 25ºC

Los resultados se los compraran a continuación en los siguientes puntos:

### 3.4.1.1 Cálculo del atlas eólico:

En el atlas eólico se aprecia la velocidad a diferentes alturas y la densidad de potencia, pero al cambiar la densidad se ve afectada la densidad de potencia, el viento puede verse afectado debido a la rugosidad este puede que genere turbulencia que el software WAsP no detecta.

**Figura 3.14 Atlas eólico, comparación en densidad de aire. Rugosidad Máxima.**




*a)* ρ= 1,225 kg/m³ *b)* ρ= 0,923 kg/m³

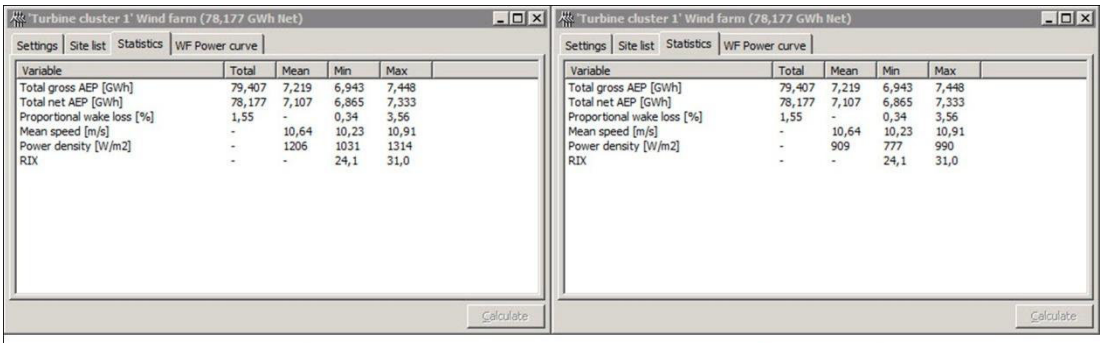
**Fuente [Elaborado por autores]**

La densidad es menor a una altura de 2700 metros sobre el nivel del mar, siendo este un parámetro que no afecta a la fórmula de potencia disponible el cual sirve para determinar la densidad de potencia de cada velocidad; significa que si el parque se encuentra al nivel del mar se obtendrá un mayor potencial eólico.

### 3.4.1.2 Potencia eólica estimada:

En este parámetro se puede observar que la densidad no afecta proporcionalmente a la producción anual energética debido a que este valor variará por el número de aerogeneradores y las horas de trabajo de las turbinas.

**Figura 3.15 Potencia eólica, comparación en densidad de aire. Rugosidad máxima.**




a) $\rho$= 1.225 kg/m$^3$ b) $\rho$= 0.923 kg/m$^3$

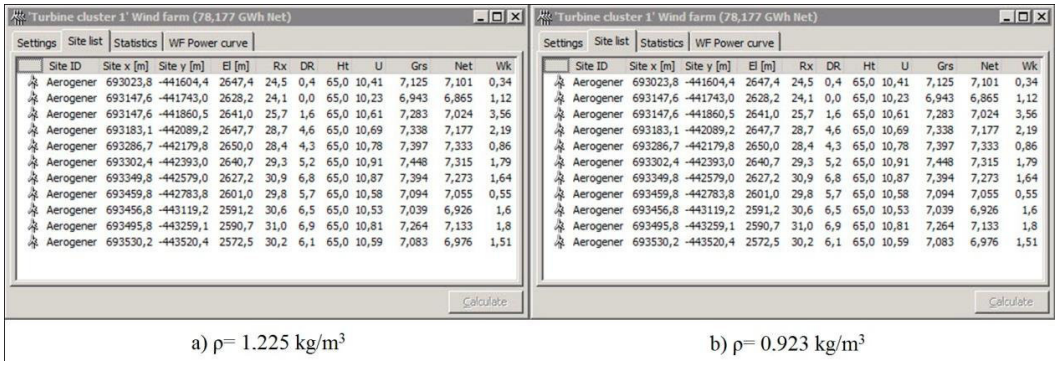
**Fuente [Elaborado por autores]**

La densidad de potencia que tenemos en la herramienta Wind Farm muestra la densidad que los aerogeneradores está produciendo, pero al modificar la densidad sobre el nivel del mar como es el caso de la figura "a" no produce una variación en la producción de la AEP con respecto a la figura "b" al variar la densidad a la altura de Villonaco, por que la densidad no es directamente proporcional para determinar la AEP como se había mencionado anteriormente.

### 3.4.1.3 Potencia eólica mediante Wind Farm.

Se puede mostrar en las dos gráficas que al variar la densidad no afecta a la producción total del parque, pero la rugosidad si tiene una influencia en la velocidad que se puede apreciar más adelanta variando a la rugosidad a mínima.

**Figura 3.16 Potencia eólica Wind Farm, comparación en densidad de aire. Rugosidad Máxima.**




a) $\rho$= 1.225 kg/m$^3$ b) $\rho$= 0.923 kg/m$^3$

**Fuente [Elaborado por autores]**

Como ya se revisó el variar la rugosidad suponiendo una rugosidad de 1 como si fuera todo ciudad y variando la densidad haciendo pasar de 0,923 kg/m$^3$ a 1,225 kg/m$^3$ la producción energética de nuestro parque no se ve afectado de ninguna forma, se explicaran los resultados y se hará una comparación en la siguiente tabla mostrada a continuación.

**Tabla 3.11 Comparación de resultados entre densidad de 0,923 kg/m$^3$ y 1,225 kg/m$^3$ con rugosidad de 1**

| Descripción | 0,923 kg/m$^3$ | 1,225 kg/m$^3$ | Error |
|---|---|---|---|
| Altura [m] | | 65 | |
| Velocidad Promedio anual [m/s] | 10,64 | 10,64 | - |
| Potencia [MW] | 0,896 | 0,896 | - |
| Registro [Hrs] | | 7932 | |
| Energía Anual [GWh] | 78,177 | 78,177 | - |

**Fuente [Elaborado por autores]**

### 3.4.2 Escenario 2: rugosidad mínima de 0,0001, todo agua.

Una vez que se obtuvo el modelo de Villonaco simulado en WAsP lo que se procede es variar unos parámetros importantes en dicho modelo, primero se empezó variando la rugosidad del terreno, en este caso se colocó como rugosidad crítica mínima haciendo en cuenta que todo el emplazamiento consta como agua, siendo esta la rugosidad menor que puede tener un emplazamiento, el constante de rugosidad que se colocó es de 0,0001 para lagos, océanos y mares.

Los datos de viento fueron medidos a la altura del buje de 65 metros de altura y la densidad del aire que se utilizo es de 0,923 kg/m$^3$ que es la densidad de Villonaco a 2700 metros sobre el nivel del mar a una temperatura promedio de 13ºC.

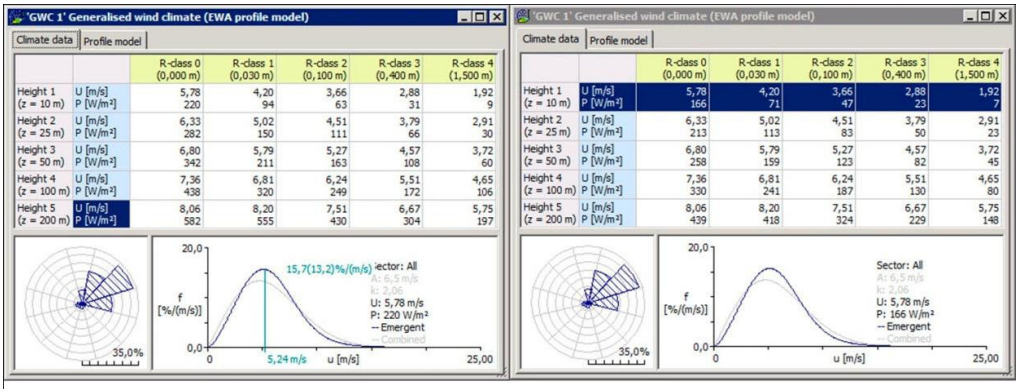
Luego se procedió a cambiar el parámetro de la densidad el aire pasando de 0,923 kg/m$^3$ a la densidad normal del aire de 1,225 kg/m$^3$ haciendo como que Villonaco se encuentra al nivel del mar y la temperatura media del aire es de 25ºC

Los resultados se los compraran a continuación en los siguientes puntos:

### 3.4.2.1 Cálculo del atlas eólico:

Al variar la rugosidad mínima en nuestra simulación y con la densidad a nivel del mar, se puede apreciar en las figuras una disminución de la densidad de potencia que genera el parque a la altura de Villonaco, por que la densidad es directamente proporcional a la densidad de potencia.

**Figura 3.17 Atlas eólico, comparación en densidad de aire. Rugosidad Mínima**



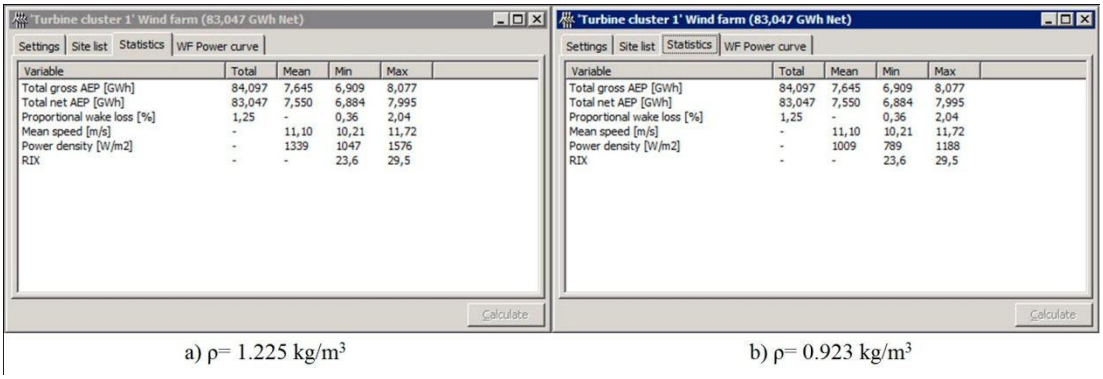

a) ρ= 1.225 kg/m³ b) ρ= 0.923 kg/m³

**Fuente [Elaborado por autores]**

### 3.4.2.2 Potencia eólica estimada:

La producción anual energética al variar la densidad no sufre una alteración grande en la que si influye es en la densidad de potencia, se puede decir que es mayor al nivel del mar.

**Figura 3.18 Potencia eólica, comparación en densidad de aire. Rugosidad Mínima.**



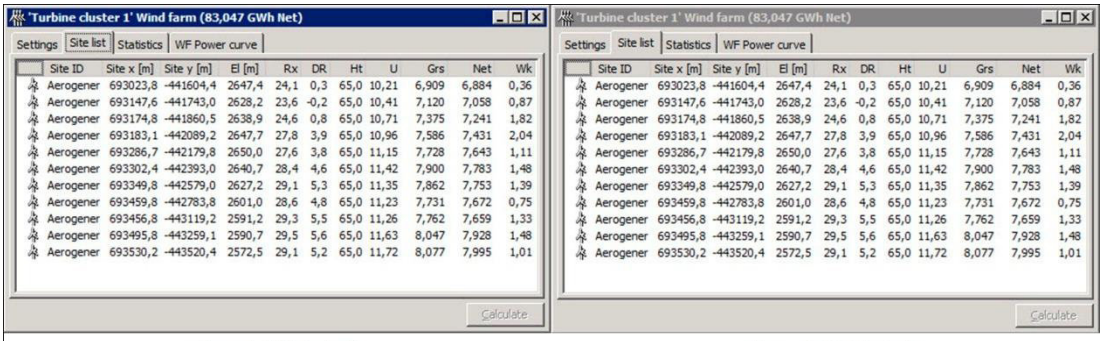

a) ρ= 1.225 kg/m³ b) ρ= 0.923 kg/m³

**Fuente [Elaborado por autores]**

### 3.4.2.3 Potencia eólica mediante Wind Farm:

La potencia eólica total del parque no varía por medio de la densidad pero la velocidad si cambia si variamos la rugosidad si colocamos la rugosidad de que todo fuera ciudad.

**Figura 3.19 Potencia eólica Wind Farm, comparación en densidad de aire. Rugosidad Mínima.**




a) ρ= 1.225 kg/m$^3$ b) ρ= 0.923 kg/m$^3$

**Fuente [Elaborado por autores]**

Como ya se vio el variar la rugosidad suponiendo una rugosidad de 0,0001 como si fuera todo agua y variando la densidad haciendo pasar de 0,923 kg/m$^3$ a 1,225 kg/m$^3$ la producción energética de nuestro parque no se ve afectada de ninguna forma, se explicaran los resultados y se hará una comparación en la tabla mostrada a continuación:

**Tabla 3.12 Comparación de resultados entre densidad de 0,923 kg/m$^3$ y 1,225 kg/m$^3$ con rugosidad de 0,0001**

| Descripción | 0,923 kg/m$^3$ | 1,225 kg/m$^3$ | Error |
|---|---|---|---|
| Altura [m] | | 65 | |
| Velocidad Promedio anual [m/s] | 11,10 | 11,10 | - |
| Potencia [MW] | 0,952 | 0,952 | - |
| Registro [Hrs] | | 7932 | |
| Energía Anual [GWh] | 83,047 | 83,047 | - |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Como se mencionaba la densidad no afecta significativamente la producción del parque , pero sí afecta al variar la rugosidad como se puede ver en la tabla 2.2 donde la producción es de 78,177 GWh esta es menor por que la rugosidad es mayor lo cual

hace que el viento sea menor, mientras que en la tabla 3.12 tenemos una producción anual de 83,047GWh debido esto se produce porque la rugosidad es mínima y no tiene mucha influencia en el viento provocando que la producción sea mayor cuando la rugosidad sea menor.

### 3.4.3 Comparación de resultados pasando de rugosidad de 1 a 0,0001.

Como se revisó en los dos puntos anteriores la densidad no influye de mayor forma en lo que es estimación de la producción de energía, debido a que el emplazamiento a estudiar es de forma muy irregular. Analizando los dos puntos pasando de una rugosidad máxima a una rugosidad mínima como se hizo en los puntos anteriores se tienen datos considerables que conllevan error el uno con respecto al otro.

Para analizar el error de estos dos modelos se realizó la siguiente tabla que tiene un resumen de los resultados obtenidos con anterioridad.

**Tabla 3.13 Comparación de resultados entre rugosidad de 1 y 0,0001**

| Descripción | Rugosidad 1 | Rugosidad 0,0001 | Error [%] |
|---|---|---|---|
| Altura [m] | | 65 | |
| Velocidad Promedio anual [m/s] | 10,64 | 11,10 | 4,32 |
| Potencia [MW] | 0,896 | 0,952 | 6,25 |
| Registro [Hrs] | | 7932 | |
| Energía Anual [GWh] | 78,177 | 83,047 | 6,23 |

**Fuente [Elaborado por autores]**

Como se puede observar en la tabla 3.13 el error que se tiene al pasar de una rugosidad de 0,0001 a 1, afecta en los resultados que se obtienen tanto de velocidad, potencia y energía, se puede decir que la rugosidad va a afectar de gran magnitud nuestros resultados de simulación a futuro, pero si se debe elegir bien las zonas de rugosidad para ser más precisos al momento de obtener resultados mediante la simulación.

## CONCLUSIONES

- La generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento del recurso eólico en Ecuador se está implementando como una nueva tecnología teniendo un buen crecimiento en la diversificación de la matriz energética.

- El flujo del viento del parque eólico Villonaco contiene turbulencias por su terreno complejo, el modelo del software WAsP 11 es lineal y no analiza los parámetros de turbulencia.

- El coeficiente de potencia (cp) viene dada por el fabricante del aerogenerador y por lo general está dada a la densidad al nivel del mar a 25ºC, en la simulación este parámetro se cambió a las condiciones de Villonaco, por lo que es un factor principal para el cálculo de la potencia aprovechable en el parque eólico.

- La simulación con WAsP en la velocidad se tiene un error del 8,10%, lo que significa que genera un error del 20,37% en la producción energética, debido a que la energía que se obtiene de un parque eólico es proporcional a la velocidad al cubo.

- En la simulación de escenarios se cambió la rugosidad de mínima a máxima, esto provocó un error de 6,23% en la producción energética en estas dos condiciones, significa que la rugosidad es un factor que afecta al modelo directamente si no se eligen los parámetros adecuados.

- Se utilizaron 10 meses de datos estadísticos observados del viento de los años 2013-2014, por lo que esto podría influir al momento de presentar los resultados de la simulación, debido a que el software WAsP requiere un mayor número de mediciones de datos de viento.

- Los resultados obtenidos con el software WAsP es el que más se aproxima a los datos observados en las investigaciones de varios autores que utilizan los software comerciales como es 3DWind y WindSim.

- La altura en un parque eólico medida desde el nivel del mar no influye de manera considerable en los resultados de la simulación, debido a que al aumentar la altura disminuye la densidad del aire.

- El desarrollo de este trabajo es provechoso, debido a que con los resultados obtenidos mediante la simulación se tienen valores cercanos a los datos que existen en los registros medidos, se puede afirmar que el software WAsP es una herramienta útil para el modelado de parques eólicos de alturas y terrenos complejos.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar el parámetro de densidad del emplazamiento, pese a que este dato no influye de manera considerable en el cálculo de la potencia, pero hace que el flujo de viento no circule adecuadamente en los aerogeneradores.

- Es necesario garantizar de manera permanente la calibración de los anemómetros al momento de tomar las medidas ya que estos instrumentos se descalibran por ráfagas de viento y cambio de batería, etc., para poder obtener paquetes de datos precisos y continuos, para calibrar los instrumentos se debe consultar el catálogo del fabricante.

- Para evaluar una zona de estudio con este software especializado WAsP se debe considerar un tiempo mínimo de recolección de datos de viento de dos años, el cual el propio software recomienda tener para empezar con la evaluación de algún emplazamiento.

- Se recomienda que para futuros modelos en terrenos complejos de grandes alturas como es el parque eólico Villonaco o zonas parecidas, se considere el error del 20,37% que tiene el programa en estas condiciones de operación.

- Para realizar el estudio de un parque eólico con el software WAsP se debe considerar el error que tiene el programa en terrenos complejos además comparar los resultados con otros software comerciales.

- Se recomienda establecer de manera exacta los cambios de rugosidad en el emplazamiento para obtener resultados que se aproximen a los reales reduciendo el error.

- Se recomienda utilizar versiones de WAsP que incluya modelos de turbulencia.

- Se recomienda más validaciones de los modelos en terrenos complejos con WAsP para poder dar mayor perspectiva de las posibilidades y limitaciones de los modelos para el desarrollo de parques eólicos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS


[1] Rodríguez Amenedo, J.L.; Burgos Díaz, J. C.; Gómez, S. A.; Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica, Rueda S. L., 2003

[2] Información sobre efecto estela [En línea] < http://efectoestela.com/2013/04/29/the-wind/ > [consulta: 15 agosto 2013]

[3] Descripción técnica del anemómetro Wilmers [En línea] < http://www.wilmers.com/download/0293_en.pdf > [consulta: 20 agosto 2013]

[4] Data Loggers by Wilmers Messtechnik < http://www.wilmers.com/html_en/html/dataloggers_en.html > [consulta: 20 agosto 2013]

[5] Descripción técnica de veleta Thies [En línea] < http://www.tecnovex.com/veletas/87-veletas?format=pdf > [consulta: 20 agosto 2013]

[6] NRG #BP20 Barometric Pressure Sensor [En línea] < http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/Products/2046.aspx > [consulta: 20 agosto 2013]

[7] NRG #110S Temperature Sensor with Radiation Shield [En línea] < http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/Products/1906.aspx > [consulta: 20 agosto 2013]

[8] Canavos, G. C.; Probabilidad y Estadísticas aplicaciones y métodos, 1ra Ed. McGraw-Hill, México, 1998.

[9] Lind, D. A.; Marchal, W. G.; Mason, R. D.; Estadística para Administración y Economía, 11ª Ed. Alfaomega, México, 2004.

[10] II Máster Energía Solar y Renovables; Módulo: Energía eólica Tema 3: Medición y tratamiento de los datos de viento [En línea] < http://ebookbrowsee.net/ii-master-energ%C3%ADa-solar-y-renovables-t3-medici%C3%B3n-y-tratamiento-de-los-datos-viento-pdf-d479779614 > [consulta: 17 octubre 2013]

[11] Woofenden, I.; Wind Power For Dummies, Wiley Publisher, INC, 2009

[12] Carta González, J. A.; Calero Pérez, R.; Colmenar Santos, A.; Castro Gil, M. A.; Centrales de Energía Renovables Generación eléctrica con energías renovables. Pearson Educación, México, 2009.

[13] Manual de Aplicación de la Energía Eólica Ministerio de minas y energía Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas INEA [En línea] < http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/material_difusion/manualE%F3licaweb.pdf > [consulta: 29 octubre 2013]

[14] La curva de potencia y coeficientes de empuje [En línea] < http://efectoestela.com/2013/05/08/la-curva-de-potencia-y-coeficientes-de-empuje/ > [consulta: 12 noviembre 2013]

[15] Estudio realizado por la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP; Perfectibilidad Técnica Proyecto Villonaco, Informe estadístico realizado el año 2002.

[16] Conferencia impartida por el ingeniero Vega Soto, J.; Corporación Eléctrica Del Ecuador, CELEC EP., Empresa Pública estratégica, Corporación eléctrica del Ecuador, Proyecto Eólico Villonaco, Bogotá, 2012.

[17] General Technical Specifications, GoldwinGW 1.5MW 70, 77, 82 & 87M Wind Turbines [En línea] < http://www.goldwindamerica.com/media/2012/12/Goldwind_15MW_Product_Brochure_2013.pdf > [consulta: 20 noviembre 2013]

[18] Normativa IEC 64100-1: Modelado del viento en condiciones normales, Parte I [En línea] < http://www.fglongatt.org/Reportes/PRT2008-01.pdf > [consulta: 10 diciembre 2013]

[19]Guisado Fernández, R, Programa de Postgrado en Energía Eólica: Fundamentos y Tecnología UNED, Calculo del Potencial Eólico de un Parque de 10MW de potencia empleando el software WAsP < http://es.scribd.com/doc/79326514/Trabajo-WAsP> [consulta: 14 de abril 2014]

[20] WAsP Manual: Wind Analysis and Application Program (WAsP). Vol 2: Users Guide. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1993.

[21] Turbine GW 70/1500 details [En línea] < http://www.windmatching.com/turbine/381/ > [consulta: 11 diciembre 2013]

[22] Wind in complex terrain. A comparison of WAsP and two CFD-models [En línea] < http://www.windsim.com/documentation/papers_presentations/0602_ewec/ewec_berge.pdf > [consulta: 25 marzo 2014]

[23] Three - dimensional wind field calculation above orographic complex terrain in southern Europe [En línea] < http://www.windsim.com/documentation/papers_presentations/0602_ewec/ewec_albrecht.pdf > [consulta: 28 marzo 2014]

[24] Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética [En línea] < http://www.windygrid.org/manualEolico.pdf > [consulta: 8 noviembre 2013]

# ANEXOS

## Simulación WAsP datos de viento 2013-2014



# WAsP project report for 'Parque Eólico Villonaco'

Produced on 22/03/2014 at 20:17:00 by licenced user: Julio using WAsP version: 11.00.0214.

### Report Contents

1. Project Parameters
2. Wind Atlas
3. Resource Grid
4. Wind Farm

back to top

## 1. Project Parameters

Here is a list of all the parameters with non-default values:

- Air density: 0,923 (default is 1,225)

back to top

## 2. Wind atlas 'GWC 1'

### Reference conditions

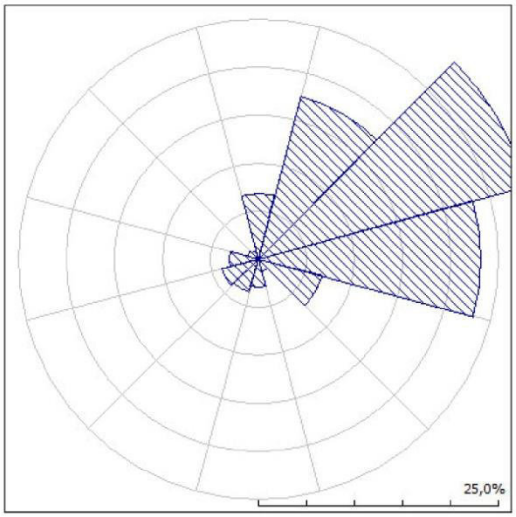
The wind atlas contains data for 5 reference roughness lengths (0,000 m, 0,030 m, 0,100 m, 0,400 m, 1,500 m) and 5 reference heights (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) above ground level. The roses of Weibull parameters have 12 sectors each.

### Regional wind climate summary

| Height | Parameter | 0,00 m | 0,03 m | 0,10 m | 0,40 m | 1,50 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 7,69<br>2,12<br>6,81<br>263 | 5,59<br>1,93<br>4,95<br>111 | 4,87<br>1,93<br>4,32<br>74 | 3,82<br>1,91<br>3,39<br>36 | 2,54<br>1,89<br>2,26<br>11 |
| 25,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 8,41<br>2,17<br>7,45<br>337 | 6,67<br>2,06<br>5,91<br>177 | 6,00<br>2,04<br>5,32<br>130 | 5,02<br>2,01<br>4,45<br>78 | 3,85<br>1,97<br>3,41<br>35 |
| 50,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,03<br>2,23<br>8,00<br>408 | 7,69<br>2,26<br>6,81<br>249 | 7,01<br>2,22<br>6,21<br>192 | 6,06<br>2,15<br>5,36<br>127 | 4,92<br>2,10<br>4,36<br>70 |
| 100,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,77<br>2,21<br>8,66<br>521 | 9,03<br>2,44<br>8,01<br>380 | 8,30<br>2,44<br>7,36<br>295 | 7,29<br>2,40<br>6,46<br>203 | 6,15<br>2,32<br>5,45<br>125 |
| 200,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 10,72<br>2,16<br>9,50<br>701 | 10,97<br>2,44<br>9,73<br>681 | 10,06<br>2,44<br>8,92<br>526 | 8,89<br>2,40<br>7,88<br>367 | 7,65<br>2,36<br>6,78<br>236 |

### Detailed descriptions

Wind rose for roughness length 0,00 m



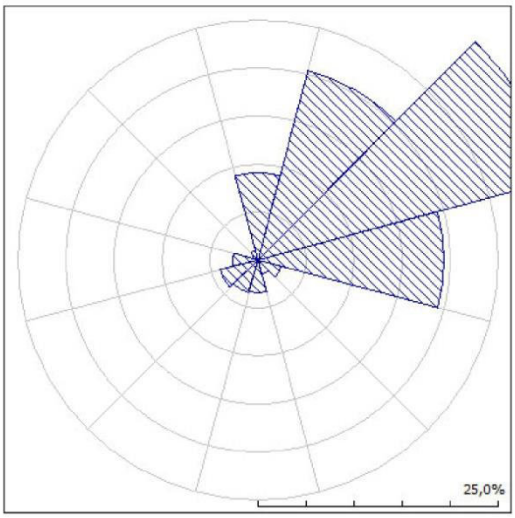

Sector frequencies for roughness length 0,00 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 6,8 | 17,4 | 28,9 | 23,2 | 6,8 | 1,4 | 2,9 | 3,5 | 3,9 | 3,1 | 1,2 | 0,9 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,00 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,7<br>2,49<br>9,45<br>616 | 8,0<br>2,40<br>7,10<br>268 | 7,2<br>2,57<br>6,40<br>187 | 7,5<br>2,46<br>6,63<br>215 | 7,9<br>2,50<br>7,01<br>251 | 10,7<br>1,88<br>9,48<br>803 | 7,8<br>1,73<br>6,99<br>354 | 6,2<br>2,17<br>5,47<br>134 | 5,5<br>2,38<br>4,83<br>85 | 5,5<br>2,26<br>4,91<br>93 | 6,2<br>2,01<br>5,50<br>146 | 16,4<br>2,77<br>14,59<br>2112 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 11,6<br>2,53<br>10,30<br>788 | 8,8<br>2,48<br>7,77<br>344 | 7,9<br>2,65<br>7,01<br>241 | 8,2<br>2,54<br>7,26<br>276 | 8,6<br>2,58<br>7,68<br>322 | 11,6<br>1,90<br>10,31<br>1022 | 8,6<br>1,77<br>7,64<br>449 | 6,8<br>2,24<br>6,00<br>171 | 6,0<br>2,45<br>5,29<br>110 | 6,1<br>2,34<br>5,37<br>119 | 6,8<br>2,07<br>6,03<br>186 | 17,8<br>2,78<br>15,85<br>2698 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 12,4<br>2,60<br>10,98<br>940 | 9,4<br>2,55<br>8,36<br>419 | 8,5<br>2,72<br>7,54<br>294 | 8,8<br>2,62<br>7,81<br>336 | 9,3<br>2,65<br>8,25<br>393 | 12,4<br>1,93<br>10,97<br>1208 | 9,2<br>1,82<br>8,17<br>532 | 7,3<br>2,30<br>6,45<br>208 | 6,4<br>2,52<br>5,69<br>133 | 6,5<br>2,40<br>5,78<br>145 | 7,3<br>2,13<br>6,48<br>226 | 18,9<br>2,80<br>16,82<br>3209 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 13,2<br>2,56<br>11,75<br>1162 | 10,2<br>2,47<br>9,06<br>546 | 9,2<br>2,65<br>8,17<br>382 | 9,5<br>2,54<br>8,47<br>437 | 10,1<br>2,57<br>8,96<br>512 | 13,2<br>1,92<br>11,67<br>1462 | 9,9<br>1,78<br>8,79<br>680 | 7,9<br>2,24<br>6,99<br>271 | 7,0<br>2,45<br>6,17<br>174 | 7,1<br>2,33<br>6,27<br>189 | 7,9<br>2,07<br>7,03<br>296 | 20,0<br>2,81<br>17,82<br>3807 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 14,3<br>2,48<br>12,66<br>1483 | 11,3<br>2,37<br>9,98<br>755 | 10,1<br>2,53<br>9,00<br>526 | 10,5<br>2,43<br>9,33<br>604 | 11,1<br>2,46<br>9,88<br>711 | 14,0<br>1,88<br>12,46<br>1824 | 10,7<br>1,72<br>9,55<br>911 | 8,7<br>2,14<br>7,70<br>376 | 7,7<br>2,34<br>6,80<br>240 | 7,8<br>2,23<br>6,90<br>262 | 8,7<br>1,98<br>7,74<br>413 | 21,2<br>2,78<br>18,88<br>4561 |

Wind rose for roughness length 0,03 m



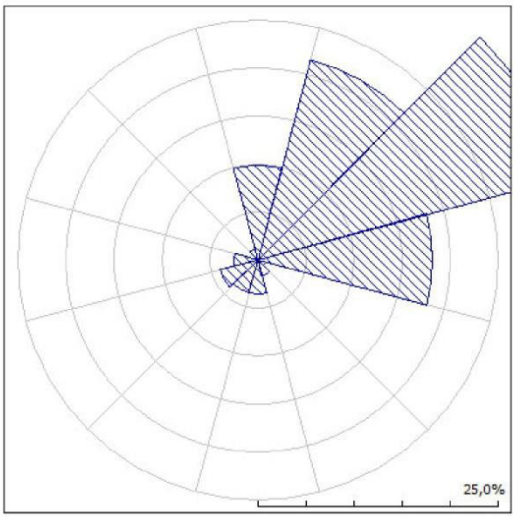

Sector frequencies for roughness length 0,03 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 9,0 | 20,3 | 32,0 | 19,3 | 2,4 | 1,6 | 3,4 | 3,5 | 4,1 | 2,6 | 0,6 | 1,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,03 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 7,4 | 5,6 | 5,2 | 5,7 | 5,8 | 8,1 | 5,0 | 4,4 | 3,9 | 4,2 | 5,0 | 12,8 |
| | k | 2,35 | 2,16 | 2,26 | 2,21 | 2,04 | 1,84 | 1,56 | 2,03 | 2,03 | 2,03 | 1,70 | 3,10 |
| | U | 6,55 | 4,94 | 4,59 | 5,03 | 5,10 | 7,24 | 4,54 | 3,86 | 3,43 | 3,74 | 4,46 | 11,44 |
| | E | 214 | 99 | 76 | 102 | 115 | 365 | 111 | 50 | 35 | 45 | 94 | 954 |
| 25,0 m | A | 8,7 | 6,7 | 6,2 | 6,8 | 6,9 | 9,5 | 6,1 | 5,2 | 4,6 | 5,1 | 6,0 | 14,9 |
| | k | 2,46 | 2,33 | 2,44 | 2,38 | 2,20 | 1,89 | 1,68 | 2,20 | 2,20 | 2,20 | 1,83 | 3,13 |
| | U | 7,73 | 5,91 | 5,49 | 6,02 | 6,10 | 8,46 | 5,43 | 4,62 | 4,10 | 4,48 | 5,34 | 13,30 |
| | E | 340 | 159 | 123 | 165 | 183 | 566 | 172 | 80 | 56 | 72 | 147 | 1490 |
| 50,0 m | A | 9,9 | 7,7 | 7,1 | 7,8 | 8,0 | 10,7 | 7,1 | 6,0 | 5,3 | 5,8 | 7,0 | 16,5 |
| | k | 2,65 | 2,62 | 2,74 | 2,68 | 2,47 | 1,96 | 1,88 | 2,47 | 2,47 | 2,47 | 2,06 | 3,19 |
| | U | 8,78 | 6,84 | 6,35 | 6,96 | 7,05 | 9,46 | 6,28 | 5,34 | 4,74 | 5,18 | 6,17 | 14,77 |
| | E | 473 | 225 | 175 | 234 | 258 | 762 | 233 | 112 | 78 | 102 | 202 | 2019 |
| 100,0 m | A | 11,3 | 9,1 | 8,4 | 9,2 | 9,4 | 12,0 | 8,4 | 7,1 | 6,3 | 6,9 | 8,2 | 18,2 |
| | k | 2,85 | 2,80 | 2,92 | 2,86 | 2,63 | 2,09 | 2,01 | 2,63 | 2,63 | 2,63 | 2,20 | 3,30 |
| | U | 10,10 | 8,09 | 7,52 | 8,24 | 8,35 | 10,60 | 7,43 | 6,32 | 5,61 | 6,13 | 7,30 | 16,33 |
| | E | 687 | 357 | 279 | 372 | 409 | 1006 | 359 | 178 | 124 | 161 | 314 | 2689 |
| 200,0 m | A | 13,4 | 11,1 | 10,3 | 11,3 | 11,6 | 13,6 | 10,2 | 8,7 | 7,7 | 8,4 | 10,1 | 20,2 |
| | k | 2,76 | 2,69 | 2,81 | 2,74 | 2,53 | 2,04 | 1,93 | 2,53 | 2,53 | 2,53 | 2,11 | 3,32 |
| | U | 11,89 | 9,91 | 9,20 | 10,08 | 10,27 | 12,01 | 9,07 | 7,74 | 6,87 | 7,50 | 8,94 | 18,09 |
| | E | 1143 | 674 | 525 | 701 | 783 | 1494 | 682 | 335 | 234 | 305 | 599 | 3644 |

Wind rose for roughness length 0,10 m



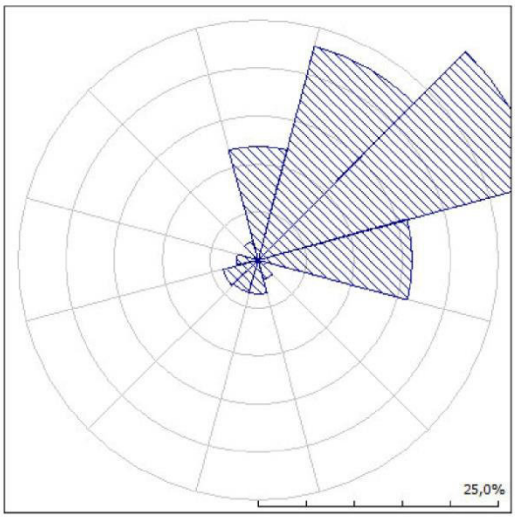

Sector frequencies for roughness length 0,10 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 9,8 | 21,6 | 32,7 | 18,1 | 0,8 | 1,7 | 3,5 | 3,5 | 4,1 | 2,5 | 0,4 | 1,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,10 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,3<br>2,37<br>5,62<br>134 | 4,8<br>2,18<br>4,24<br>62 | 4,5<br>2,26<br>3,99<br>50 | 5,0<br>2,22<br>4,46<br>71 | 5,0<br>1,72<br>4,50<br>95 | 7,2<br>1,88<br>6,38<br>245 | 4,3<br>1,62<br>3,85<br>64 | 3,7<br>2,07<br>3,32<br>31 | 3,3<br>2,04<br>2,96<br>23 | 3,7<br>2,00<br>3,31<br>32 | 5,0<br>1,98<br>4,43<br>77 | 11,3<br>3,22<br>10,12<br>648 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 7,7<br>2,48<br>6,86<br>237 | 5,9<br>2,33<br>5,24<br>110 | 5,6<br>2,42<br>4,92<br>89 | 6,2<br>2,38<br>5,51<br>126 | 6,2<br>1,82<br>5,52<br>164 | 8,7<br>1,92<br>7,71<br>422 | 5,3<br>1,74<br>4,75<br>111 | 4,6<br>2,21<br>4,09<br>55 | 4,1<br>2,18<br>3,66<br>40 | 4,6<br>2,14<br>4,08<br>56 | 6,2<br>2,12<br>5,47<br>137 | 13,6<br>3,26<br>12,18<br>1123 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 8,9<br>2,66<br>7,94<br>349 | 6,9<br>2,58<br>6,14<br>165 | 6,5<br>2,68<br>5,77<br>133 | 7,3<br>2,63<br>6,46<br>189 | 7,3<br>1,98<br>6,43<br>237 | 9,9<br>1,98<br>8,79<br>603 | 6,3<br>1,92<br>5,57<br>159 | 5,4<br>2,45<br>4,80<br>82 | 4,8<br>2,41<br>4,29<br>59 | 5,4<br>2,37<br>4,79<br>83 | 7,2<br>2,34<br>6,41<br>202 | 15,4<br>3,31<br>13,79<br>1616 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,4<br>2,92<br>9,24<br>519 | 8,2<br>2,84<br>7,31<br>262 | 7,7<br>2,95<br>6,87<br>213 | 8,6<br>2,90<br>7,69<br>301 | 8,6<br>2,18<br>7,57<br>354 | 11,3<br>2,10<br>9,97<br>834 | 7,5<br>2,11<br>6,63<br>244 | 6,4<br>2,69<br>5,72<br>129 | 5,7<br>2,65<br>5,11<br>93 | 6,4<br>2,60<br>5,70<br>131 | 8,6<br>2,58<br>7,63<br>317 | 17,2<br>3,40<br>15,48<br>2255 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 12,3<br>2,82<br>10,94<br>878 | 10,0<br>2,72<br>8,93<br>489 | 9,4<br>2,83<br>8,40<br>397 | 10,6<br>2,78<br>9,40<br>562 | 10,3<br>2,10<br>9,14<br>642 | 12,8<br>2,09<br>11,38<br>1243 | 9,1<br>2,03<br>8,08<br>459 | 7,9<br>2,59<br>6,98<br>242 | 7,0<br>2,55<br>6,24<br>174 | 7,9<br>2,50<br>6,97<br>246 | 10,5<br>2,47<br>9,33<br>595 | 19,3<br>3,45<br>17,32<br>3140 |

Wind rose for roughness length 0,40 m



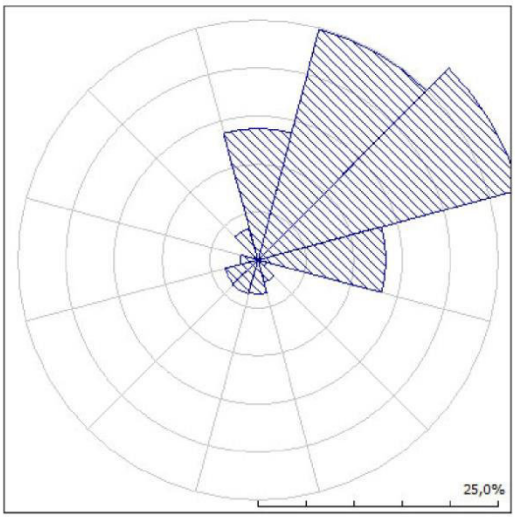

Sector frequencies for roughness length 0,40 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 11,9 | 23,0 | 30,6 | 16,0 | 0,8 | 2,1 | 3,6 | 3,6 | 3,9 | 2,2 | 0,5 | 2,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,40 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 4,6 | 3,7 | 3,6 | 4,0 | 4,1 | 5,2 | 3,3 | 2,9 | 2,6 | 3,0 | 4,6 | 7,0 |
| | k | 2,16 | 2,16 | 2,24 | 2,22 | 1,65 | 1,76 | 1,70 | 2,06 | 1,96 | 2,01 | 1,64 | 2,09 |
| | U | 4,09 | 3,27 | 3,17 | 3,52 | 3,66 | 4,67 | 2,91 | 2,55 | 2,35 | 2,65 | 4,13 | 6,19 |
| | E | 56 | 29 | 25 | 35 | 54 | 103 | 26 | 14 | 12 | 16 | 78 | 200 |
| 25,0 m | A | 6,0 | 4,9 | 4,7 | 5,2 | 5,4 | 6,8 | 4,3 | 3,8 | 3,5 | 3,9 | 6,0 | 9,0 |
| | k | 2,26 | 2,29 | 2,38 | 2,36 | 1,72 | 1,79 | 1,81 | 2,19 | 2,07 | 2,13 | 1,69 | 2,12 |
| | U | 5,35 | 4,31 | 4,17 | 4,64 | 4,77 | 6,04 | 3,83 | 3,36 | 3,09 | 3,49 | 5,37 | 7,98 |
| | E | 121 | 62 | 55 | 76 | 113 | 218 | 55 | 31 | 25 | 35 | 165 | 425 |
| 50,0 m | A | 7,2 | 5,9 | 5,7 | 6,3 | 6,4 | 8,0 | 5,2 | 4,6 | 4,2 | 4,8 | 7,1 | 10,6 |
| | k | 2,41 | 2,50 | 2,60 | 2,57 | 1,82 | 1,85 | 1,97 | 2,39 | 2,26 | 2,33 | 1,76 | 2,15 |
| | U | 6,41 | 5,21 | 5,05 | 5,61 | 5,70 | 7,13 | 4,62 | 4,06 | 3,74 | 4,22 | 6,36 | 9,38 |
| | E | 197 | 103 | 91 | 126 | 181 | 348 | 89 | 51 | 41 | 58 | 262 | 678 |
| 100,0 m | A | 8,6 | 7,1 | 6,9 | 7,6 | 7,7 | 9,4 | 6,3 | 5,5 | 5,1 | 5,8 | 8,4 | 12,2 |
| | k | 2,71 | 2,83 | 2,94 | 2,90 | 2,03 | 1,95 | 2,22 | 2,70 | 2,56 | 2,63 | 1,88 | 2,22 |
| | U | 7,66 | 6,31 | 6,11 | 6,79 | 6,78 | 8,32 | 5,60 | 4,92 | 4,53 | 5,11 | 7,46 | 10,84 |
| | E | 309 | 169 | 150 | 207 | 272 | 520 | 140 | 82 | 67 | 94 | 390 | 1019 |
| 200,0 m | A | 10,4 | 8,7 | 8,4 | 9,4 | 9,2 | 10,9 | 7,7 | 6,8 | 6,3 | 7,1 | 9,9 | 14,0 |
| | k | 2,62 | 2,72 | 2,83 | 2,79 | 1,97 | 1,97 | 2,14 | 2,60 | 2,46 | 2,53 | 1,88 | 2,27 |
| | U | 9,22 | 7,75 | 7,51 | 8,34 | 8,13 | 9,67 | 6,86 | 6,05 | 5,56 | 6,28 | 8,75 | 12,41 |
| | E | 551 | 320 | 284 | 392 | 480 | 808 | 267 | 157 | 127 | 178 | 629 | 1503 |

Wind rose for roughness length 1,50 m




Sector frequencies for roughness length 1,50 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 13,7 | 24,9 | 28,2 | 13,2 | 0,9 | 2,4 | 3,6 | 3,7 | 3,6 | 1,9 | 0,6 | 3,4 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 1,50 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 2,9<br>2,03<br>2,56<br>15 | 2,4<br>2,15<br>2,16<br>8 | 2,4<br>2,21<br>2,15<br>8 | 2,7<br>2,21<br>2,36<br>11 | 3,0<br>1,66<br>2,66<br>21 | 3,2<br>1,64<br>2,83<br>25 | 2,1<br>1,70<br>1,91<br>7 | 1,9<br>1,92<br>1,67<br>4 | 1,8<br>1,89<br>1,59<br>4 | 2,0<br>1,96<br>1,81<br>5 | 3,8<br>1,69<br>3,42<br>42 | 3,9<br>1,90<br>3,48<br>39 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 4,4<br>2,12<br>3,86<br>48 | 3,7<br>2,26<br>3,27<br>27 | 3,7<br>2,33<br>3,25<br>26 | 4,0<br>2,33<br>3,57<br>35 | 4,5<br>1,70<br>3,99<br>67 | 4,7<br>1,68<br>4,23<br>81 | 3,2<br>1,79<br>2,89<br>24 | 2,9<br>2,02<br>2,53<br>14 | 2,7<br>1,99<br>2,41<br>12 | 3,1<br>2,06<br>2,74<br>18 | 5,7<br>1,71<br>5,09<br>138 | 5,8<br>1,94<br>5,19<br>127 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,6<br>2,25<br>4,92<br>94 | 4,7<br>2,44<br>4,19<br>55 | 4,7<br>2,50<br>4,17<br>53 | 5,2<br>2,50<br>4,59<br>70 | 5,7<br>1,77<br>5,04<br>129 | 6,0<br>1,72<br>5,33<br>157 | 4,2<br>1,92<br>3,70<br>47 | 3,7<br>2,17<br>3,25<br>28 | 3,5<br>2,14<br>3,10<br>24 | 4,0<br>2,22<br>3,52<br>35 | 7,2<br>1,74<br>6,39<br>267 | 7,3<br>1,97<br>6,51<br>247 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,9<br>2,49<br>6,13<br>168 | 5,9<br>2,76<br>5,26<br>99 | 5,9<br>2,84<br>5,24<br>96 | 6,5<br>2,84<br>5,76<br>128 | 7,0<br>1,88<br>6,18<br>222 | 7,3<br>1,82<br>6,50<br>268 | 5,2<br>2,17<br>4,65<br>82 | 4,6<br>2,46<br>4,08<br>50 | 4,4<br>2,43<br>3,89<br>44 | 5,0<br>2,51<br>4,41<br>62 | 8,7<br>1,79<br>7,73<br>457 | 8,9<br>2,05<br>7,90<br>424 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 8,5<br>2,49<br>7,58<br>318 | 7,4<br>2,71<br>6,58<br>196 | 7,4<br>2,79<br>6,55<br>190 | 8,1<br>2,79<br>7,20<br>252 | 8,4<br>1,92<br>7,48<br>384 | 8,8<br>1,87<br>7,81<br>450 | 6,6<br>2,14<br>5,80<br>161 | 5,7<br>2,42<br>5,10<br>99 | 5,5<br>2,39<br>4,86<br>86 | 6,2<br>2,47<br>5,52<br>124 | 10,3<br>1,86<br>9,16<br>733 | 10,6<br>2,12<br>9,40<br>693 |

back to top

## 3. Resource Grids

3.1 Resource grid 1

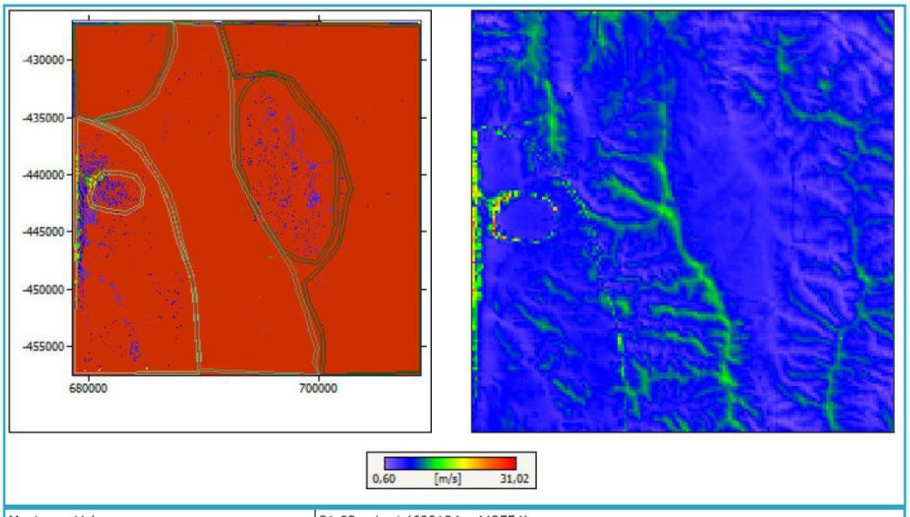
### 3.1 Resource grid: 'Resource grid 1'

#### Grid Setup

| | |
|---|---|
| Structure: | 150 columns and 150 rows at 200 resolution gives 22500 calculation sites. |
| Boundary: | (678684, -456854) to (708684, -426854) |
| Nodes: | (678784, -456754) to (708584, -426954) |
| Height a.g.l.: | 65m |
| Wind turbine generator: | 'GW 70/1500' from file '2013\Desktop\Simulacion Villonaco, datos 2013-2014\GW 70_1500.wtg ' |

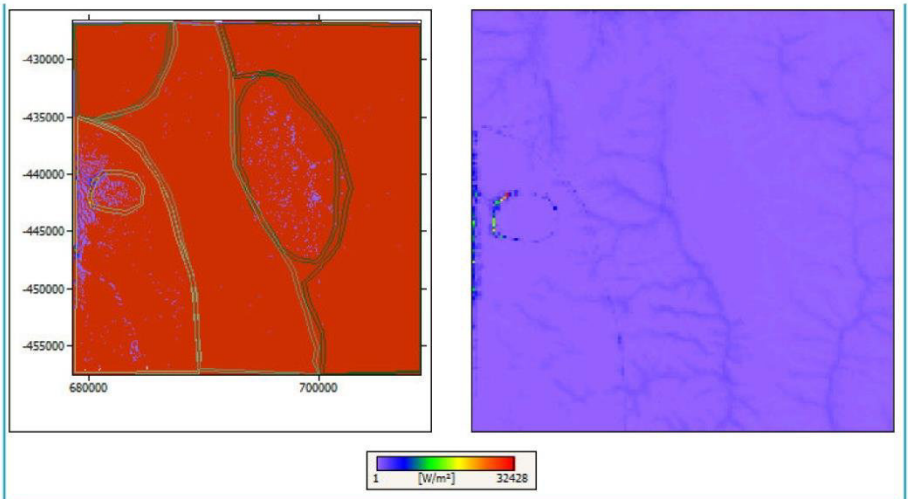
#### Results

Mean Speed [m/s]



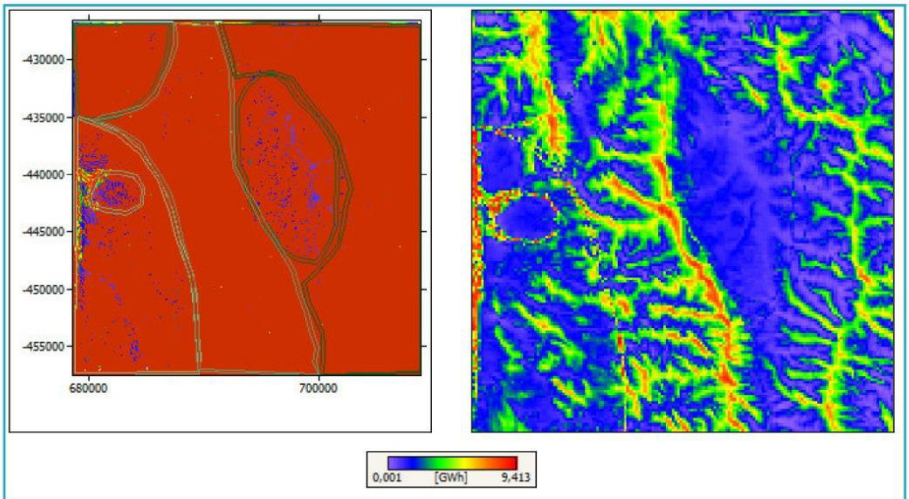

| | |
|---|---|
| Maximum Value: | 31,02 m/s at (680184, -442554) |
| Minimum Value: | 0,60 m/s at (679784, -427554) |
| Mean Value: | 6,13 m/s |

Power Density [W/m²]




| | |
|---|---|
| Maximum Value: | 32428 W/m² at (681184, -439954) |
| Minimum Value: | 1 W/m² at (679784, -427554) |
| Mean Value: | 283 W/m² |

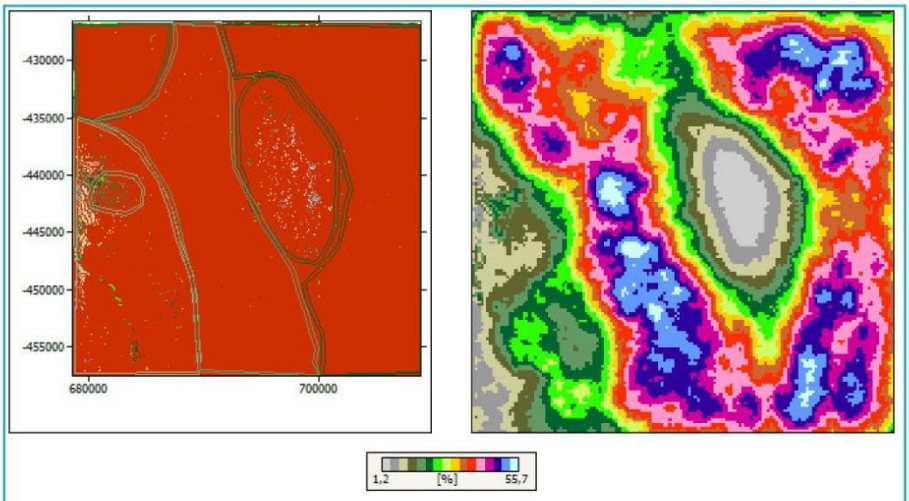
AEP [GWh]




| | |
|---|---|
| Maximum Value: | 9,413 GWh at (689184, -450154) |
| Minimum Value: | 0,001 GWh at (679384, -427554) |

| | |
|---|---|
| Mean Value: | 2,646 GWh |

RIX [%]



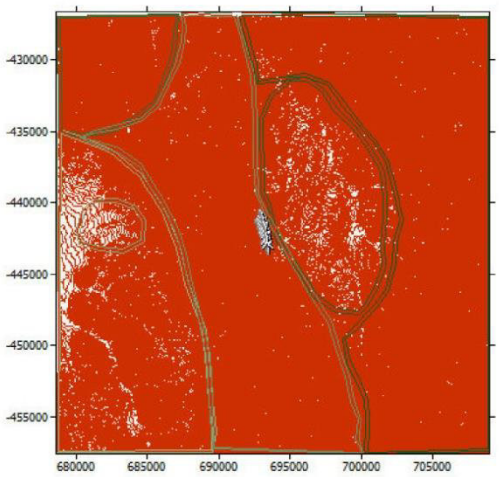

| | |
|---|---|
| Maximum Value: | 55,7% at (688184, -439754) |
| Minimum Value: | 1,2% at (697984, -440154) |
| Mean Value: | 31,0% |

back to top

# 4. Wind Farms

## 4.1 Wind farm: 'Turbine cluster 1'

The wind farm lies in a map called mapa.




Summary results

| Parameter | Total | Average | Minimum | Maximum |
|---|---|---|---|---|
| Net AEP [GWh] | 80,452 | 7,314 | 6,685 | 7,703 |
| Gross AEP [GWh] | 81,467 | 7,406 | 6,757 | 7,853 |
| Wake loss [%] | 1,25 | - | - | - |

Site results

| Site | Location [m] | Turbine | Elevation [m] a.s.l. | Height [m] a.g.l. | Net AEP [GWh] | Wake loss [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador_1 | (693023,8, -441604,4) | GW 70/1500 | 2647,42 | 65 | 7,656 | 0,26 |
| Aerogenerador_2 | (693147,6, -441743,0) | GW 70/1500 | 2628,197 | 65 | 7,451 | 0,76 |
| Aerogenerador_3 | (693174,8, -441860,5) | GW 70/1500 | 2638,888 | 65 | 7,619 | 1,68 |
| Aerogenerador_4 | (693183,1, -442089,2) | GW 70/1500 | 2647,738 | 65 | 7,703 | 1,92 |
| Aerogenerador_5 | (693286,7, -442179,8) | GW 70/1500 | 2650 | 65 | 7,507 | 1,03 |
| Aerogenerador_6 | (693302,4, -442393,0) | GW 70/1500 | 2640,747 | 65 | 7,590 | 1,62 |
| Aerogenerador_7 | (693349,8, -442579,9) | GW 70/1500 | 2627,094 | 65 | 7,175 | 1,51 |
| Aerogenerador_8 | (693459,8, -442783,8) | GW 70/1500 | 2601,028 | 65 | 6,989 | 0,63 |
| Aerogenerador_9 | (693456,9, -443119,2) | GW 70/1500 | 2591,22 | 65 | 6,897 | 1,53 |
| Aerogenerador_10 | (693495,8, -443259,1) | GW 70/1500 | 2590,682 | 65 | 7,180 | 1,65 |
| Aerogenerador_11 | (693530,2, -443520,4) | GW 70/1500 | 2572,475 | 65 | 6,685 | 1,06 |

Site wind climates

| Site | Location [m] | H [m] | A [m/s] | k | U [m/s] | E [W/m²] | RIX [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador_1 | (693023,8, -441604,4) | 65 | 12,4 | 2,54 | 11,04 | 968 | 22,6 |
| Aerogenerador_2 | (693147,6, -441743,0) | 65 | 12,2 | 2,53 | 10,85 | 923 | 22,4 |
| Aerogenerador_3 | (693174,8, -441860,5) | 65 | 12,6 | 2,51 | 11,17 | 1013 | 23,3 |
| Aerogenerador_4 | (693183,1, -442089,2) | 65 | 12,7 | 2,55 | 11,27 | 1027 | 26,2 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador_5 | (693286,7, -442179,8) | 65 | 12,3 | 2,54 | 10,95 | 946 | 26,5 |
| Aerogenerador_6 | (693302,4, -442393,0) | 65 | 12,6 | 2,51 | 11,15 | 1007 | 27,2 |
| Aerogenerador_7 | (693349,8, -442579,9) | 65 | 12,0 | 2,45 | 10,69 | 902 | 28,8 |
| Aerogenerador_8 | (693459,8, -442783,8) | 65 | 11,8 | 2,39 | 10,44 | 857 | 27,6 |
| Aerogenerador_9 | (693456,9, -443119,2) | 65 | 11,8 | 2,36 | 10,45 | 868 | 27,9 |
| Aerogenerador_10 | (693495,8, -443259,1) | 65 | 12,1 | 2,40 | 10,75 | 933 | 28,1 |
| Aerogenerador_11 | (693530,2, -443520,4) | 65 | 11,5 | 2,26 | 10,21 | 839 | 27,0 |

**Simulación con rugosidad de 0.0001 y densidad de 0.923 kg/m$^3$**



# WAsP project report for 'Rugosidad de 0.0001 todo agua'

Produced on 22/03/2014 at 20:47:56 by licenced user: Julio using WAsP version: 11.00.0214.

## Report Contents

1. Project Parameters
2. Wind Atlas
3. Wind Farm

back to top

## 1. Project Parameters

Here is a list of all the parameters with non-default values:

- Air density: 0,923 (default is 1,225)

back to top

## 2. Wind atlas 'GWC 1'

### Reference conditions

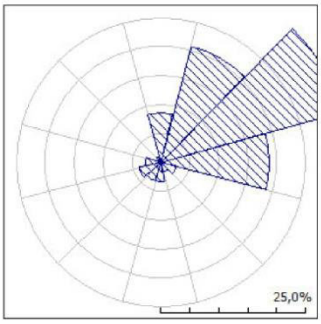
The wind atlas contains data for 5 reference roughness lengths (0,000 m, 0,030 m, 0,100 m, 0,400 m, 1,500 m) and 5 reference heights (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) above ground level. The roses of Weibull parameters have 12 sectors each.

### Regional wind climate summary

| Height | Parameter | 0,00 m | 0,03 m | 0,10 m | 0,40 m | 1,50 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 6,52<br>2,06<br>5,78<br>166 | 4,73<br>1,85<br>4,20<br>71 | 4,12<br>1,83<br>3,66<br>47 | 3,24<br>1,83<br>2,88<br>23 | 2,16<br>1,83<br>1,92<br>7 |
| 25,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 7,14<br>2,10<br>6,33<br>213 | 5,66<br>1,97<br>5,02<br>113 | 5,08<br>1,94<br>4,51<br>83 | 4,27<br>1,93<br>3,79<br>50 | 3,28<br>1,91<br>2,91<br>23 |
| 50,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 7,68<br>2,16<br>6,80<br>258 | 6,54<br>2,16<br>5,79<br>159 | 5,95<br>2,10<br>5,27<br>123 | 5,16<br>2,07<br>4,57<br>82 | 4,20<br>2,03<br>3,72<br>45 |
| 100,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 8,31<br>2,14<br>7,36<br>330 | 7,69<br>2,35<br>6,81<br>241 | 7,05<br>2,32<br>6,24<br>187 | 6,22<br>2,31<br>5,51<br>130 | 5,25<br>2,24<br>4,65<br>80 |
| 200,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,10<br>2,11<br>8,06<br>439 | 9,26<br>2,37<br>8,20<br>418 | 8,48<br>2,34<br>7,51<br>324 | 7,53<br>2,33<br>6,67<br>229 | 6,49<br>2,29<br>5,75<br>148 |

### Detailed descriptions

Wind rose for roughness length 0.00 m



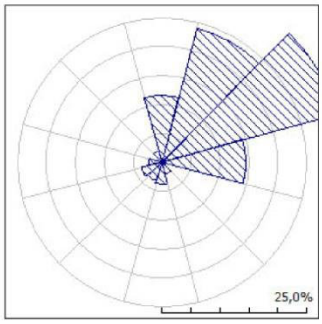

Sector frequencies for roughness length 0,00 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 8,6 | 20,6 | 32,5 | 18,7 | 2,8 | 1,7 | 3,4 | 3,4 | 3,9 | 2,7 | 0,8 | 1,0 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,00 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 8,4 | 6,5 | 6,0 | 6,4 | 6,2 | 6,9 | 7,2 | 5,4 | 4,9 | 5,3 | 6,4 | 18,0 |
| | k | 2,37 | 2,60 | 2,70 | 2,61 | 2,35 | 1,89 | 2,04 | 2,11 | 2,34 | 2,29 | 1,90 | 3,13 |
| | U | 7,47 | 5,79 | 5,34 | 5,72 | 5,51 | 6,14 | 6,35 | 4,74 | 4,31 | 4,72 | 5,65 | 16,12 |
| | E | 316 | 138 | 105 | 132 | 128 | 216 | 221 | 89 | 61 | 82 | 168 | 2654 |
| 25,0 m | A | 9,2 | 7,1 | 6,6 | 7,0 | 6,8 | 7,6 | 7,8 | 5,9 | 5,3 | 5,8 | 7,0 | 19,6 |
| | k | 2,44 | 2,68 | 2,78 | 2,69 | 2,42 | 1,95 | 2,11 | 2,18 | 2,42 | 2,37 | 1,96 | 3,15 |
| | U | 8,18 | 6,35 | 5,85 | 6,27 | 6,04 | 6,72 | 6,95 | 5,19 | 4,72 | 5,17 | 6,18 | 17,51 |
| | E | 405 | 177 | 136 | 170 | 164 | 274 | 281 | 114 | 79 | 105 | 213 | 3390 |
| 50,0 m | A | 9,9 | 7,7 | 7,1 | 7,6 | 7,3 | 8,2 | 8,4 | 6,3 | 5,7 | 6,3 | 7,5 | 20,7 |
| | k | 2,51 | 2,76 | 2,86 | 2,77 | 2,49 | 2,01 | 2,17 | 2,24 | 2,49 | 2,44 | 2,01 | 3,17 |
| | U | 8,79 | 6,82 | 6,29 | 6,73 | 6,49 | 7,22 | 7,47 | 5,58 | 5,08 | 5,56 | 6,65 | 18,57 |
| | E | 493 | 216 | 166 | 207 | 200 | 331 | 341 | 138 | 96 | 128 | 258 | 4030 |
| 100,0 m | A | 10,7 | 8,3 | 7,7 | 8,2 | 7,9 | 8,8 | 9,1 | 6,8 | 6,2 | 6,8 | 8,1 | 22,0 |
| | k | 2,45 | 2,68 | 2,78 | 2,69 | 2,42 | 1,95 | 2,10 | 2,18 | 2,42 | 2,37 | 1,96 | 3,18 |
| | U | 9,53 | 7,39 | 6,81 | 7,29 | 7,03 | 7,82 | 8,10 | 6,04 | 5,51 | 6,03 | 7,21 | 19,66 |
| | E | 639 | 280 | 214 | 268 | 259 | 433 | 447 | 179 | 125 | 166 | 338 | 4776 |
| 200,0 m | A | 11,8 | 9,1 | 8,4 | 9,0 | 8,7 | 9,7 | 10,1 | 7,5 | 6,8 | 7,5 | 8,9 | 23,3 |
| | k | 2,35 | 2,58 | 2,68 | 2,59 | 2,33 | 1,88 | 2,01 | 2,10 | 2,31 | 2,26 | 1,87 | 3,15 |
| | U | 10,43 | 8,09 | 7,46 | 7,99 | 7,70 | 8,57 | 8,92 | 6,62 | 6,07 | 6,64 | 7,94 | 20,81 |
| | E | 866 | 377 | 289 | 362 | 351 | 593 | 622 | 244 | 173 | 230 | 473 | 5693 |

Wind rose for roughness length 0,03 m



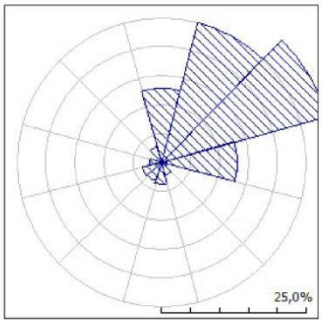

Sector frequencies for roughness length 0,03 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 11,7 | 23,8 | 31,3 | 14,5 | 0,8 | 2,1 | 3,7 | 3,3 | 3,8 | 2,2 | 0,5 | 2,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,03 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 5,6 | 4,6 | 4,4 | 4,8 | 4,2 | 5,1 | 5,0 | 3,6 | 3,6 | 4,0 | 6,5 | 9,3 |
| | k | 2,13 | 2,29 | 2,36 | 2,32 | 1,58 | 1,69 | 1,71 | 2,15 | 1,99 | 2,03 | 1,47 | 1,65 |
| | U | 4,92 | 4,08 | 3,91 | 4,29 | 3,75 | 4,52 | 4,42 | 3,23 | 3,18 | 3,58 | 5,85 | 8,35 |
| | E | 99 | 53 | 46 | 61 | 61 | 99 | 91 | 28 | 28 | 40 | 260 | 638 |
| 25,0 m | A | 6,6 | 5,5 | 5,3 | 5,8 | 5,0 | 6,1 | 6,0 | 4,4 | 4,3 | 4,8 | 7,6 | 10,9 |
| | k | 2,30 | 2,47 | 2,54 | 2,50 | 1,70 | 1,82 | 1,84 | 2,32 | 2,15 | 2,19 | 1,51 | 1,67 |
| | U | 5,89 | 4,88 | 4,68 | 5,13 | 4,48 | 5,41 | 5,29 | 3,86 | 3,81 | 4,28 | 6,85 | 9,70 |
| | E | 158 | 85 | 74 | 98 | 95 | 154 | 142 | 44 | 45 | 64 | 400 | 989 |
| 50,0 m | A | 7,7 | 6,3 | 6,1 | 6,7 | 5,8 | 7,1 | 6,9 | 5,0 | 5,0 | 5,6 | 8,6 | 12,1 |
| | k | 2,58 | 2,77 | 2,85 | 2,80 | 1,90 | 2,04 | 2,06 | 2,60 | 2,42 | 2,46 | 1,58 | 1,70 |
| | U | 6,80 | 5,64 | 5,41 | 5,93 | 5,18 | 6,25 | 6,11 | 4,46 | 4,40 | 4,95 | 7,69 | 10,78 |
| | E | 224 | 122 | 105 | 140 | 129 | 211 | 195 | 63 | 64 | 90 | 530 | 1322 |
| 100,0 m | A | 9,0 | 7,5 | 7,1 | 7,8 | 6,9 | 8,3 | 8,2 | 5,9 | 5,9 | 6,6 | 9,7 | 13,4 |
| | k | 2,76 | 2,97 | 3,06 | 3,01 | 2,04 | 2,19 | 2,21 | 2,79 | 2,58 | 2,62 | 1,69 | 1,76 |
| | U | 8,02 | 6,66 | 6,37 | 6,99 | 6,11 | 7,37 | 7,23 | 5,27 | 5,21 | 5,86 | 8,67 | 11,92 |
| | E | 351 | 192 | 166 | 221 | 197 | 325 | 305 | 99 | 101 | 142 | 694 | 1718 |
| 200,0 m | A | 10,9 | 9,0 | 8,6 | 9,5 | 8,3 | 10,0 | 10,0 | 7,1 | 7,2 | 8,1 | 11,1 | 14,8 |
| | k | 2,66 | 2,87 | 2,95 | 2,90 | 1,96 | 2,10 | 2,12 | 2,69 | 2,48 | 2,51 | 1,65 | 1,77 |
| | U | 9,68 | 8,03 | 7,69 | 8,44 | 7,37 | 8,89 | 8,86 | 6,35 | 6,38 | 7,18 | 9,90 | 13,21 |
| | E | 632 | 345 | 298 | 397 | 359 | 591 | 579 | 178 | 190 | 268 | 1066 | 2327 |

Wind rose for roughness length 0,10 m



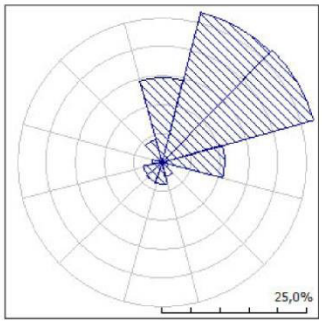

Sector frequencies for roughness length 0,10 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 12,9 | 25,0 | 29,6 | 13,0 | 0,9 | 2,2 | 3,7 | 3,4 | 3,6 | 2,0 | 0,6 | 3,0 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,10 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 4,7 | 4,0 | 3,9 | 4,2 | 3,8 | 4,4 | 4,2 | 3,2 | 3,2 | 3,5 | 6,3 | 6,8 |
| | k | 2,09 | 2,26 | 2,32 | 2,35 | 1,58 | 1,69 | 1,64 | 2,15 | 2,04 | 1,96 | 1,38 | 1,46 |
| | U | 4,15 | 3,52 | 3,43 | 3,76 | 3,39 | 3,95 | 3,73 | 2,83 | 2,83 | 3,15 | 5,74 | 6,15 |
| | E | 61 | 34 | 31 | 41 | 45 | 66 | 58 | 19 | 20 | 28 | 271 | 306 |
| 25,0 m | A | 5,8 | 4,9 | 4,8 | 5,2 | 4,7 | 5,5 | 5,2 | 3,9 | 3,9 | 4,4 | 7,6 | 8,2 |
| | k | 2,24 | 2,42 | 2,49 | 2,51 | 1,69 | 1,81 | 1,76 | 2,31 | 2,19 | 2,10 | 1,40 | 1,47 |
| | U | 5,12 | 4,34 | 4,23 | 4,64 | 4,19 | 4,88 | 4,60 | 3,50 | 3,49 | 3,88 | 6,92 | 7,42 |
| | E | 107 | 61 | 55 | 72 | 78 | 114 | 99 | 33 | 34 | 49 | 465 | 525 |
| 50,0 m | A | 6,8 | 5,7 | 5,6 | 6,1 | 5,5 | 6,4 | 6,1 | 4,6 | 4,6 | 5,1 | 8,6 | 9,3 |
| | k | 2,47 | 2,67 | 2,75 | 2,78 | 1,87 | 2,00 | 1,94 | 2,55 | 2,42 | 2,32 | 1,43 | 1,51 |
| | U | 6,01 | 5,09 | 4,96 | 5,44 | 4,91 | 5,71 | 5,40 | 4,10 | 4,09 | 4,55 | 7,85 | 8,41 |
| | E | 159 | 92 | 83 | 109 | 112 | 164 | 143 | 49 | 51 | 73 | 655 | 741 |
| 100,0 m | A | 8,0 | 6,8 | 6,6 | 7,2 | 6,6 | 7,7 | 7,3 | 5,5 | 5,5 | 6,1 | 9,8 | 10,5 |
| | k | 2,73 | 2,95 | 3,03 | 3,06 | 2,06 | 2,21 | 2,13 | 2,81 | 2,67 | 2,55 | 1,48 | 1,56 |
| | U | 7,13 | 6,04 | 5,89 | 6,46 | 5,82 | 6,78 | 6,43 | 4,86 | 4,88 | 5,42 | 8,85 | 9,47 |
| | E | 248 | 144 | 132 | 172 | 169 | 251 | 220 | 77 | 81 | 114 | 885 | 1005 |
| 200,0 m | A | 9,7 | 8,2 | 8,0 | 8,7 | 7,9 | 9,2 | 8,9 | 6,6 | 6,7 | 7,5 | 11,1 | 11,9 |
| | k | 2,63 | 2,85 | 2,92 | 2,96 | 1,98 | 2,13 | 2,05 | 2,71 | 2,56 | 2,45 | 1,50 | 1,58 |
| | U | 8,60 | 7,29 | 7,11 | 7,79 | 7,02 | 8,18 | 7,85 | 5,87 | 5,96 | 6,62 | 9,98 | 10,65 |
| | E | 447 | 259 | 236 | 308 | 308 | 454 | 417 | 139 | 151 | 215 | 1248 | 1413 |

Wind rose for roughness length 0,40 m



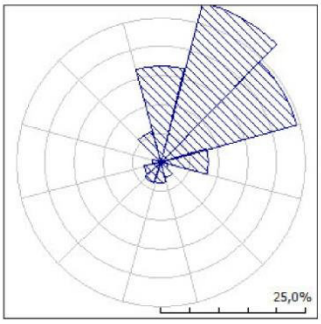

Sector frequencies for roughness length 0,40 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 14,6 | 26,7 | 27,2 | 10,9 | 1,1 | 2,5 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 1,8 | 0,6 | 4,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,40 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 3,5<br>2,05<br>3,14<br>27 | 3,1<br>2,26<br>2,74<br>16 | 3,1<br>2,32<br>2,73<br>16 | 3,4<br>2,37<br>2,99<br>20 | 3,0<br>1,54<br>2,74<br>25 | 3,5<br>1,72<br>3,12<br>32 | 3,1<br>1,59<br>2,81<br>26 | 2,5<br>2,05<br>2,21<br>9 | 2,5<br>1,96<br>2,24<br>10 | 2,9<br>1,94<br>2,53<br>15 | 6,1<br>1,62<br>5,46<br>183 | 4,9<br>1,51<br>4,40<br>106 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 4,7<br>2,18<br>4,14<br>58 | 4,1<br>2,39<br>3,61<br>35 | 4,1<br>2,46<br>3,60<br>34 | 4,4<br>2,51<br>3,93<br>44 | 4,0<br>1,63<br>3,61<br>52 | 4,6<br>1,82<br>4,11<br>68 | 4,1<br>1,68<br>3,70<br>54 | 3,3<br>2,18<br>2,91<br>20 | 3,3<br>2,07<br>2,95<br>22 | 3,8<br>2,05<br>3,34<br>32 | 7,9<br>1,64<br>7,05<br>388 | 6,3<br>1,53<br>5,68<br>224 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,6<br>2,37<br>5,00<br>95 | 4,9<br>2,60<br>4,37<br>59 | 4,9<br>2,68<br>4,35<br>57 | 5,3<br>2,74<br>4,75<br>73 | 4,9<br>1,78<br>4,36<br>83 | 5,6<br>1,98<br>4,96<br>109 | 5,0<br>1,83<br>4,48<br>87 | 4,0<br>2,37<br>3,52<br>33 | 4,0<br>2,26<br>3,57<br>36 | 4,6<br>2,24<br>4,03<br>52 | 9,3<br>1,67<br>8,27<br>614 | 7,5<br>1,57<br>6,70<br>353 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,8<br>2,69<br>6,04<br>152 | 5,9<br>2,96<br>5,27<br>96 | 5,9<br>3,04<br>5,25<br>93 | 6,4<br>3,11<br>5,74<br>120 | 5,9<br>2,01<br>5,26<br>128 | 6,8<br>2,25<br>6,00<br>171 | 6,1<br>2,07<br>5,42<br>136 | 4,8<br>2,69<br>4,25<br>53 | 4,9<br>2,56<br>4,32<br>58 | 5,5<br>2,53<br>4,89<br>84 | 10,7<br>1,71<br>9,55<br>914 | 8,7<br>1,64<br>7,79<br>522 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 8,3<br>2,60<br>7,34<br>280 | 7,2<br>2,85<br>6,40<br>175 | 7,2<br>2,94<br>6,38<br>170 | 7,8<br>3,00<br>6,97<br>220 | 7,2<br>1,95<br>6,39<br>237 | 8,2<br>2,17<br>7,28<br>315 | 7,5<br>1,99<br>6,66<br>262 | 5,8<br>2,60<br>5,16<br>97 | 6,0<br>2,46<br>5,31<br>110 | 6,8<br>2,44<br>6,00<br>160 | 12,3<br>1,75<br>10,92<br>1327 | 10,1<br>1,67<br>9,01<br>792 |

Wind rose for roughness length 1,50 m




Sector frequencies for roughness length 1,50 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 16,7 | 28,6 | 24,3 | 8,3 | 1,3 | 2,8 | 3,6 | 3,7 | 3,1 | 1,4 | 0,7 | 5,5 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 1,50 m

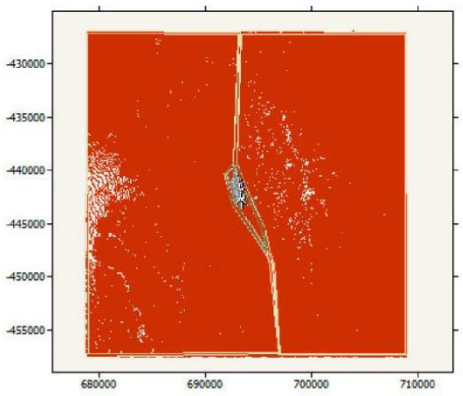
| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 2,3<br>2,03<br>2,02<br>7 | 2,0<br>2,20<br>1,80<br>5 | 2,1<br>2,31<br>1,85<br>5 | 2,3<br>2,37<br>2,02<br>6 | 2,1<br>1,55<br>1,88<br>8 | 2,3<br>1,72<br>2,09<br>10 | 2,0<br>1,53<br>1,78<br>7 | 1,6<br>1,98<br>1,46<br>3 | 1,7<br>1,90<br>1,52<br>3 | 2,0<br>1,87<br>1,75<br>5 | 4,8<br>2,01<br>4,24<br>67 | 3,0<br>1,58<br>2,71<br>23 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 3,5<br>2,14<br>3,06<br>24 | 3,1<br>2,31<br>2,73<br>16 | 3,2<br>2,43<br>2,81<br>16 | 3,4<br>2,50<br>3,05<br>21 | 3,2<br>1,63<br>2,85<br>26 | 3,6<br>1,81<br>3,16<br>31 | 3,0<br>1,61<br>2,69<br>22 | 2,5<br>2,08<br>2,21<br>9 | 2,6<br>2,00<br>2,30<br>11 | 3,0<br>1,97<br>2,65<br>17 | 7,1<br>2,03<br>6,31<br>218 | 4,5<br>1,62<br>4,05<br>75 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 4,4<br>2,30<br>3,93<br>47 | 3,9<br>2,49<br>3,50<br>31 | 4,1<br>2,61<br>3,60<br>33 | 4,4<br>2,68<br>3,92<br>42 | 4,1<br>1,76<br>3,66<br>50 | 4,6<br>1,94<br>4,06<br>61 | 3,9<br>1,73<br>3,45<br>43 | 3,2<br>2,24<br>2,83<br>18 | 3,3<br>2,15<br>2,95<br>21 | 3,8<br>2,12<br>3,40<br>33 | 8,9<br>2,06<br>7,89<br>422 | 5,7<br>1,67<br>5,11<br>144 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,5<br>2,60<br>4,92<br>84 | 4,9<br>2,80<br>4,39<br>57 | 5,1<br>2,94<br>4,51<br>60 | 5,5<br>3,02<br>4,91<br>76 | 5,2<br>1,97<br>4,58<br>86 | 5,7<br>2,19<br>5,08<br>106 | 4,9<br>1,96<br>4,34<br>73 | 4,0<br>2,52<br>3,55<br>32 | 4,2<br>2,44<br>3,71<br>38 | 4,8<br>2,40<br>4,27<br>59 | 10,8<br>2,10<br>9,52<br>726 | 7,0<br>1,77<br>6,25<br>246 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,9<br>2,58<br>6,10<br>161 | 6,1<br>2,79<br>5,43<br>108 | 6,3<br>2,93<br>5,59<br>115 | 6,8<br>3,01<br>6,08<br>145 | 6,4<br>1,97<br>5,68<br>164 | 7,1<br>2,18<br>6,29<br>203 | 6,1<br>1,92<br>5,42<br>146 | 5,0<br>2,51<br>4,40<br>62 | 5,2<br>2,40<br>4,63<br>75 | 6,0<br>2,35<br>5,34<br>116 | 12,7<br>2,17<br>11,23<br>1158 | 8,5<br>1,81<br>7,52<br>415 |

back to top

## 3. Wind Farms

### 3.1 Wind farm: 'Turbine cluster 1'

The wind farm lies in a map called mapa1.




Summary results

| Parameter | Total | Average | Minimum | Maximum |
|---|---|---|---|---|
| Net AEP [GWh] | 83,047 | 7,550 | 6,884 | 7,995 |
| Gross AEP [GWh] | 84,097 | 7,645 | 6,909 | 8,077 |
| Wake loss [%] | 1,25 | - | - | - |

Site results

| Site | Location [m] | Turbine | Elevation [m] a.s.l. | Height [m] a.g.l. | Net AEP [GWh] | Wake loss [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | GW 70/1500 | 2647,42 | 65 | 6,884 | 0,36 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | GW 70/1500 | 2628,197 | 65 | 7,058 | 0,87 |
| Aerogenerador 3 | (693174,8, -441860,5) | GW 70/1500 | 2638,888 | 65 | 7,241 | 1,82 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | GW 70/1500 | 2647,738 | 65 | 7,431 | 2,04 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | GW 70/1500 | 2650 | 65 | 7,643 | 1,11 |
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | GW 70/1500 | 2640,747 | 65 | 7,783 | 1,48 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | GW 70/1500 | 2627,203 | 65 | 7,753 | 1,39 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | GW 70/1500 | 2601,028 | 65 | 7,672 | 0,75 |
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | GW 70/1500 | 2591,222 | 65 | 7,659 | 1,33 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | GW 70/1500 | 2590,682 | 65 | 7,928 | 1,48 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | GW 70/1500 | 2572,475 | 65 | 7,995 | 1,01 |

Site wind climates

| Site | Location [m] | H [m] | A [m/s] | k | U [m/s] | E [W/m²] | RIX [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | 65 | 11,5 | 2,44 | 10,21 | 789 | 24,1 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | 65 | 11,7 | 2,48 | 10,41 | 826 | 23,6 |
| Aerogenerador 3 | (693174,8, -441860,5) | 65 | 12,1 | 2,49 | 10,71 | 897 | 24,6 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | 65 | 12,3 | 2,50 | 10,96 | 958 | 27,8 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | 65 | 12,6 | 2,48 | 11,15 | 1015 | 27,6 |
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | 65 | 12,9 | 2,47 | 11,42 | 1092 | 28,4 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | 65 | 12,8 | 2,48 | 11,35 | 1071 | 29,1 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | 65 | 12,7 | 2,44 | 11,23 | 1048 | 28,6 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | 65 | 12,7 | 2,45 | 11,26 | 1055 | 29,3 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | 65 | 13,1 | 2,47 | 11,63 | 1155 | 29,5 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | 65 | 13,2 | 2,46 | 11,72 | 1188 | 29,1 |

**Simulación con rugosidad de 0.0001 y densidad de 1.225 kg/m$^3$**



# WAsP project report for 'Rugosidad de 0.0001 todo agua'

Produced on 22/03/2014 at 20:49:22 by licenced user: Julio using WAsP version: 11.00.0214.

## Report Contents

1. Project Parameters
2. Wind Atlas
3. Wind Farm

back to top

## 1. Project Parameters

All of the parameters in the project are default values.

back to top

## 2. Wind atlas 'GWC 1'

### Reference conditions

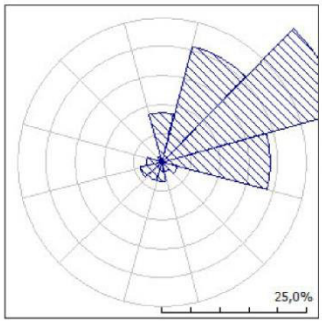
The wind atlas contains data for 5 reference roughness lengths (0,000 m, 0,030 m, 0,100 m, 0,400 m, 1,500 m) and 5 reference heights (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) above ground level. The roses of Weibull parameters have 12 sectors each.

### Regional wind climate summary

| Height | Parameter | 0,00 m | 0,03 m | 0,10 m | 0,40 m | 1,50 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | Weibull A [m/s] | 6,52 | 4,73 | 4,12 | 3,24 | 2,16 |
| | Weibull k | 2,06 | 1,85 | 1,83 | 1,83 | 1,83 |
| | Mean speed U [m/s] | 5,78 | 4,20 | 3,66 | 2,88 | 1,92 |
| | Power density E [W/m²] | 220 | 94 | 63 | 31 | 9 |
| 25,0 m | Weibull A [m/s] | 7,14 | 5,66 | 5,08 | 4,27 | 3,28 |
| | Weibull k | 2,10 | 1,97 | 1,94 | 1,93 | 1,91 |
| | Mean speed U [m/s] | 6,33 | 5,02 | 4,51 | 3,79 | 2,91 |
| | Power density E [W/m²] | 282 | 150 | 111 | 66 | 30 |
| 50,0 m | Weibull A [m/s] | 7,68 | 6,54 | 5,95 | 5,16 | 4,20 |
| | Weibull k | 2,16 | 2,16 | 2,10 | 2,07 | 2,03 |
| | Mean speed U [m/s] | 6,80 | 5,79 | 5,27 | 4,57 | 3,72 |
| | Power density E [W/m²] | 342 | 211 | 163 | 108 | 60 |
| 100,0 m | Weibull A [m/s] | 8,31 | 7,69 | 7,05 | 6,22 | 5,25 |
| | Weibull k | 2,14 | 2,35 | 2,32 | 2,31 | 2,24 |
| | Mean speed U [m/s] | 7,36 | 6,81 | 6,24 | 5,51 | 4,65 |
| | Power density E [W/m²] | 438 | 320 | 249 | 172 | 106 |
| 200,0 m | Weibull A [m/s] | 9,10 | 9,26 | 8,48 | 7,53 | 6,49 |
| | Weibull k | 2,11 | 2,37 | 2,34 | 2,33 | 2,29 |
| | Mean speed U [m/s] | 8,06 | 8,20 | 7,51 | 6,67 | 5,75 |
| | Power density E [W/m²] | 582 | 555 | 430 | 304 | 197 |

### Detailed descriptions

Wind rose for roughness length 0,00 m



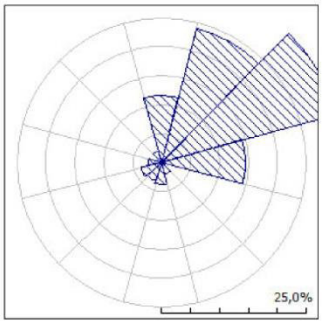

Sector frequencies for roughness length 0,00 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 8,6 | 20,6 | 32,5 | 18,7 | 2,8 | 1,7 | 3,4 | 3,4 | 3,9 | 2,7 | 0,8 | 1,0 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,00 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 8,4 | 6,5 | 6,0 | 6,4 | 6,2 | 6,9 | 7,2 | 5,4 | 4,9 | 5,3 | 6,4 | 18,0 |
| | k | 2,37 | 2,60 | 2,70 | 2,61 | 2,35 | 1,89 | 2,04 | 2,11 | 2,34 | 2,29 | 1,90 | 3,13 |
| | U | 7,47 | 5,79 | 5,34 | 5,72 | 5,51 | 6,14 | 6,35 | 4,74 | 4,31 | 4,72 | 5,65 | 16,12 |
| | E | 419 | 183 | 140 | 176 | 170 | 287 | 293 | 118 | 81 | 109 | 222 | 3522 |
| 25,0 m | A | 9,2 | 7,1 | 6,6 | 7,0 | 6,8 | 7,6 | 7,8 | 5,9 | 5,3 | 5,8 | 7,0 | 19,6 |
| | k | 2,44 | 2,68 | 2,78 | 2,69 | 2,42 | 1,95 | 2,11 | 2,18 | 2,42 | 2,37 | 1,96 | 3,15 |
| | U | 8,18 | 6,35 | 5,85 | 6,27 | 6,04 | 6,72 | 6,95 | 5,19 | 4,72 | 5,17 | 6,18 | 17,51 |
| | E | 538 | 235 | 180 | 226 | 218 | 364 | 373 | 151 | 105 | 139 | 283 | 4499 |
| 50,0 m | A | 9,9 | 7,7 | 7,1 | 7,6 | 7,3 | 8,2 | 8,4 | 6,3 | 5,7 | 6,3 | 7,5 | 20,7 |
| | k | 2,51 | 2,76 | 2,86 | 2,77 | 2,49 | 2,01 | 2,17 | 2,24 | 2,49 | 2,44 | 2,01 | 3,17 |
| | U | 8,79 | 6,82 | 6,29 | 6,73 | 6,49 | 7,22 | 7,47 | 5,58 | 5,08 | 5,56 | 6,65 | 18,57 |
| | E | 654 | 287 | 220 | 275 | 265 | 440 | 453 | 183 | 127 | 169 | 342 | 5349 |
| 100,0 m | A | 10,7 | 8,3 | 7,7 | 8,2 | 7,9 | 8,8 | 9,1 | 6,8 | 6,2 | 6,8 | 8,1 | 22,0 |
| | k | 2,45 | 2,68 | 2,78 | 2,69 | 2,42 | 1,95 | 2,10 | 2,18 | 2,42 | 2,37 | 1,96 | 3,18 |
| | U | 9,53 | 7,39 | 6,81 | 7,29 | 7,03 | 7,82 | 8,10 | 6,04 | 5,51 | 6,03 | 7,21 | 19,66 |
| | E | 848 | 371 | 284 | 356 | 344 | 575 | 593 | 238 | 166 | 221 | 449 | 6339 |
| 200,0 m | A | 11,8 | 9,1 | 8,4 | 9,0 | 8,7 | 9,7 | 10,1 | 7,5 | 6,8 | 7,5 | 8,9 | 23,3 |
| | k | 2,35 | 2,58 | 2,68 | 2,59 | 2,33 | 1,88 | 2,01 | 2,10 | 2,31 | 2,26 | 1,87 | 3,15 |
| | U | 10,43 | 8,09 | 7,46 | 7,99 | 7,70 | 8,57 | 8,92 | 6,62 | 6,07 | 6,64 | 7,94 | 20,81 |
| | E | 1150 | 501 | 383 | 480 | 466 | 787 | 825 | 324 | 229 | 306 | 628 | 7555 |

Wind rose for roughness length 0,03 m



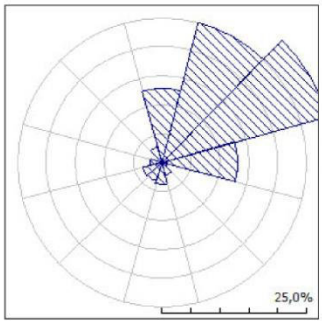

Sector frequencies for roughness length 0,03 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 11,7 | 23,8 | 31,3 | 14,5 | 0,8 | 2,1 | 3,7 | 3,3 | 3,8 | 2,2 | 0,5 | 2,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,03 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 5,6 | 4,6 | 4,4 | 4,8 | 4,2 | 5,1 | 5,0 | 3,6 | 3,6 | 4,0 | 6,5 | 9,3 |
| | k | 2,13 | 2,29 | 2,36 | 2,32 | 1,58 | 1,69 | 1,71 | 2,15 | 1,99 | 2,03 | 1,47 | 1,65 |
| | U | 4,92 | 4,08 | 3,91 | 4,29 | 3,75 | 4,52 | 4,42 | 3,23 | 3,18 | 3,58 | 5,85 | 8,35 |
| | E | 131 | 70 | 60 | 81 | 81 | 131 | 121 | 37 | 38 | 53 | 345 | 847 |
| 25,0 m | A | 6,6 | 5,5 | 5,3 | 5,8 | 5,0 | 6,1 | 6,0 | 4,4 | 4,3 | 4,8 | 7,6 | 10,9 |
| | k | 2,30 | 2,47 | 2,54 | 2,50 | 1,70 | 1,82 | 1,84 | 2,32 | 2,15 | 2,19 | 1,51 | 1,67 |
| | U | 5,89 | 4,88 | 4,68 | 5,13 | 4,48 | 5,41 | 5,29 | 3,86 | 3,81 | 4,28 | 6,85 | 9,70 |
| | E | 210 | 113 | 98 | 130 | 126 | 205 | 189 | 59 | 60 | 85 | 531 | 1312 |
| 50,0 m | A | 7,7 | 6,3 | 6,1 | 6,7 | 5,8 | 7,1 | 6,9 | 5,0 | 5,0 | 5,6 | 8,6 | 12,1 |
| | k | 2,58 | 2,77 | 2,85 | 2,80 | 1,90 | 2,04 | 2,06 | 2,60 | 2,42 | 2,46 | 1,58 | 1,70 |
| | U | 6,80 | 5,64 | 5,41 | 5,93 | 5,18 | 6,25 | 6,11 | 4,46 | 4,40 | 4,95 | 7,69 | 10,78 |
| | E | 297 | 162 | 140 | 186 | 171 | 280 | 259 | 84 | 85 | 119 | 703 | 1755 |
| 100,0 m | A | 9,0 | 7,5 | 7,1 | 7,8 | 6,9 | 8,3 | 8,2 | 5,9 | 5,9 | 6,6 | 9,7 | 13,4 |
| | k | 2,76 | 2,97 | 3,06 | 3,01 | 2,04 | 2,19 | 2,21 | 2,79 | 2,58 | 2,62 | 1,69 | 1,76 |
| | U | 8,02 | 6,66 | 6,37 | 6,99 | 6,11 | 7,37 | 7,23 | 5,27 | 5,21 | 5,86 | 8,67 | 11,92 |
| | E | 466 | 255 | 220 | 293 | 261 | 431 | 404 | 131 | 134 | 188 | 922 | 2281 |
| 200,0 m | A | 10,9 | 9,0 | 8,6 | 9,5 | 8,3 | 10,0 | 10,0 | 7,1 | 7,2 | 8,1 | 11,1 | 14,8 |
| | k | 2,66 | 2,87 | 2,95 | 2,90 | 1,96 | 2,10 | 2,12 | 2,69 | 2,48 | 2,51 | 1,65 | 1,77 |
| | U | 9,68 | 8,03 | 7,69 | 8,44 | 7,37 | 8,89 | 8,86 | 6,35 | 6,38 | 7,18 | 9,90 | 13,21 |
| | E | 839 | 458 | 396 | 527 | 477 | 784 | 768 | 236 | 252 | 356 | 1415 | 3088 |

Wind rose for roughness length 0,10 m



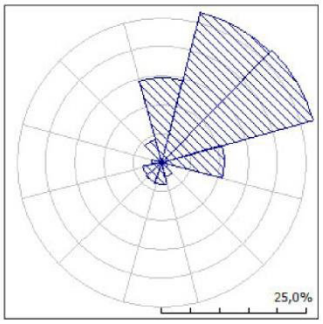

Sector frequencies for roughness length 0,10 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 12,9 | 25,0 | 29,6 | 13,0 | 0,9 | 2,2 | 3,7 | 3,4 | 3,6 | 2,0 | 0,6 | 3,0 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,10 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 4,7 | 4,0 | 3,9 | 4,2 | 3,8 | 4,4 | 4,2 | 3,2 | 3,2 | 3,5 | 6,3 | 6,8 |
| | k | 2,09 | 2,26 | 2,32 | 2,35 | 1,58 | 1,69 | 1,64 | 2,15 | 2,04 | 1,96 | 1,38 | 1,46 |
| | U | 4,15 | 3,52 | 3,43 | 3,76 | 3,39 | 3,95 | 3,73 | 2,83 | 2,83 | 3,15 | 5,74 | 6,15 |
| | E | 80 | 46 | 41 | 54 | 60 | 87 | 76 | 25 | 26 | 37 | 360 | 406 |
| 25,0 m | A | 5,8 | 4,9 | 4,8 | 5,2 | 4,7 | 5,5 | 5,2 | 3,9 | 3,9 | 4,4 | 7,6 | 8,2 |
| | k | 2,24 | 2,42 | 2,49 | 2,51 | 1,69 | 1,81 | 1,76 | 2,31 | 2,19 | 2,10 | 1,40 | 1,47 |
| | U | 5,12 | 4,34 | 4,23 | 4,64 | 4,19 | 4,88 | 4,60 | 3,50 | 3,49 | 3,88 | 6,92 | 7,42 |
| | E | 142 | 81 | 74 | 96 | 104 | 151 | 132 | 44 | 46 | 65 | 617 | 697 |
| 50,0 m | A | 6,8 | 5,7 | 5,6 | 6,1 | 5,5 | 6,4 | 6,1 | 4,6 | 4,6 | 5,1 | 8,6 | 9,3 |
| | k | 2,47 | 2,67 | 2,75 | 2,78 | 1,87 | 2,00 | 1,94 | 2,55 | 2,42 | 2,32 | 1,43 | 1,51 |
| | U | 6,01 | 5,09 | 4,96 | 5,44 | 4,91 | 5,71 | 5,40 | 4,10 | 4,09 | 4,55 | 7,85 | 8,41 |
| | E | 211 | 122 | 111 | 145 | 149 | 218 | 190 | 66 | 68 | 97 | 869 | 984 |
| 100,0 m | A | 8,0 | 6,8 | 6,6 | 7,2 | 6,6 | 7,7 | 7,3 | 5,5 | 5,5 | 6,1 | 9,8 | 10,5 |
| | k | 2,73 | 2,95 | 3,03 | 3,06 | 2,06 | 2,21 | 2,13 | 2,81 | 2,67 | 2,55 | 1,48 | 1,56 |
| | U | 7,13 | 6,04 | 5,89 | 6,46 | 5,82 | 6,78 | 6,43 | 4,86 | 4,88 | 5,42 | 8,85 | 9,47 |
| | E | 330 | 192 | 175 | 229 | 225 | 333 | 293 | 103 | 107 | 152 | 1175 | 1334 |
| 200,0 m | A | 9,7 | 8,2 | 8,0 | 8,7 | 7,9 | 9,2 | 8,9 | 6,6 | 6,7 | 7,5 | 11,1 | 11,9 |
| | k | 2,63 | 2,85 | 2,92 | 2,96 | 1,98 | 2,13 | 2,05 | 2,71 | 2,56 | 2,45 | 1,50 | 1,58 |
| | U | 8,60 | 7,29 | 7,11 | 7,79 | 7,02 | 8,18 | 7,85 | 5,87 | 5,96 | 6,62 | 9,98 | 10,65 |
| | E | 593 | 344 | 313 | 409 | 409 | 603 | 553 | 184 | 201 | 285 | 1657 | 1875 |

Wind rose for roughness length 0,40 m



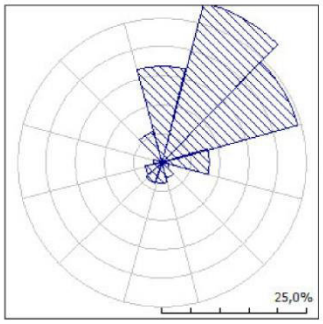

Sector frequencies for roughness length 0,40 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 14,6 | 26,7 | 27,2 | 10,9 | 1,1 | 2,5 | 3,7 | 3,5 | 3,4 | 1,8 | 0,6 | 4,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,40 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 3,5 | 3,1 | 3,1 | 3,4 | 3,0 | 3,5 | 3,1 | 2,5 | 2,5 | 2,9 | 6,1 | 4,9 |
| | k | 2,05 | 2,26 | 2,32 | 2,37 | 1,54 | 1,72 | 1,59 | 2,05 | 1,96 | 1,94 | 1,62 | 1,51 |
| | U | 3,14 | 2,74 | 2,73 | 2,99 | 2,74 | 3,12 | 2,81 | 2,21 | 2,24 | 2,53 | 5,46 | 4,40 |
| | E | 35 | 22 | 21 | 27 | 33 | 42 | 34 | 12 | 13 | 20 | 243 | 141 |
| 25,0 m | A | 4,7 | 4,1 | 4,1 | 4,4 | 4,0 | 4,6 | 4,1 | 3,3 | 3,3 | 3,8 | 7,9 | 6,3 |
| | k | 2,18 | 2,39 | 2,46 | 2,51 | 1,63 | 1,82 | 1,68 | 2,18 | 2,07 | 2,05 | 1,64 | 1,53 |
| | U | 4,14 | 3,61 | 3,60 | 3,93 | 3,61 | 4,11 | 3,70 | 2,91 | 2,95 | 3,34 | 7,05 | 5,68 |
| | E | 76 | 47 | 46 | 59 | 69 | 90 | 72 | 27 | 29 | 42 | 515 | 297 |
| 50,0 m | A | 5,6 | 4,9 | 4,9 | 5,3 | 4,9 | 5,6 | 5,0 | 4,0 | 4,0 | 4,6 | 9,3 | 7,5 |
| | k | 2,37 | 2,60 | 2,68 | 2,74 | 1,78 | 1,98 | 1,83 | 2,37 | 2,26 | 2,24 | 1,67 | 1,57 |
| | U | 5,00 | 4,37 | 4,35 | 4,75 | 4,36 | 4,96 | 4,48 | 3,52 | 3,57 | 4,03 | 8,27 | 6,70 |
| | E | 126 | 78 | 76 | 97 | 110 | 144 | 115 | 44 | 47 | 69 | 815 | 468 |
| 100,0 m | A | 6,8 | 5,9 | 5,9 | 6,4 | 5,9 | 6,8 | 6,1 | 4,8 | 4,9 | 5,5 | 10,7 | 8,7 |
| | k | 2,69 | 2,96 | 3,04 | 3,11 | 2,01 | 2,25 | 2,07 | 2,69 | 2,56 | 2,53 | 1,71 | 1,64 |
| | U | 6,04 | 5,27 | 5,25 | 5,74 | 5,26 | 6,00 | 5,42 | 4,25 | 4,32 | 4,89 | 9,55 | 7,79 |
| | E | 202 | 127 | 124 | 160 | 169 | 226 | 181 | 70 | 77 | 112 | 1213 | 693 |
| 200,0 m | A | 8,3 | 7,2 | 7,2 | 7,8 | 7,2 | 8,2 | 7,5 | 5,8 | 6,0 | 6,8 | 12,3 | 10,1 |
| | k | 2,60 | 2,85 | 2,94 | 3,00 | 1,95 | 2,17 | 1,99 | 2,60 | 2,46 | 2,44 | 1,75 | 1,67 |
| | U | 7,34 | 6,40 | 6,38 | 6,97 | 6,39 | 7,28 | 6,66 | 5,16 | 5,31 | 6,00 | 10,92 | 9,01 |
| | E | 371 | 233 | 226 | 291 | 314 | 418 | 347 | 129 | 146 | 213 | 1761 | 1051 |

Wind rose for roughness length 1,50 m




Sector frequencies for roughness length 1,50 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 16,7 | 28,6 | 24,3 | 8,3 | 1,3 | 2,8 | 3,6 | 3,7 | 3,1 | 1,4 | 0,7 | 5,5 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 1,50 m

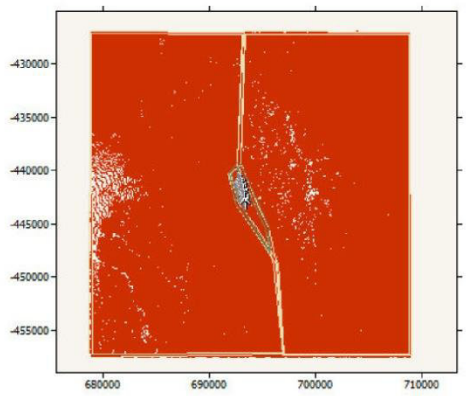
| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 2,3<br>2,03<br>2,02<br>10 | 2,0<br>2,20<br>1,80<br>6 | 2,1<br>2,31<br>1,85<br>7 | 2,3<br>2,37<br>2,02<br>8 | 2,1<br>1,55<br>1,88<br>11 | 2,3<br>1,72<br>2,09<br>13 | 2,0<br>1,53<br>1,78<br>9 | 1,6<br>1,98<br>1,46<br>4 | 1,7<br>1,90<br>1,52<br>4 | 2,0<br>1,87<br>1,75<br>7 | 4,8<br>2,01<br>4,24<br>89 | 3,0<br>1,58<br>2,71<br>31 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 3,5<br>2,14<br>3,06<br>32 | 3,1<br>2,31<br>2,73<br>21 | 3,2<br>2,43<br>2,81<br>22 | 3,4<br>2,50<br>3,05<br>28 | 3,2<br>1,63<br>2,85<br>34 | 3,6<br>1,81<br>3,16<br>41 | 3,0<br>1,61<br>2,69<br>29 | 2,5<br>2,08<br>2,21<br>12 | 2,6<br>2,00<br>2,30<br>14 | 3,0<br>1,97<br>2,65<br>22 | 7,1<br>2,03<br>6,31<br>289 | 4,5<br>1,62<br>4,05<br>100 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 4,4<br>2,30<br>3,93<br>62 | 3,9<br>2,49<br>3,50<br>42 | 4,1<br>2,61<br>3,60<br>44 | 4,4<br>2,68<br>3,92<br>55 | 4,1<br>1,76<br>3,66<br>66 | 4,6<br>1,94<br>4,06<br>80 | 3,9<br>1,73<br>3,45<br>57 | 3,2<br>2,24<br>2,83<br>24 | 3,3<br>2,15<br>2,95<br>28 | 3,8<br>2,12<br>3,40<br>44 | 8,9<br>2,06<br>7,89<br>560 | 5,7<br>1,67<br>5,11<br>191 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,5<br>2,60<br>4,92<br>112 | 4,9<br>2,80<br>4,39<br>76 | 5,1<br>2,94<br>4,51<br>80 | 5,5<br>3,02<br>4,91<br>101 | 5,2<br>1,97<br>4,58<br>114 | 5,7<br>2,19<br>5,08<br>141 | 4,9<br>1,96<br>4,34<br>97 | 4,0<br>2,52<br>3,55<br>43 | 4,2<br>2,44<br>3,71<br>50 | 4,8<br>2,40<br>4,27<br>78 | 10,8<br>2,10<br>9,52<br>964 | 7,0<br>1,77<br>6,25<br>326 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,9<br>2,58<br>6,10<br>214 | 6,1<br>2,79<br>5,43<br>144 | 6,3<br>2,93<br>5,59<br>152 | 6,8<br>3,01<br>6,08<br>193 | 6,4<br>1,97<br>5,68<br>218 | 7,1<br>2,18<br>6,29<br>269 | 6,1<br>1,92<br>5,42<br>194 | 5,0<br>2,51<br>4,40<br>82 | 5,2<br>2,40<br>4,63<br>99 | 6,0<br>2,35<br>5,34<br>154 | 12,7<br>2,17<br>11,23<br>1537 | 8,5<br>1,81<br>7,52<br>551 |

back to top

## 3. Wind Farms

### 3.1 Wind farm: 'Turbine cluster 1'

The wind farm lies in a map called mapa1.




Summary results

| Parameter | Total | Average | Minimum | Maximum |
|---|---|---|---|---|
| Net AEP [GWh] | 83,047 | 7,550 | 6,884 | 7,995 |
| Gross AEP [GWh] | 84,097 | 7,645 | 6,909 | 8,077 |
| Wake loss [%] | 1,25 | - | - | - |

Site results

| Site | Location [m] | Turbine | Elevation [m] a.s.l. | Height [m] a.g.l. | Net AEP [GWh] | Wake loss [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | GW 70/1500 | 2647,42 | 65 | 6,884 | 0,36 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | GW 70/1500 | 2628,197 | 65 | 7,058 | 0,87 |
| Aerogenerador 3 | (693174,8, -441860,5) | GW 70/1500 | 2638,888 | 65 | 7,241 | 1,82 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | GW 70/1500 | 2647,738 | 65 | 7,431 | 2,04 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | GW 70/1500 | 2650 | 65 | 7,643 | 1,11 |
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | GW 70/1500 | 2640,747 | 65 | 7,783 | 1,48 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | GW 70/1500 | 2627,203 | 65 | 7,753 | 1,39 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | GW 70/1500 | 2601,028 | 65 | 7,672 | 0,75 |
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | GW 70/1500 | 2591,222 | 65 | 7,659 | 1,33 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | GW 70/1500 | 2590,682 | 65 | 7,928 | 1,48 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | GW 70/1500 | 2572,475 | 65 | 7,995 | 1,01 |

Site wind climates

| Site | Location [m] | H [m] | A [m/s] | k | U [m/s] | E [W/m²] | RIX [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | 65 | 11,5 | 2,44 | 10,21 | 1047 | 24,1 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | 65 | 11,7 | 2,48 | 10,41 | 1096 | 23,6 |
| Aerogenerador 3 | (693174,8, -441860,5) | 65 | 12,1 | 2,49 | 10,71 | 1191 | 24,6 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | 65 | 12,3 | 2,50 | 10,96 | 1271 | 27,8 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | 65 | 12,6 | 2,48 | 11,15 | 1347 | 27,6 |
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | 65 | 12,9 | 2,47 | 11,42 | 1450 | 28,4 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | 65 | 12,8 | 2,48 | 11,35 | 1421 | 29,1 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | 65 | 12,7 | 2,44 | 11,23 | 1391 | 28,6 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | 65 | 12,7 | 2,45 | 11,26 | 1400 | 29,3 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | 65 | 13,1 | 2,47 | 11,63 | 1533 | 29,5 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | 65 | 13,2 | 2,46 | 11,72 | 1576 | 29,1 |

**Simulación con rugosidad de 1 y densidad de 0.923 kg/m$^3$**



# WAsP project report for 'Rugosidad de 1 todo ciudad'

Produced on 22/03/2014 at 20:40:07 by licenced user: Julio using WAsP version: 11.00.0214.

## Report Contents

1. Project Parameters
2. Wind Atlas
3. Wind Farm

back to top

## 1. Project Parameters

All of the parameters in the project are default values.

back to top

## 2. Wind atlas 'GWC 1'

### Reference conditions

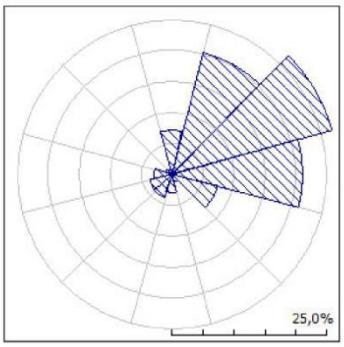
The wind atlas contains data for 5 reference roughness lengths (0,000 m, 0,030 m, 0,100 m, 0,400 m, 1,500 m) and 5 reference heights (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) above ground level. The roses of Weibull parameters have 12 sectors each.

### Regional wind climate summary

| Height | Parameter | 0,00 m | 0,03 m | 0,10 m | 0,40 m | 1,50 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 8,41<br>2,10<br>7,45<br>462 | 6,12<br>1,94<br>5,43<br>194 | 5,33<br>1,94<br>4,73<br>128 | 4,19<br>1,94<br>3,71<br>62 | 2,78<br>1,91<br>2,47<br>18 |
| 25,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,19<br>2,14<br>8,14<br>592 | 7,29<br>2,05<br>6,46<br>308 | 6,56<br>2,04<br>5,81<br>225 | 5,50<br>2,03<br>4,87<br>134 | 4,20<br>1,99<br>3,72<br>61 |
| 50,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,86<br>2,19<br>8,73<br>713 | 8,37<br>2,23<br>7,42<br>432 | 7,65<br>2,20<br>6,78<br>333 | 6,62<br>2,16<br>5,86<br>219 | 5,37<br>2,10<br>4,75<br>120 |
| 100,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 10,64<br>2,18<br>9,42<br>901 | 9,79<br>2,42<br>8,68<br>648 | 9,02<br>2,41<br>8,00<br>508 | 7,95<br>2,38<br>7,05<br>351 | 6,69<br>2,29<br>5,92<br>215 |
| 200,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 11,64<br>2,15<br>10,30<br>1195 | 11,83<br>2,44<br>10,49<br>1138 | 10,91<br>2,44<br>9,68<br>892 | 9,67<br>2,42<br>8,58<br>624 | 8,29<br>2,36<br>7,34<br>399 |

### Detailed descriptions

Wind rose for roughness length 0,00 m



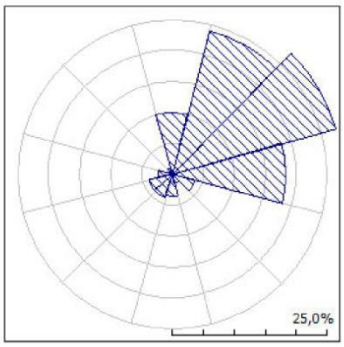

Sector frequencies for roughness length 0,00 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 7,3 | 20,4 | 26,9 | 21,1 | 7,6 | 1,2 | 2,9 | 3,9 | 3,8 | 2,9 | 1,2 | 0,9 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,00 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 12,8 | 9,5 | 7,9 | 7,8 | 7,9 | 10,4 | 8,7 | 6,3 | 5,1 | 4,9 | 5,5 | 15,6 |
| | k | 2,80 | 2,40 | 2,64 | 2,60 | 2,48 | 1,78 | 1,86 | 1,97 | 2,32 | 2,24 | 2,03 | 2,51 |
| | U | 11,41 | 8,43 | 6,99 | 6,89 | 7,03 | 9,29 | 7,75 | 5,55 | 4,55 | 4,38 | 4,87 | 13,85 |
| | E | 1331 | 596 | 318 | 308 | 338 | 1062 | 588 | 203 | 97 | 88 | 133 | 2557 |
| 25,0 m | A | 13,9 | 10,4 | 8,6 | 8,5 | 8,7 | 11,4 | 9,5 | 6,9 | 5,6 | 5,4 | 6,0 | 16,9 |
| | k | 2,83 | 2,46 | 2,72 | 2,68 | 2,56 | 1,80 | 1,90 | 2,04 | 2,39 | 2,31 | 2,10 | 2,53 |
| | U | 12,41 | 9,21 | 7,66 | 7,55 | 7,70 | 10,10 | 8,46 | 6,08 | 4,99 | 4,80 | 5,33 | 15,04 |
| | E | 1703 | 764 | 410 | 396 | 434 | 1349 | 747 | 259 | 124 | 113 | 170 | 3261 |
| 50,0 m | A | 14,8 | 11,1 | 9,3 | 9,1 | 9,3 | 12,1 | 10,2 | 7,4 | 6,0 | 5,8 | 6,5 | 18,0 |
| | k | 2,87 | 2,53 | 2,80 | 2,76 | 2,63 | 1,83 | 1,95 | 2,10 | 2,46 | 2,38 | 2,16 | 2,54 |
| | U | 13,20 | 9,85 | 8,24 | 8,12 | 8,28 | 10,74 | 9,03 | 6,54 | 5,36 | 5,16 | 5,73 | 15,96 |
| | E | 2030 | 916 | 500 | 484 | 529 | 1594 | 884 | 313 | 151 | 137 | 205 | 3875 |
| 100,0 m | A | 15,8 | 11,9 | 10,0 | 9,9 | 10,1 | 12,9 | 10,9 | 8,0 | 6,6 | 6,3 | 7,0 | 19,0 |
| | k | 2,86 | 2,47 | 2,72 | 2,68 | 2,56 | 1,82 | 1,91 | 2,03 | 2,39 | 2,31 | 2,10 | 2,55 |
| | U | 14,06 | 10,59 | 8,94 | 8,81 | 8,99 | 11,43 | 9,68 | 7,09 | 5,81 | 5,59 | 6,22 | 16,91 |
| | E | 2457 | 1157 | 651 | 629 | 689 | 1927 | 1112 | 411 | 196 | 179 | 269 | 4601 |
| 200,0 m | A | 16,9 | 13,0 | 11,1 | 10,9 | 11,2 | 13,7 | 11,8 | 8,8 | 7,2 | 7,0 | 7,7 | 20,2 |
| | k | 2,79 | 2,38 | 2,60 | 2,56 | 2,44 | 1,78 | 1,85 | 1,95 | 2,29 | 2,21 | 2,01 | 2,52 |
| | U | 15,02 | 11,51 | 9,86 | 9,71 | 9,91 | 12,19 | 10,47 | 7,81 | 6,40 | 6,16 | 6,85 | 17,92 |
| | E | 3039 | 1529 | 901 | 871 | 957 | 2402 | 1454 | 573 | 272 | 248 | 375 | 5526 |

Wind rose for roughness length 0,03 m



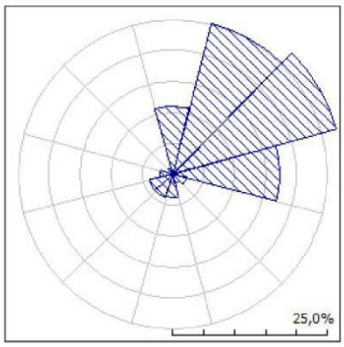

Sector frequencies for roughness length 0,03 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 10,0 | 23,9 | 27,3 | 18,2 | 3,7 | 1,5 | 3,5 | 3,9 | 3,9 | 2,4 | 0,7 | 1,0 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,03 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 9,1 | 6,5 | 5,6 | 5,8 | 5,7 | 8,2 | 5,7 | 4,3 | 3,6 | 3,7 | 4,3 | 12,4 |
| | k | 2,60 | 2,21 | 2,33 | 2,29 | 2,08 | 1,83 | 1,69 | 1,87 | 1,99 | 1,96 | 1,72 | 2,93 |
| | U | 8,05 | 5,73 | 4,94 | 5,17 | 5,02 | 7,32 | 5,11 | 3,83 | 3,20 | 3,31 | 3,86 | 11,09 |
| | E | 491 | 201 | 123 | 142 | 143 | 504 | 189 | 70 | 39 | 43 | 80 | 1189 |
| 25,0 m | A | 10,6 | 7,7 | 6,7 | 7,0 | 6,8 | 9,6 | 6,8 | 5,2 | 4,3 | 4,5 | 5,2 | 14,4 |
| | k | 2,67 | 2,37 | 2,52 | 2,48 | 2,24 | 1,87 | 1,79 | 2,02 | 2,14 | 2,11 | 1,86 | 2,97 |
| | U | 9,43 | 6,83 | 5,91 | 6,18 | 6,01 | 8,55 | 6,08 | 4,58 | 3,83 | 3,96 | 4,62 | 12,89 |
| | E | 773 | 321 | 198 | 230 | 229 | 783 | 295 | 111 | 61 | 69 | 125 | 1856 |
| 50,0 m | A | 11,9 | 8,8 | 7,7 | 8,0 | 7,8 | 10,8 | 7,9 | 6,0 | 5,0 | 5,2 | 6,0 | 16,0 |
| | k | 2,79 | 2,62 | 2,83 | 2,78 | 2,52 | 1,94 | 1,98 | 2,26 | 2,40 | 2,37 | 2,08 | 3,02 |
| | U | 10,58 | 7,86 | 6,83 | 7,15 | 6,95 | 9,55 | 6,98 | 5,29 | 4,43 | 4,57 | 5,35 | 14,32 |
| | E | 1061 | 454 | 284 | 329 | 323 | 1053 | 401 | 155 | 86 | 96 | 172 | 2515 |
| 100,0 m | A | 13,4 | 10,4 | 9,1 | 9,5 | 9,3 | 12,1 | 9,2 | 7,1 | 5,9 | 6,1 | 7,1 | 17,7 |
| | k | 2,99 | 2,81 | 3,02 | 2,97 | 2,69 | 2,06 | 2,12 | 2,42 | 2,57 | 2,53 | 2,22 | 3,13 |
| | U | 11,92 | 9,23 | 8,09 | 8,47 | 8,24 | 10,69 | 8,15 | 6,26 | 5,24 | 5,41 | 6,33 | 15,85 |
| | E | 1459 | 703 | 454 | 526 | 514 | 1387 | 599 | 243 | 136 | 152 | 268 | 3347 |
| 200,0 m | A | 15,3 | 12,6 | 11,2 | 11,7 | 11,4 | 13,6 | 11,1 | 8,7 | 7,2 | 7,5 | 8,7 | 19,6 |
| | k | 2,92 | 2,70 | 2,89 | 2,85 | 2,57 | 2,03 | 2,04 | 2,32 | 2,47 | 2,43 | 2,13 | 3,14 |
| | U | 13,62 | 11,21 | 9,95 | 10,42 | 10,13 | 12,09 | 9,82 | 7,67 | 6,41 | 6,63 | 7,74 | 17,57 |
| | E | 2207 | 1292 | 866 | 1003 | 984 | 2041 | 1082 | 461 | 257 | 287 | 510 | 4551 |

Wind rose for roughness length 0,10 m



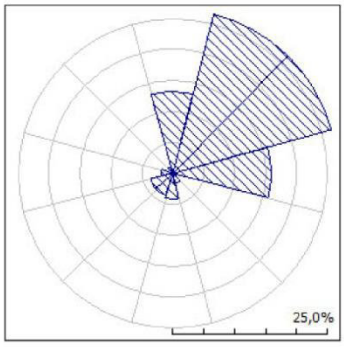

Sector frequencies for roughness length 0,10 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 11,0 | 25,1 | 27,5 | 17,2 | 2,2 | 1,5 | 3,7 | 3,9 | 3,9 | 2,2 | 0,6 | 1,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,10 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 7,8<br>2,59<br>6,94<br>315 | 5,5<br>2,25<br>4,89<br>123 | 4,8<br>2,33<br>4,25<br>78 | 5,2<br>2,31<br>4,56<br>98 | 4,9<br>1,98<br>4,31<br>94 | 7,3<br>1,88<br>6,50<br>343 | 4,8<br>1,69<br>4,30<br>113 | 3,7<br>1,90<br>3,25<br>42 | 3,1<br>2,03<br>2,78<br>25 | 3,3<br>1,99<br>2,93<br>30 | 4,0<br>1,73<br>3,56<br>62 | 11,0<br>3,08<br>9,86<br>813 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 9,5<br>2,66<br>8,40<br>550 | 6,8<br>2,40<br>6,03<br>218 | 5,9<br>2,50<br>5,25<br>140 | 6,4<br>2,47<br>5,63<br>174 | 6,0<br>2,12<br>5,32<br>166 | 8,8<br>1,92<br>7,85<br>591 | 6,0<br>1,80<br>5,29<br>195 | 4,5<br>2,04<br>4,01<br>74 | 3,9<br>2,17<br>3,43<br>44 | 4,1<br>2,13<br>3,62<br>52 | 4,9<br>1,85<br>4,40<br>108 | 13,3<br>3,11<br>11,87<br>1409 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,8<br>2,77<br>9,60<br>799 | 7,9<br>2,65<br>7,06<br>327 | 6,9<br>2,77<br>6,16<br>211 | 7,4<br>2,74<br>6,61<br>262 | 7,0<br>2,35<br>6,24<br>246 | 10,1<br>1,97<br>8,93<br>845 | 7,0<br>1,98<br>6,19<br>281 | 5,3<br>2,26<br>4,70<br>109 | 4,5<br>2,40<br>4,02<br>65 | 4,8<br>2,35<br>4,25<br>78 | 5,8<br>2,04<br>5,16<br>157 | 15,0<br>3,16<br>13,43<br>2027 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 12,3<br>2,97<br>10,96<br>1139 | 9,4<br>2,92<br>8,40<br>518 | 8,2<br>3,04<br>7,34<br>338 | 8,8<br>3,01<br>7,88<br>420 | 8,4<br>2,58<br>7,43<br>388 | 11,4<br>2,09<br>10,13<br>1166 | 8,3<br>2,17<br>7,35<br>429 | 6,3<br>2,48<br>5,59<br>170 | 5,4<br>2,64<br>4,79<br>102 | 5,7<br>2,59<br>5,06<br>122 | 6,9<br>2,25<br>6,14<br>243 | 16,8<br>3,26<br>15,08<br>2828 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 14,1<br>2,93<br>12,62<br>1753 | 11,5<br>2,80<br>10,27<br>970 | 10,1<br>2,92<br>9,01<br>639 | 10,8<br>2,88<br>9,66<br>794 | 10,3<br>2,47<br>9,12<br>739 | 13,0<br>2,08<br>11,53<br>1724 | 10,1<br>2,09<br>8,93<br>798 | 7,7<br>2,38<br>6,83<br>320 | 6,6<br>2,54<br>5,85<br>191 | 7,0<br>2,49<br>6,18<br>229 | 8,5<br>2,16<br>7,50<br>458 | 18,8<br>3,30<br>16,89<br>3945 |

Wind rose for roughness length 0,40 m



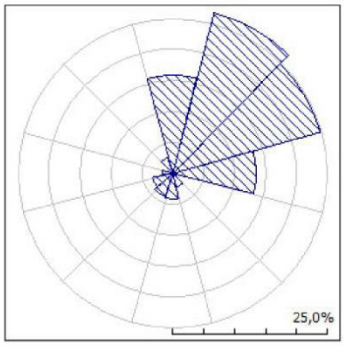

Sector frequencies for roughness length 0,40 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 13,2 | 26,7 | 26,5 | 15,9 | 0,8 | 1,7 | 4,2 | 3,8 | 3,7 | 2,0 | 0,4 | 1,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,40 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,9<br>2,46<br>5,26<br>142 | 4,2<br>2,30<br>3,73<br>53 | 3,7<br>2,34<br>3,32<br>37 | 4,1<br>2,32<br>3,64<br>49 | 3,5<br>1,67<br>3,15<br>45 | 5,9<br>1,95<br>5,21<br>170 | 3,6<br>1,72<br>3,21<br>46 | 2,8<br>2,03<br>2,45<br>17 | 2,4<br>1,96<br>2,15<br>12 | 2,6<br>1,94<br>2,34<br>15 | 3,4<br>1,82<br>3,06<br>37 | 8,8<br>3,24<br>7,89<br>406 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 7,7<br>2,52<br>6,82<br>304 | 5,5<br>2,45<br>4,91<br>116 | 4,9<br>2,49<br>4,37<br>81 | 5,4<br>2,46<br>4,79<br>108 | 4,7<br>1,77<br>4,16<br>96 | 7,6<br>1,98<br>6,74<br>361 | 4,8<br>1,82<br>4,23<br>98 | 3,6<br>2,16<br>3,23<br>37 | 3,2<br>2,08<br>2,84<br>26 | 3,5<br>2,06<br>3,08<br>33 | 4,5<br>1,94<br>4,03<br>79 | 11,3<br>3,27<br>10,17<br>865 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 9,1<br>2,61<br>8,07<br>492 | 6,7<br>2,67<br>5,93<br>193 | 5,9<br>2,71<br>5,28<br>134 | 6,5<br>2,68<br>5,80<br>179 | 5,7<br>1,93<br>5,02<br>154 | 9,0<br>2,03<br>7,94<br>577 | 5,8<br>1,99<br>5,11<br>157 | 4,4<br>2,35<br>3,91<br>60 | 3,9<br>2,27<br>3,43<br>42 | 4,2<br>2,25<br>3,72<br>54 | 5,5<br>2,11<br>4,88<br>129 | 13,3<br>3,32<br>11,93<br>1388 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,6<br>2,78<br>9,44<br>756 | 8,1<br>3,01<br>7,19<br>319 | 7,2<br>3,06<br>6,40<br>223 | 7,9<br>3,03<br>7,02<br>296 | 6,9<br>2,17<br>6,09<br>244 | 10,4<br>2,13<br>9,23<br>868 | 7,0<br>2,24<br>6,19<br>250 | 5,3<br>2,66<br>4,73<br>98 | 4,7<br>2,57<br>4,15<br>68 | 5,1<br>2,54<br>4,50<br>87 | 6,7<br>2,38<br>5,91<br>206 | 15,3<br>3,40<br>13,76<br>2103 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 12,4<br>2,80<br>11,04<br>1206 | 9,9<br>2,90<br>8,86<br>611 | 8,8<br>2,94<br>7,89<br>427 | 9,7<br>2,91<br>8,66<br>568 | 8,5<br>2,09<br>7,51<br>474 | 12,1<br>2,17<br>10,68<br>1323 | 8,6<br>2,16<br>7,60<br>478 | 6,5<br>2,56<br>5,81<br>186 | 5,7<br>2,47<br>5,10<br>129 | 6,2<br>2,45<br>5,53<br>166 | 8,2<br>2,29<br>7,25<br>394 | 17,5<br>3,48<br>15,71<br>3097 |

Wind rose for roughness length 1,50 m




Sector frequencies for roughness length 1,50 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 15,8 | 26,7 | 24,8 | 13,4 | 0,8 | 2,2 | 4,1 | 3,8 | 3,4 | 1,7 | 0,5 | 2,7 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 1,50 m

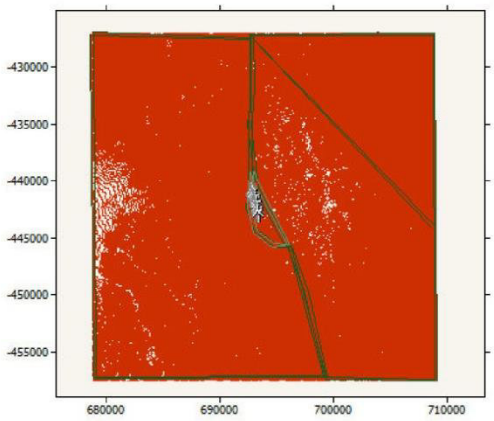
| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 3,6<br>2,21<br>3,21<br>35 | 2,7<br>2,23<br>2,42<br>15 | 2,5<br>2,32<br>2,24<br>11 | 2,7<br>2,29<br>2,43<br>15 | 2,6<br>1,60<br>2,35<br>20 | 3,5<br>1,76<br>3,09<br>40 | 2,3<br>1,71<br>2,04<br>12 | 1,8<br>1,89<br>1,60<br>5 | 1,6<br>1,91<br>1,44<br>4 | 1,8<br>1,86<br>1,59<br>5 | 2,9<br>1,35<br>2,67<br>38 | 4,7<br>2,37<br>4,13<br>71 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,4<br>2,27<br>4,80<br>115 | 4,1<br>2,35<br>3,66<br>50 | 3,8<br>2,44<br>3,39<br>38 | 4,2<br>2,42<br>3,68<br>49 | 4,0<br>1,66<br>3,54<br>64 | 5,2<br>1,79<br>4,61<br>129 | 3,5<br>1,80<br>3,10<br>39 | 2,7<br>1,99<br>2,42<br>17 | 2,5<br>2,01<br>2,18<br>12 | 2,7<br>1,96<br>2,41<br>17 | 4,4<br>1,37<br>3,98<br>122 | 6,9<br>2,40<br>6,14<br>231 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,8<br>2,35<br>6,06<br>226 | 5,3<br>2,53<br>4,70<br>99 | 4,9<br>2,63<br>4,35<br>77 | 5,3<br>2,60<br>4,72<br>99 | 5,1<br>1,75<br>4,50<br>123 | 6,5<br>1,84<br>5,80<br>249 | 4,5<br>1,94<br>3,97<br>76 | 3,5<br>2,14<br>3,11<br>33 | 3,2<br>2,16<br>2,80<br>24 | 3,5<br>2,10<br>3,09<br>33 | 5,5<br>1,40<br>5,00<br>233 | 8,7<br>2,44<br>7,71<br>450 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 8,4<br>2,49<br>7,42<br>395 | 6,6<br>2,88<br>5,90<br>181 | 6,1<br>2,99<br>5,47<br>141 | 6,6<br>2,96<br>5,93<br>181 | 6,3<br>1,92<br>5,57<br>212 | 8,0<br>1,93<br>7,06<br>427 | 5,6<br>2,20<br>4,99<br>133 | 4,4<br>2,43<br>3,90<br>59 | 4,0<br>2,45<br>3,52<br>43 | 4,4<br>2,38<br>3,88<br>58 | 6,7<br>1,45<br>6,07<br>392 | 10,5<br>2,51<br>9,32<br>780 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,1<br>2,55<br>8,95<br>683 | 8,3<br>2,81<br>7,40<br>362 | 7,7<br>2,92<br>6,86<br>282 | 8,3<br>2,89<br>7,44<br>362 | 7,7<br>1,93<br>6,85<br>390 | 9,5<br>1,98<br>8,45<br>711 | 7,0<br>2,16<br>6,24<br>264 | 5,5<br>2,39<br>4,88<br>116 | 5,0<br>2,41<br>4,40<br>85 | 5,5<br>2,35<br>4,85<br>115 | 8,0<br>1,50<br>7,23<br>632 | 12,4<br>2,60<br>11,05<br>1269 |

back to top

# 3. Wind Farms

## 3.1 Wind farm: 'Turbine cluster 1'

The wind farm lies in a map called Villonaco rugosidad maxima.




Summary results

| Parameter | Total | Average | Minimum | Maximum |
|---|---|---|---|---|
| Net AEP [GWh] | 78,177 | 7,107 | 6,865 | 7,333 |
| Gross AEP [GWh] | 79,407 | 7,219 | 6,943 | 7,448 |
| Wake loss [%] | 1,55 | - | - | - |

Site results

| Site | Location [m] | Turbine | Elevation [m] a.s.l. | Height [m] a.g.l. | Net AEP [GWh] | Wake loss [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | GW 70/1500 | 2647,42 | 65 | 7,101 | 0,34 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | GW 70/1500 | 2628,197 | 65 | 6,865 | 1,12 |
| Aerogenerador 3 | (693147,6, -441860,5) | GW 70/1500 | 2640,95 | 65 | 7,024 | 3,56 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | GW 70/1500 | 2647,738 | 65 | 7,177 | 2,19 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | GW 70/1500 | 2650 | 65 | 7,333 | 0,86 |
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | GW 70/1500 | 2640,747 | 65 | 7,315 | 1,79 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | GW 70/1500 | 2627,203 | 65 | 7,273 | 1,64 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | GW 70/1500 | 2601,028 | 65 | 7,055 | 0,55 |
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | GW 70/1500 | 2591,222 | 65 | 6,926 | 1,6 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | GW 70/1500 | 2590,682 | 65 | 7,133 | 1,8 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | GW 70/1500 | 2572,475 | 65 | 6,976 | 1,51 |

Site wind climates

| Site | Location [m] | H [m] | A [m/s] | k | U [m/s] | E [W/m²] | RIX [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | 65 | 11,7 | 2,54 | 10,41 | 1078 | 24,5 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | 65 | 11,5 | 2,51 | 10,23 | 1031 | 24,1 |
| Aerogenerador 3 | (693147,6, -441860,5) | 65 | 12,0 | 2,51 | 10,61 | 1152 | 25,7 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | 65 | 12,0 | 2,48 | 10,69 | 1188 | 28,7 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | 65 | 12,2 | 2,46 | 10,78 | 1228 | 28,4 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | 65 | 12,3 | 2,39 | 10,91 | 1297 | 29,3 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | 65 | 12,3 | 2,37 | 10,87 | 1290 | 30,9 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | 65 | 11,9 | 2,28 | 10,58 | 1227 | 29,8 |
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | 65 | 11,9 | 2,27 | 10,53 | 1218 | 30,6 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | 65 | 12,2 | 2,28 | 10,81 | 1314 | 31,0 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | 65 | 12,0 | 2,26 | 10,59 | 1242 | 30,2 |

**Simulación con rugosidad de 1 y densidad de 1.225 kg/m$^3$**



# WAsP project report for 'Rugosidad de 1 todo ciudad'

Produced on 22/03/2014 at 20:40:07 by licenced user: Julio using WAsP version: 11.00.0214.

## Report Contents

1. Project Parameters
2. Wind Atlas
3. Wind Farm

back to top

## 1. Project Parameters

All of the parameters in the project are default values.

back to top

## 2. Wind atlas 'GWC 1'

### Reference conditions

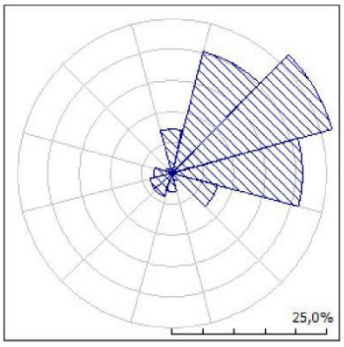
The wind atlas contains data for 5 reference roughness lengths (0,000 m, 0,030 m, 0,100 m, 0,400 m, 1,500 m) and 5 reference heights (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) above ground level. The roses of Weibull parameters have 12 sectors each.

### Regional wind climate summary

| Height | Parameter | 0,00 m | 0,03 m | 0,10 m | 0,40 m | 1,50 m |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 8,41<br>2,10<br>7,45<br>462 | 6,12<br>1,94<br>5,43<br>194 | 5,33<br>1,94<br>4,73<br>128 | 4,19<br>1,94<br>3,71<br>62 | 2,78<br>1,91<br>2,47<br>18 |
| 25,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,19<br>2,14<br>8,14<br>592 | 7,29<br>2,05<br>6,46<br>308 | 6,56<br>2,04<br>5,81<br>225 | 5,50<br>2,03<br>4,87<br>134 | 4,20<br>1,99<br>3,72<br>61 |
| 50,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 9,86<br>2,19<br>8,73<br>713 | 8,37<br>2,23<br>7,42<br>432 | 7,65<br>2,20<br>6,78<br>333 | 6,62<br>2,16<br>5,86<br>219 | 5,37<br>2,10<br>4,75<br>120 |
| 100,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 10,64<br>2,18<br>9,42<br>901 | 9,79<br>2,42<br>8,68<br>648 | 9,02<br>2,41<br>8,00<br>508 | 7,95<br>2,38<br>7,05<br>351 | 6,69<br>2,29<br>5,92<br>215 |
| 200,0 m | Weibull A [m/s]<br>Weibull k<br>Mean speed U [m/s]<br>Power density E [W/m²] | 11,64<br>2,15<br>10,30<br>1195 | 11,83<br>2,44<br>10,49<br>1138 | 10,91<br>2,44<br>9,68<br>892 | 9,67<br>2,42<br>8,58<br>624 | 8,29<br>2,36<br>7,34<br>399 |

### Detailed descriptions

Wind rose for roughness length 0,00 m



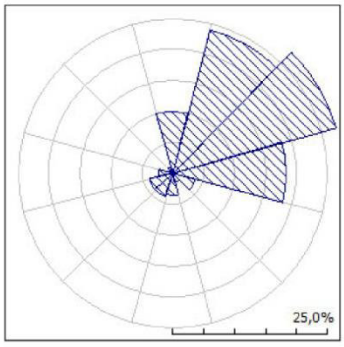

Sector frequencies for roughness length 0,00 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 7,3 | 20,4 | 26,9 | 21,1 | 7,6 | 1,2 | 2,9 | 3,9 | 3,8 | 2,9 | 1,2 | 0,9 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,00 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 12,8 | 9,5 | 7,9 | 7,8 | 7,9 | 10,4 | 8,7 | 6,3 | 5,1 | 4,9 | 5,5 | 15,6 |
| | k | 2,80 | 2,40 | 2,64 | 2,60 | 2,48 | 1,78 | 1,86 | 1,97 | 2,32 | 2,24 | 2,03 | 2,51 |
| | U | 11,41 | 8,43 | 6,99 | 6,89 | 7,03 | 9,29 | 7,75 | 5,55 | 4,55 | 4,38 | 4,87 | 13,85 |
| | E | 1331 | 596 | 318 | 308 | 338 | 1062 | 588 | 203 | 97 | 88 | 133 | 2557 |
| 25,0 m | A | 13,9 | 10,4 | 8,6 | 8,5 | 8,7 | 11,4 | 9,5 | 6,9 | 5,6 | 5,4 | 6,0 | 16,9 |
| | k | 2,83 | 2,46 | 2,72 | 2,68 | 2,56 | 1,80 | 1,90 | 2,04 | 2,39 | 2,31 | 2,10 | 2,53 |
| | U | 12,41 | 9,21 | 7,66 | 7,55 | 7,70 | 10,10 | 8,46 | 6,08 | 4,99 | 4,80 | 5,33 | 15,04 |
| | E | 1703 | 764 | 410 | 396 | 434 | 1349 | 747 | 259 | 124 | 113 | 170 | 3261 |
| 50,0 m | A | 14,8 | 11,1 | 9,3 | 9,1 | 9,3 | 12,1 | 10,2 | 7,4 | 6,0 | 5,8 | 6,5 | 18,0 |
| | k | 2,87 | 2,53 | 2,80 | 2,76 | 2,63 | 1,83 | 1,95 | 2,10 | 2,46 | 2,38 | 2,16 | 2,54 |
| | U | 13,20 | 9,85 | 8,24 | 8,12 | 8,28 | 10,74 | 9,03 | 6,54 | 5,36 | 5,16 | 5,73 | 15,96 |
| | E | 2030 | 916 | 500 | 484 | 529 | 1594 | 884 | 313 | 151 | 137 | 205 | 3875 |
| 100,0 m | A | 15,8 | 11,9 | 10,0 | 9,9 | 10,1 | 12,9 | 10,9 | 8,0 | 6,6 | 6,3 | 7,0 | 19,0 |
| | k | 2,86 | 2,47 | 2,72 | 2,68 | 2,56 | 1,82 | 1,91 | 2,03 | 2,39 | 2,31 | 2,10 | 2,55 |
| | U | 14,06 | 10,59 | 8,94 | 8,81 | 8,99 | 11,43 | 9,68 | 7,09 | 5,81 | 5,59 | 6,22 | 16,91 |
| | E | 2457 | 1157 | 651 | 629 | 689 | 1927 | 1112 | 411 | 196 | 179 | 269 | 4601 |
| 200,0 m | A | 16,9 | 13,0 | 11,1 | 10,9 | 11,2 | 13,7 | 11,8 | 8,8 | 7,2 | 7,0 | 7,7 | 20,2 |
| | k | 2,79 | 2,38 | 2,60 | 2,56 | 2,44 | 1,78 | 1,85 | 1,95 | 2,29 | 2,21 | 2,01 | 2,52 |
| | U | 15,02 | 11,51 | 9,86 | 9,71 | 9,91 | 12,19 | 10,47 | 7,81 | 6,40 | 6,16 | 6,85 | 17,92 |
| | E | 3039 | 1529 | 901 | 871 | 957 | 2402 | 1454 | 573 | 272 | 248 | 375 | 5526 |

Wind rose for roughness length 0,03 m



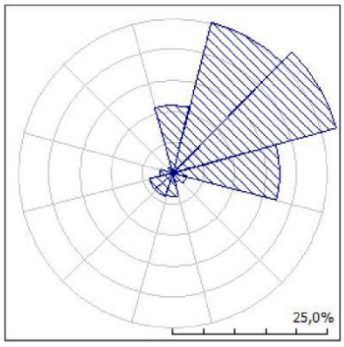

Sector frequencies for roughness length 0,03 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 10,0 | 23,9 | 27,3 | 18,2 | 3,7 | 1,5 | 3,5 | 3,9 | 3,9 | 2,4 | 0,7 | 1,0 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,03 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 9,1<br>2,60<br>8,05<br>491 | 6,5<br>2,21<br>5,73<br>201 | 5,6<br>2,33<br>4,94<br>123 | 5,8<br>2,29<br>5,17<br>142 | 5,7<br>2,08<br>5,02<br>143 | 8,2<br>1,83<br>7,32<br>504 | 5,7<br>1,69<br>5,11<br>189 | 4,3<br>1,87<br>3,83<br>70 | 3,6<br>1,99<br>3,20<br>39 | 3,7<br>1,96<br>3,31<br>43 | 4,3<br>1,72<br>3,86<br>80 | 12,4<br>2,93<br>11,09<br>1189 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,6<br>2,67<br>9,43<br>773 | 7,7<br>2,37<br>6,83<br>321 | 6,7<br>2,52<br>5,91<br>198 | 7,0<br>2,48<br>6,18<br>230 | 6,8<br>2,24<br>6,01<br>229 | 9,6<br>1,87<br>8,55<br>783 | 6,8<br>1,79<br>6,08<br>295 | 5,2<br>2,02<br>4,58<br>111 | 4,3<br>2,14<br>3,83<br>61 | 4,5<br>2,11<br>3,96<br>69 | 5,2<br>1,86<br>4,62<br>125 | 14,4<br>2,97<br>12,89<br>1856 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 11,9<br>2,79<br>10,58<br>1061 | 8,8<br>2,62<br>7,86<br>454 | 7,7<br>2,83<br>6,83<br>284 | 8,0<br>2,78<br>7,15<br>329 | 7,8<br>2,52<br>6,95<br>323 | 10,8<br>1,94<br>9,55<br>1053 | 7,9<br>1,98<br>6,98<br>401 | 6,0<br>2,26<br>5,29<br>155 | 5,0<br>2,40<br>4,43<br>86 | 5,2<br>2,37<br>4,57<br>96 | 6,0<br>2,08<br>5,35<br>172 | 16,0<br>3,02<br>14,32<br>2515 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 13,4<br>2,99<br>11,92<br>1459 | 10,4<br>2,81<br>9,23<br>703 | 9,1<br>3,02<br>8,09<br>454 | 9,5<br>2,97<br>8,47<br>526 | 9,3<br>2,69<br>8,24<br>514 | 12,1<br>2,06<br>10,69<br>1387 | 9,2<br>2,12<br>8,15<br>599 | 7,1<br>2,42<br>6,26<br>243 | 5,9<br>2,57<br>5,24<br>136 | 6,1<br>2,53<br>5,41<br>152 | 7,1<br>2,22<br>6,33<br>268 | 17,7<br>3,13<br>15,85<br>3347 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 15,3<br>2,92<br>13,62<br>2207 | 12,6<br>2,70<br>11,21<br>1292 | 11,2<br>2,89<br>9,95<br>866 | 11,7<br>2,85<br>10,42<br>1003 | 11,4<br>2,57<br>10,13<br>984 | 13,6<br>2,03<br>12,09<br>2041 | 11,1<br>2,04<br>9,82<br>1082 | 8,7<br>2,32<br>7,67<br>461 | 7,2<br>2,47<br>6,41<br>257 | 7,5<br>2,43<br>6,63<br>287 | 8,7<br>2,13<br>7,74<br>510 | 19,6<br>3,14<br>17,57<br>4551 |

Wind rose for roughness length 0,10 m



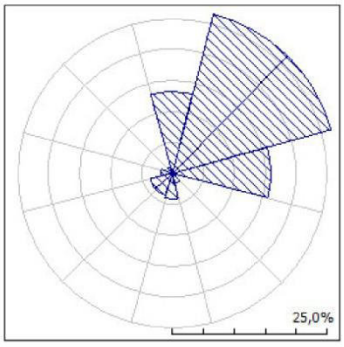

Sector frequencies for roughness length 0,10 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 11,0 | 25,1 | 27,5 | 17,2 | 2,2 | 1,5 | 3,7 | 3,9 | 3,9 | 2,2 | 0,6 | 1,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,10 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A | 7,8 | 5,5 | 4,8 | 5,2 | 4,9 | 7,3 | 4,8 | 3,7 | 3,1 | 3,3 | 4,0 | 11,0 |
| | k | 2,59 | 2,25 | 2,33 | 2,31 | 1,98 | 1,88 | 1,69 | 1,90 | 2,03 | 1,99 | 1,73 | 3,08 |
| | U | 6,94 | 4,89 | 4,25 | 4,56 | 4,31 | 6,50 | 4,30 | 3,25 | 2,78 | 2,93 | 3,56 | 9,86 |
| | E | 315 | 123 | 78 | 98 | 94 | 343 | 113 | 42 | 25 | 30 | 62 | 813 |
| 25,0 m | A | 9,5 | 6,8 | 5,9 | 6,4 | 6,0 | 8,8 | 6,0 | 4,5 | 3,9 | 4,1 | 4,9 | 13,3 |
| | k | 2,66 | 2,40 | 2,50 | 2,47 | 2,12 | 1,92 | 1,80 | 2,04 | 2,17 | 2,13 | 1,85 | 3,11 |
| | U | 8,40 | 6,03 | 5,25 | 5,63 | 5,32 | 7,85 | 5,29 | 4,01 | 3,43 | 3,62 | 4,40 | 11,87 |
| | E | 550 | 218 | 140 | 174 | 166 | 591 | 195 | 74 | 44 | 52 | 108 | 1409 |
| 50,0 m | A | 10,8 | 7,9 | 6,9 | 7,4 | 7,0 | 10,1 | 7,0 | 5,3 | 4,5 | 4,8 | 5,8 | 15,0 |
| | k | 2,77 | 2,65 | 2,77 | 2,74 | 2,35 | 1,97 | 1,98 | 2,26 | 2,40 | 2,35 | 2,04 | 3,16 |
| | U | 9,60 | 7,06 | 6,16 | 6,61 | 6,24 | 8,93 | 6,19 | 4,70 | 4,02 | 4,25 | 5,16 | 13,43 |
| | E | 799 | 327 | 211 | 262 | 246 | 845 | 281 | 109 | 65 | 78 | 157 | 2027 |
| 100,0 m | A | 12,3 | 9,4 | 8,2 | 8,8 | 8,4 | 11,4 | 8,3 | 6,3 | 5,4 | 5,7 | 6,9 | 16,8 |
| | k | 2,97 | 2,92 | 3,04 | 3,01 | 2,58 | 2,09 | 2,17 | 2,48 | 2,64 | 2,59 | 2,25 | 3,26 |
| | U | 10,96 | 8,40 | 7,34 | 7,88 | 7,43 | 10,13 | 7,35 | 5,59 | 4,79 | 5,06 | 6,14 | 15,08 |
| | E | 1139 | 518 | 338 | 420 | 388 | 1166 | 429 | 170 | 102 | 122 | 243 | 2828 |
| 200,0 m | A | 14,1 | 11,5 | 10,1 | 10,8 | 10,3 | 13,0 | 10,1 | 7,7 | 6,6 | 7,0 | 8,5 | 18,8 |
| | k | 2,93 | 2,80 | 2,92 | 2,88 | 2,47 | 2,08 | 2,09 | 2,38 | 2,54 | 2,49 | 2,16 | 3,30 |
| | U | 12,62 | 10,27 | 9,01 | 9,66 | 9,12 | 11,53 | 8,93 | 6,83 | 5,85 | 6,18 | 7,50 | 16,89 |
| | E | 1753 | 970 | 639 | 794 | 739 | 1724 | 798 | 320 | 191 | 229 | 458 | 3945 |

Wind rose for roughness length 0,40 m



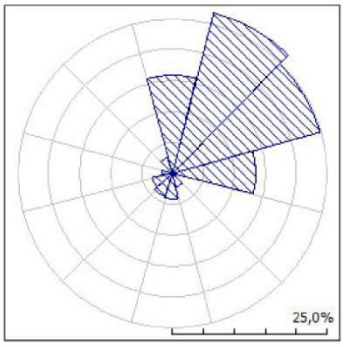

Sector frequencies for roughness length 0,40 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 13,2 | 26,7 | 26,5 | 15,9 | 0,8 | 1,7 | 4,2 | 3,8 | 3,7 | 2,0 | 0,4 | 1,1 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 0,40 m

| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,9<br>2,46<br>5,26<br>142 | 4,2<br>2,30<br>3,73<br>53 | 3,7<br>2,34<br>3,32<br>37 | 4,1<br>2,32<br>3,64<br>49 | 3,5<br>1,67<br>3,15<br>45 | 5,9<br>1,95<br>5,21<br>170 | 3,6<br>1,72<br>3,21<br>46 | 2,8<br>2,03<br>2,45<br>17 | 2,4<br>1,96<br>2,15<br>12 | 2,6<br>1,94<br>2,34<br>15 | 3,4<br>1,82<br>3,06<br>37 | 8,8<br>3,24<br>7,89<br>406 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 7,7<br>2,52<br>6,82<br>304 | 5,5<br>2,45<br>4,91<br>116 | 4,9<br>2,49<br>4,37<br>81 | 5,4<br>2,46<br>4,79<br>108 | 4,7<br>1,77<br>4,16<br>96 | 7,6<br>1,98<br>6,74<br>361 | 4,8<br>1,82<br>4,23<br>98 | 3,6<br>2,16<br>3,23<br>37 | 3,2<br>2,08<br>2,84<br>26 | 3,5<br>2,06<br>3,08<br>33 | 4,5<br>1,94<br>4,03<br>79 | 11,3<br>3,27<br>10,17<br>865 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 9,1<br>2,61<br>8,07<br>492 | 6,7<br>2,67<br>5,93<br>193 | 5,9<br>2,71<br>5,28<br>134 | 6,5<br>2,68<br>5,80<br>179 | 5,7<br>1,93<br>5,02<br>154 | 9,0<br>2,03<br>7,94<br>577 | 5,8<br>1,99<br>5,11<br>157 | 4,4<br>2,35<br>3,91<br>60 | 3,9<br>2,27<br>3,43<br>42 | 4,2<br>2,25<br>3,72<br>54 | 5,5<br>2,11<br>4,88<br>129 | 13,3<br>3,32<br>11,93<br>1388 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,6<br>2,78<br>9,44<br>756 | 8,1<br>3,01<br>7,19<br>319 | 7,2<br>3,06<br>6,40<br>223 | 7,9<br>3,03<br>7,02<br>296 | 6,9<br>2,17<br>6,09<br>244 | 10,4<br>2,13<br>9,23<br>868 | 7,0<br>2,24<br>6,19<br>250 | 5,3<br>2,66<br>4,73<br>98 | 4,7<br>2,57<br>4,15<br>68 | 5,1<br>2,54<br>4,50<br>87 | 6,7<br>2,38<br>5,91<br>206 | 15,3<br>3,40<br>13,76<br>2103 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 12,4<br>2,80<br>11,04<br>1206 | 9,9<br>2,90<br>8,86<br>611 | 8,8<br>2,94<br>7,89<br>427 | 9,7<br>2,91<br>8,66<br>568 | 8,5<br>2,09<br>7,51<br>474 | 12,1<br>2,17<br>10,68<br>1323 | 8,6<br>2,16<br>7,60<br>478 | 6,5<br>2,56<br>5,81<br>186 | 5,7<br>2,47<br>5,10<br>129 | 6,2<br>2,45<br>5,53<br>166 | 8,2<br>2,29<br>7,25<br>394 | 17,5<br>3,48<br>15,71<br>3097 |

Wind rose for roughness length 1,50 m




Sector frequencies for roughness length 1,50 m

| Sector index | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Sector centre angle [°] | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 | 180 | 210 | 240 | 270 | 300 | 330 |
| Frequency [%] | 15,8 | 26,7 | 24,8 | 13,4 | 0,8 | 2,2 | 4,1 | 3,8 | 3,4 | 1,7 | 0,5 | 2,7 |

Sector-wise Weibull distributions table for roughness length 1,50 m

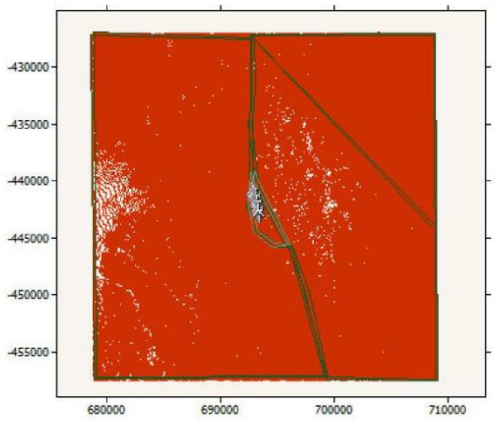
| Height | | 1<br>0 | 2<br>30 | 3<br>60 | 4<br>90 | 5<br>120 | 6<br>150 | 7<br>180 | 8<br>210 | 9<br>240 | 10<br>270 | 11<br>300 | 12<br>330 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 3,6<br>2,21<br>3,21<br>35 | 2,7<br>2,23<br>2,42<br>15 | 2,5<br>2,32<br>2,24<br>11 | 2,7<br>2,29<br>2,43<br>15 | 2,6<br>1,60<br>2,35<br>20 | 3,5<br>1,76<br>3,09<br>40 | 2,3<br>1,71<br>2,04<br>12 | 1,8<br>1,89<br>1,60<br>5 | 1,6<br>1,91<br>1,44<br>4 | 1,8<br>1,86<br>1,59<br>5 | 2,9<br>1,35<br>2,67<br>38 | 4,7<br>2,37<br>4,13<br>71 |
| 25,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 5,4<br>2,27<br>4,80<br>115 | 4,1<br>2,35<br>3,66<br>50 | 3,8<br>2,44<br>3,39<br>38 | 4,2<br>2,42<br>3,68<br>49 | 4,0<br>1,66<br>3,54<br>64 | 5,2<br>1,79<br>4,61<br>129 | 3,5<br>1,80<br>3,10<br>39 | 2,7<br>1,99<br>2,42<br>17 | 2,5<br>2,01<br>2,18<br>12 | 2,7<br>1,96<br>2,41<br>17 | 4,4<br>1,37<br>3,98<br>122 | 6,9<br>2,40<br>6,14<br>231 |
| 50,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 6,8<br>2,35<br>6,06<br>226 | 5,3<br>2,53<br>4,70<br>99 | 4,9<br>2,63<br>4,35<br>77 | 5,3<br>2,60<br>4,72<br>99 | 5,1<br>1,75<br>4,50<br>123 | 6,5<br>1,84<br>5,80<br>249 | 4,5<br>1,94<br>3,97<br>76 | 3,5<br>2,14<br>3,11<br>33 | 3,2<br>2,16<br>2,80<br>24 | 3,5<br>2,10<br>3,09<br>33 | 5,5<br>1,40<br>5,00<br>233 | 8,7<br>2,44<br>7,71<br>450 |
| 100,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 8,4<br>2,49<br>7,42<br>395 | 6,6<br>2,88<br>5,90<br>181 | 6,1<br>2,99<br>5,47<br>141 | 6,6<br>2,96<br>5,93<br>181 | 6,3<br>1,92<br>5,57<br>212 | 8,0<br>1,93<br>7,06<br>427 | 5,6<br>2,20<br>4,99<br>133 | 4,4<br>2,43<br>3,90<br>59 | 4,0<br>2,45<br>3,52<br>43 | 4,4<br>2,38<br>3,88<br>58 | 6,7<br>1,45<br>6,07<br>392 | 10,5<br>2,51<br>9,32<br>780 |
| 200,0 m | A<br>k<br>U<br>E | 10,1<br>2,55<br>8,95<br>683 | 8,3<br>2,81<br>7,40<br>362 | 7,7<br>2,92<br>6,86<br>282 | 8,3<br>2,89<br>7,44<br>362 | 7,7<br>1,93<br>6,85<br>390 | 9,5<br>1,98<br>8,45<br>711 | 7,0<br>2,16<br>6,24<br>264 | 5,5<br>2,39<br>4,88<br>116 | 5,0<br>2,41<br>4,40<br>85 | 5,5<br>2,35<br>4,85<br>115 | 8,0<br>1,50<br>7,23<br>632 | 12,4<br>2,60<br>11,05<br>1269 |

back to top

# 3. Wind Farms

## 3.1 Wind farm: 'Turbine cluster 1'

The wind farm lies in a map called Villonaco rugosidad maxima.




Summary results

| Parameter | Total | Average | Minimum | Maximum |
|---|---|---|---|---|
| Net AEP [GWh] | 78,177 | 7,107 | 6,865 | 7,333 |
| Gross AEP [GWh] | 79,407 | 7,219 | 6,943 | 7,448 |
| Wake loss [%] | 1,55 | - | - | - |

Site results

| Site | Location [m] | Turbine | Elevation [m] a.s.l. | Height [m] a.g.l. | Net AEP [GWh] | Wake loss [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | GW 70/1500 | 2647,42 | 65 | 7,101 | 0,34 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | GW 70/1500 | 2628,197 | 65 | 6,865 | 1,12 |
| Aerogenerador 3 | (693147,6, -441860,5) | GW 70/1500 | 2640,95 | 65 | 7,024 | 3,56 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | GW 70/1500 | 2647,738 | 65 | 7,177 | 2,19 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | GW 70/1500 | 2650 | 65 | 7,333 | 0,86 |
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | GW 70/1500 | 2640,747 | 65 | 7,315 | 1,79 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | GW 70/1500 | 2627,203 | 65 | 7,273 | 1,64 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | GW 70/1500 | 2601,028 | 65 | 7,055 | 0,55 |
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | GW 70/1500 | 2591,222 | 65 | 6,926 | 1,6 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | GW 70/1500 | 2590,682 | 65 | 7,133 | 1,8 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | GW 70/1500 | 2572,475 | 65 | 6,976 | 1,51 |

Site wind climates

| Site | Location [m] | H [m] | A [m/s] | k | U [m/s] | E [W/m²] | RIX [%] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 1 | (693023,8, -441604,4) | 65 | 11,7 | 2,54 | 10,41 | 1078 | 24,5 |
| Aerogenerador 2 | (693147,6, -441743,0) | 65 | 11,5 | 2,51 | 10,23 | 1031 | 24,1 |
| Aerogenerador 3 | (693147,6, -441860,5) | 65 | 12,0 | 2,51 | 10,61 | 1152 | 25,7 |
| Aerogenerador 4 | (693183,1, -442089,2) | 65 | 12,0 | 2,48 | 10,69 | 1188 | 28,7 |
| Aerogenerador 5 | (693286,7, -442179,8) | 65 | 12,2 | 2,46 | 10,78 | 1228 | 28,4 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aerogenerador 6 | (693302,4, -442393,0) | 65 | 12,3 | 2,39 | 10,91 | 1297 | 29,3 |
| Aerogenerador 7 | (693349,8, -442579,0) | 65 | 12,3 | 2,37 | 10,87 | 1290 | 30,9 |
| Aerogenerador 8 | (693459,8, -442783,8) | 65 | 11,9 | 2,28 | 10,58 | 1227 | 29,8 |
| Aerogenerador 9 | (693456,8, -443119,2) | 65 | 11,9 | 2,27 | 10,53 | 1218 | 30,6 |
| Aerogenerador 10 | (693495,8, -443259,1) | 65 | 12,2 | 2,28 | 10,81 | 1314 | 31,0 |
| Aerogenerador 11 | (693530,2, -443520,4) | 65 | 12,0 | 2,26 | 10,59 | 1242 | 30,2 |