



UNIVERSIDAD DE MOA

Dr. Antonio Núñez Jiménez

FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA

CENTRO DE ESTUDIO DE ENERGÍA Y TECNOLOGÍA AVANZADA DE MOA

**PROCEDIMIENTO PARA LA MODELACIÓN DE RECURSOS EOLO-
ENERGÉTICOS EN UNA REGIÓN GEOGRÁFICA PROMISORIA**

Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas

EDUARDO TERRERO MATOS

Moa, Holguín

2021



UNIVERSIDAD DE MOA

Dr. Antonio Núñez Jiménez

FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA

CENTRO DE ESTUDIO DE ENERGÍA Y TECNOLOGÍA AVANZADA DE MOA

**PROCEDIMIENTO PARA LA MODELACIÓN DE RECURSOS EOLO-
ENERGÉTICOS EN UNA REGIÓN GEOGRÁFICA PROMISORIA**

Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas

Autor: Prof. Aux., Ing. Eduardo Terrero Matos, M. Sc.

Tutores: Prof. Tit., Ing. Conrado Moreno Figueredo, Dr. C.

Prof. Tit., Ing. Yoalbys Retirado Mediaceja, Dr. C.

Prof. Aux., Lic. Arístides Alejandro Legrá Lobaina, Dr. C.

Moa, Holguín

2021

«Todo lo referente al viento es planificable y hay que planificar contando con el viento».

Ing. Fernando Boytel Jambú

Pionero de los estudios eólicos en el oriente de Cuba

AGRADECIMIENTOS

A mi familia que ha comprendido la necesidad de tantos momentos de estudio e investigación en la soledad de los libros sin poder compartir nuestros sentimientos y tiempos.

A mis amigos que supieron darme su apoyo moral y material en los momentos más difíciles.

A mis tutores Conrado, Yoalbys y Arístides Alejandro por apoyarme constantemente durante muchos años de investigación.

A nuestro querido Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, hoy Universidad de Moa Dr. Antonio Núñez Jiménez, y a todo su colectivo que colaboró siempre para permitir la culminación de los estudios e investigación de este doctorado.

A Jesucristo, creador que anima y da fuerzas al que lo necesita. Él me ha ayudado a seguir adelante con pasos firmes hasta llegar a donde estoy.

DEDICATORIA

A mi esposa por su amor, permanente cariño y comprensión. A mis hijos por su incondicionalidad.

Al resto de mi familia, presentes y ausentes, quienes en cualquier época me apoyaron con espíritu alentador, contribuyendo a lograr las metas propuestas.

A mis compañeros del CEETAM, por permitirme aprender a su lado.

Es mi deseo, en sencillo gesto, dedicar mi tesis a Dios que me ha apoyado en todo momento proporcionándome fuerzas y un hombro para descansar.

SÍNTESIS

La investigación se concibe a partir de la necesidad de perfeccionar la formalización conceptual y algorítmica del procedimiento para determinar los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisoría.

En el trabajo se sistematiza el estado del arte sobre: el origen del viento y sus características energéticas; y sobre los modelos de recursos eolo-energéticos. Se infiere la necesidad de perfeccionar la formalización del diseño del muestreo eólico, la estandarización de las técnicas para depurar y completar los datos de muestreo, y la modelación de distribuciones de Weibull en una malla 3D.

Desde las bases teóricas y prácticas necesarias se establece un procedimiento para la cuantificación de los recursos eolo-energéticos cuyo algoritmo está adecuadamente formalizado. Sus tres fases son: el diseño del muestreo basado en el parámetro Error Probable de Estimación; la evaluación de la calidad de los datos y su completamiento por el método de Inverso de Potencia de la Distancia; y la modelación del factor de forma K y el factor de escala C del modelo eolo-energético en una malla 3D, mediante estimadores multivariantes (A,U,θ) optimizados. Este procedimiento se considera la novedad teórica de la investigación.

Finalmente, se desarrolla una aplicación informática para aplicar el procedimiento obteniéndose resultados coherentes validados por su semejanza a los que se obtienen con el software WAsP.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
Situación problemática	5
Problema científico	5
Objeto de la investigación	5
Campo de acción	5
Objetivo general	6
Hipótesis.....	6
Novedad científica (aporte teórico).....	6
Aportes prácticos.....	6
Objetivos específicos.....	7
Sistema de tareas	7
Métodos de investigación	8
Sobre la memoria escrita	9
Sobre la bibliografía consultada	10
CAPÍTULO I: ESTADO DEL ARTE SOBRE LA MODELACIÓN DE RECURSOS EOLO-ENERGÉTICOS	11
1.1 El papel de la ciencia en los estudios eólicos	11
1.2 Generalidades sobre el origen y comportamiento de los vientos	13
1.3 El viento como fuente de energía	27
1.4 Prospección de los recursos eolo-energéticos de una región	32
1.5 Estimación puntual de los recursos eolo-energéticos.....	36
Conclusiones parciales	42
CAPÍTULO 2: PROCEDIMIENTO PARA MODELAR LOS RECURSOS EOLO-ENERGÉTICOS DE UNA REGIÓN PROMISORIA	43
2.1. Propuesta de procedimiento para modelar recursos eolo-energéticos	43
2.2. Diseño del emplazamiento del muestreo eólico	45
2.3. Evaluación, depuración y completamiento del muestreo eólico	48
2.4. Estimación puntual de un modelo de Distribución de Weibull	53
2.5. Optimización del modelo 3D de recursos eolo-energéticos	58
2.6. Aplicación informática para usar el procedimiento.....	61
Conclusiones parciales	68

CAPÍTULO 3: MODELO DE LOS RECURSOS EOLO-ENERGÉTICOS DE UNA REGIÓN PROMISORIA DEL SECTOR PLAYA LA VACA -----	69
3.1. Caracterización de los vientos en Cuba y en Holguín-----	70
3.2. Caracterización de la región promisorio de Playa la Vaca -----	77
3.3. Análisis de puntos de muestreo del período 2006-2008. Otra propuesta --	80
3.4. Revisión y completamiento de las mediciones -----	83
3.5. Modelación de Weibull y Rosa de los Vientos en puntos de muestreo ----	87
3.6. Modelación 3D eolo-energética en la región -----	88
3.7. Argumento final para validar la nueva propuesta de modelación 3D-----	94
3.8. Breve argumentación económica de la propuesta descrita -----	98
Conclusiones parciales -----	98
CONCLUSIONES GENERALES -----	99
RECOMENDACIONES-----	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS -----	101
OTRAS BIBLIOGRAFÍAS REVISADAS -----	126
ANEXOS -----	133
Anexo 1: Turbulencias del viento-----	133
Anexo 2: Tabla para calcular K a partir de σ_m y V_m -----	135
Anexo 3: Distribución de Rayleigh -----	136
Anexo 4: Clases y longitudes de rugosidades. Índice de energía -----	137
Anexo 5: Pasos para seleccionar ubicaciones de torres de muestreo-----	139
Anexo 6: Algoritmo para obtener las coordenadas del muestreo eólico-----	140
Anexo 7: Comportamiento de interpolaciones y extrapolaciones por IPD -----	141
Anexo 8: Obtener K, C, V y P en cotas de un punto (X,Y) de muestreo -----	142
Anexo 9: Estimadores puntuales (A,U, θ) univariados -----	143
Anexo 10: Influencia del ángulo α en el modelo de estimación UPD-----	149
Anexo 11: Soportes Global y Compacto-----	151
Anexo 12: Obtención de K y C combinando (A,U, θ) y estimación vertical -----	152
Anexo 13: Modelos de rugosidad y velocidad media en la aplicación Eolica ----	153
Anexo 14: Diálogo para revisar y corregir errores en las direcciones. -----	154
Anexo 15: Series temporales de velocidades y direcciones -----	155
Anexo 16: Tablas de potencia y energía a partir de los datos -----	156
Anexo 17: Histogramas y distribución de Weibull. Métodos de ajuste-----	158

Anexo 18: Modelos de Distribución de Weibull y de Rosa de los Vientos-----	164
Anexo 19: Datos para obtener modelos 3D de K y C -----	165
Anexo 20: Representación de variables del modelo 3D de K y C -----	166
Anexo 21: Datos técnicos y económicos de aerogeneradores -----	168
Anexo 22: Parques eólicos existentes en Cuba hasta el 2016-----	169
Anexo 23: Programa de 13 Parques Eólicos - 633 MW hasta el 2024-----	170
Anexo 24: Región de estudio: Sector Playa la Vaca-----	171
Anexo 25: Frontera de búsqueda de torres de medición en la región de estudio	173
Anexo 26: Ubicación de torres de medición en la región de estudio según GEN	174
Anexo 27: Propuesta de ubicación de torres de muestreo en la región -----	176
Anexo 28: Valores estadísticos de los datos de muestreo y modelación -----	177
Anexo 29: Resultados de cálculo de energía por períodos <i>diezminutales</i> -----	183
Anexo 30: Modelos de Weibull y Rosa de los Vientos en Colina 4 y Colina 2---	189
Anexo 31: Proyección plana de la red 3D de la malla del modelo propuesto----	191
Anexo 32: Aerogenerador NEG-Micon 1650/82 IECIII (1650 kW) -----	192
Anexo 33: Tendencias en el pronóstico de velocidad de viento-----	193
Anexo 34: Otros mapas de velocidad de viento en Cuba -----	197
Anexo 35: Modelación eolo-energética de la región usando WAsP -----	198
Anexo 36: Comentarios de resultados según WAsP -----	202
Anexo 37: Limitaciones de los software WAsP y WEST -----	205
Anexo 38: Caracterización técnica de las mediciones en la región de estudio --	207
Anexo 39: Resultados al modelar el caso de estudio mediante WAsP -----	208
Anexo 40: Comentarios acerca del valor económico de la prospección eólica --	209

INTRODUCCIÓN

La energía es un factor esencial para la vida, ya que el desarrollo de toda actividad humana implica utilizarla. Ella se presenta en diversas formas más o menos útiles en dependencia de la tecnología que la requieren. Las de mayor importancia práctica son: Cinética, Potencial, Térmica, Química, Eléctrica, Electromagnética y Mecánica (BUN-CA, 2002). La energía puede convertirse de una forma a otra, lo cual tiene costos técnico-económicos, y la cuestión de fondo es: ¿cuáles son las fuentes primarias de energía que pueden ser utilizadas de manera eficaz y eficiente? Entre ellas están las fuentes de los combustibles fósiles como el petróleo y el gas acompañante, el carbón, las basadas en el átomo, las hidráulicas, las solares, la biomasa, las geotérmicas y las eólicas. A las últimas cinco se les denomina Fuentes Renovables de Energía (FRE). Las otras están disponibles en cantidades limitadas y se agotan por su uso y, además, su empleo es más contaminante del medio ambiente, aunque todas lo afectan (Tabassum *et al.* 2014).

Los temas energéticos tienen cada vez mayor importancia (Reyes y Rodríguez, 2018) ya que el mundo de hoy presenta dos tendencias negativas que influyen socioeconómicamente en todos los países y mantiene alerta al mundo: la utilización de combustibles fósiles que provoca altos índices de contaminación medioambiental y el agotamiento acelerado de estos recursos.

Para muchos países desarrollados y en desarrollo, una meta actual es el crecimiento sostenido de la producción de energía limpia para garantizar el progreso, reduciendo la contaminación ambiental, lo cual motiva una reevaluación mundial acerca del uso de las fuentes renovables de energías.

La situación de la energía en Cuba transita aún por la alta dependencia de los combustibles fósiles importados que representa un permanente riesgo económico y estratégico para el país, donde es de

producción nacional el 48 % y es importado el 52 % (Ramos, 2017). Es muy significativo que, según este autor, la producción de electricidad a partir de las FRE es sólo de un 4,5 % mientras que la producida por crudo, *fuel* térmico, motores *fuel*, diésel y gas acompañante constituyen el resto.

Grandes recursos se invierten en el mundo para buscar alternativas a los combustibles fósiles. Las fuentes renovables de energía limpia y la búsqueda y desarrollo de nuevas fuentes, han sido temas centrales de diversos proyectos de investigación científico-tecnológicos, con miras a disponer de energía barata y proteger el medio ambiente de los impactos producidos por la emanación a la atmósfera de productos químicos que destruyen la capa de ozono, la vegetación y alteran el clima.

Esto también es válido para Cuba donde se asume que el desarrollo sostenible no es concebible si está basado en fuentes de energía que contaminen el medio ambiente y provoquen cambios climáticos negativos o si genera una situación de dependencia energética que impiden el autoabastecimiento por fuentes energéticas propias acompañado por la posesión del conocimiento y las tecnologías para el aprovechamiento de las mencionadas fuentes.

Varios estudios se han realizado en Cuba para establecer principios y estrategias para el uso de las energías renovables. Se destacan los trabajos de Fiffe y Moreno (1993), Izquierdo *et al.* (1997), Bériz (2003), Novo (2005b), Soltura *et al.* (2006), González (2007), Terrero (2008), Moreno (2008, 2011, 2013), Moreno *et al.* (2013), CUBAENERGÍA (2013), Soler *et al.* (2013), Sarmiento (2015) y Ramos (2017, 2018) entre otros. Según Ramos (2017) en Cuba se ha definido una Política Energética cuyos objetivos son:

1. Transformar la estructura de las fuentes energéticas empleadas en la generación y el consumo de electricidad, incrementando la participación de las FRE.
2. Elevar la eficiencia en la generación y en el consumo de la electricidad, logrando la reducción de los costos del kWh entregado por el Sistema Electroenergético Nacional (SEN).
3. Elevar la sustentabilidad medioambiental de la economía y reducir la contaminación.

Esta política establece las siguientes directivas:

- Prospección, conocimiento, explotación y uso de las fuentes nacionales de energía.
- Uso racional de la energía y la utilización de tecnologías de alta eficiencia desde la explotación de los recursos primarios hasta el consumidor.
- Uso de fuentes renovables de energía con un peso progresivo en el balance energético nacional.
- Lograr una matriz energética diversificada, equilibrada y sustentable.
- Impulso a la inversión extranjera.

Según Ramos (2017) en Cuba se proyectaba para el 2030 lograr los siguientes resultados:

- a) Elevar al 24 % la participación de las FRE en la generación de energía eléctrica.
- b) Generar 7245 GWh/año con las FRE, que sustituye 1,7 MM t/año de combustible fósil.
- c) Dejar de emitir a la atmosfera más de 6 millones de toneladas de CO₂ al año.
- d) Reducir en un 13 % el costo del kWh entregado.

Estas proyecciones se ajustan en el tiempo tal como indican fuentes más recientes. por ejemplo: el balance anual de energía del 2021 (CUBAENERGÍA, 2021) y el artículo en CUBADEBATE de Delgado Guerra y Extremera San Martín (2021).

En particular tiene interés el uso de fuentes eólicas debido a que estas abundan en diversas regiones; además, las tecnologías disponibles para aprovecharlas son simples, eficaces y rentables.

En una región geográfica promisoría, o sea: con potencial energético prometedor considerando estudios previos (Moreno *et al.*, 2007), la determinación precisa de la disponibilidad del recurso viento, como fuente de energía, debe pasar por las siguientes fases.

1. Exploración integral del sitio.
2. Elección de los emplazamientos para la ubicación de las torres de medición.
3. Medición de la velocidad (V) y dirección (E) del viento en cada campaña de mediciones.
4. Control de la calidad de los datos medidos con el propósito de detectar errores y corregirlos.
5. Determinación de valores de los parámetros de evaluación y seleccionar los más importantes.
6. Análisis estadístico y depuración de los datos de la velocidad y de la dirección.

7. Modelación de los recursos eólicos de la región.
8. Establecimiento del potencial o recurso eolo-energético de la región.
9. Determinación de la posible producción de energía mediante un parque eólico en la región.

Entonces, queda argumentado que, para cualquier país aspirante a utilizar esta fuente de energía, un asunto esencial es comprobar que tiene disponible en su territorio los recursos eólicos suficientes para transferir o crear las tecnologías que permitan convertir la energía cinética del viento en otra forma de energía (generalmente mecánica o eléctrica) de uso común en la sociedad.

La modelación de los recursos eólicos en una región geográfica es el asunto principal de esta investigación; tales modelos se denominan Microescala (longitud de 5 a 10 km). En Cuba y otros países, la determinación de estos modelos en regiones promisorias se basa en la instalación de una red de torres de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento que durante períodos de 2 a 3 años captan datos que se gestionan por personal especializado (Moreno *et al.*, 2006).

La viabilidad del desarrollo de estos modelos para cualquier caso de estudio, su calidad comprobable, e inclusión en la toma de decisiones con respecto al aprovechamiento de estos recursos presupone que los procedimientos para modelar estén adecuadamente formalizados. En este caso, ese **postulado metodológico** se concreta en la verificación de que estos procedimientos:

- Estén dado por un sistema de algoritmos y ecuaciones compatibles con la realidad física.
- Aseguren el uso correcto de todos los datos de entrada útiles acerca del asunto que se estudia.
- Los algoritmos y ecuaciones son tan sencillos como sea posible sin negar la realidad conocida.
- Permiten evaluar su sensibilidad para asegurar que a pequeños cambios de los datos de entrada solo se producen pequeños cambios en los resultados.
- La aplicación de los algoritmos y los cálculos mediante las ecuaciones son viables y eficientes.
- La eficacia del estimador (o sea, la calidad de los resultados) pueda ser evaluada.
- Los resultados (índices, gráficos, tablas, funciones, modelos, etc.) son parte del conocimiento válido para la toma de decisiones con respecto al aprovechamiento de los recursos.

Situación problemática

Se destaca como primera cuestión: mejorar el conocimiento tecnológico que define el diseño de la red de muestreo eólico. Actualmente, este diseño se realiza en Cuba por personal experimentado y los resultados son considerados correctos, pero **la formalización de los criterios cuantitativos que se consideran para esta actividad puede ser perfeccionada** en el sentido de que el proceso de selección de las coordenadas de los puntos de muestreo incluya índices numéricos estandarizados que midan sus potenciales contribuciones a la modelación.

Por otra parte, **el análisis de la calidad de los datos puede estandarizarse bajo un enfoque dirigido a establecer explícitamente si los datos tienen o no la calidad suficiente para intervenir en el proceso de modelación.** En particular, debe establecerse una manera simple y general de estimar puntualmente los datos ausentes de velocidad y dirección.

Finalmente, la práctica tecnológica cubana puede perfeccionarse con **nuevos métodos explícitamente eficaces, eficientes y basados en toda la información disponible** para estimar los parámetros K y C de la Distribución de Weibull en cada nodo de la malla 3D que describe los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisoría.

Problema científico

Necesidad de perfeccionar la formalización conceptual y algorítmica del procedimiento para determinar un modelo de los recursos eolo-energéticos de una región promisoría de manera que este conocimiento contribuya a la toma de decisiones acerca de su aprovechamiento.

Objeto de la investigación

Recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisoría.

Campo de acción

Modelo de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisoría.

Objetivo general

Desarrollar un procedimiento adecuadamente formalizado para la determinación de un modelo de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisorio de manera que estos conocimientos contribuyan a la toma de decisiones para su aprovechamiento.

A partir de los trabajos consultados (Legrá, 2017, 2018 y 2020; Legrá y Terrero, 2019) sobre estimadores multivariados (A,U,θ) se plantea la siguiente:

Hipótesis

Un procedimiento para determinar el modelo de los recursos eolo-energéticos de una región promisorio, que incluya:

- El diseño óptimo de las coordenadas de la red de exploración de la velocidad y dirección del viento.
- La evaluación de la calidad de los datos y su completamiento.
- Un modelo de malla 3D basado en estimadores multivariados (A,U,θ) , donde a cada nodo le corresponde una Distribución de Weibull que describe el comportamiento estadístico de V .

Permitirá obtener un modelo del potencial eolo-energético de la región que facilite la toma de decisiones para el mejor aprovechamiento de estos recursos.

Novedad científica (aporte teórico)

Procedimiento adecuadamente formalizado para determinar un modelo de recursos eolo-energéticos, que incluye el uso de estimadores multivariados (A,U,θ) en el cálculo simultáneo de los valores óptimos de los parámetros K y C de Weibull en cada nodo de una malla 3D, a partir de datos de velocidad y dirección del viento medidos en una región geográfica promisorio.

Aportes prácticos

1. Un programa informático para implementar el procedimiento que se propone.
2. Modelo eolo-energético del sector Playa la Vaca del municipio Moa de la provincia Holguín, Cuba, obtenido mediante la aplicación del procedimiento propuesto.

Objetivos específicos

1. Obtener un sistema actualizado de conocimientos acerca de los conceptos y algoritmos relacionados con la modelación de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica, tal que permita realizar un análisis crítico acerca de los aspectos que deben perfeccionarse al realizar estas modelaciones.
2. Desarrollar un algoritmo matemático para el emplazamiento óptimo de la red de exploración (muestreo) de la velocidad del viento.
3. Describir un procedimiento para el análisis de la calidad de los datos y la argumentación de la eficacia de un método de estimación para el completamiento de los datos ausentes.
4. Desarrollar un método de estimación 3D multivariable (A,U,θ) que considere los valores de la topografía y la rugosidad del terreno para obtener un modelo de malla donde a cada uno de sus nodos, se le hace corresponder una Distribución de Weibull de parámetros K y C , que describe el comportamiento estadístico de las velocidades del viento en el punto.
5. Desarrollar una aplicación informática para la implementación de los objetivos 2 - 4.
6. Aplicar, con fines ilustrativos y de validación, el software referido en el objetivo 5 a los datos disponibles de la velocidad y dirección del viento en una región del Sector Playa la Vaca de Moa.

Sistema de tareas

- 1.a Revisar las fuentes bibliográficas académicas y tecnológicas relacionadas con el objeto y campo de acción de la investigación.
- 1.b Examinar fuentes de conocimientos relacionadas con los softwares más conocidos relacionados con la modelación de recursos eolo-energéticos en una región promisoría.
- 1.c Describir un sistema actualizado de conocimientos acerca de los conceptos y algoritmos relacionados con la modelación de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica.

- 1.d Realizar un análisis crítico sobre los aspectos que deben perfeccionarse cuando se obtienen estas modelaciones en la República de Cuba.
- 2.a Argumentar un algoritmo matemático para el emplazamiento óptimo de la red de exploración (muestreo) de la velocidad y dirección del viento.
- 2.b Establecer los pasos y estructura de un algoritmo matemático para el emplazamiento óptimo de la red de exploración (muestreo) de la velocidad del viento.
3. Enumerar y describir criterios para:
 - a) Analizar la calidad de los datos muestreados.
 - b) Argumentar sobre la eficacia de un método de depuración de los datos.
 - c) Argüir sobre la eficacia de un método de estimación para completar los datos ausentes.
- 4.a Enunciar los principios básicos de un método de estimación 3D multivariable (A,U,θ) que considere la topografía y la rugosidad del terreno, así como la dirección predominante del viento para obtener un modelo de malla.
- 4.b Describir un estimador 3D multivariable (A,U,θ) para obtener un modelo eolo-energético.
- 5.a Diseñar una aplicación informática para implementar los resultados anteriores.
- 5.b Desarrollar con el Dpto. de Matemáticas de la Universidad de Moa la aplicación informática.
- 6.a Aplicar en términos ilustrativos la aplicación informática a los datos disponibles de la velocidad del viento en una región promisorio del Sector Playa la Vaca de Moa.
- 6.b Argumentar sobre la validez del procedimiento propuesto para la modelación 3D.

Métodos de investigación

- Compilación de conocimientos: Durante la investigación se recopilan, organizan y revisan datos, informaciones y conocimientos sobre los temas de interés desde fuentes impresas y digitales como las que se muestran en las Referencias Bibliográficas de este documento; también se consideraron las opiniones de expertos. El carácter interdisciplinario de la investigación requirió la contribución de varios colegas y el uso de las TIC.

- Histórico-Lógico: Este método se utiliza para discernir la lógica del desarrollo del conocimiento establecido sobre el campo de acción declarado en la investigación a partir del complejo devenir histórico de este proceso conocido a partir de las publicaciones revisadas. Esta lógica contribuye esencialmente al desarrollo del estado del arte de la investigación.
- Sistémico: El método sistémico se utiliza en dos momentos. En primer lugar, para establecer coherentemente el estado del arte, o sea, el sistema de conocimientos más actual sobre los tópicos de interés. En segundo lugar, la formalización del conjunto de procedimientos propuestos en el capítulo 2 se muestra como un sistema, donde su estructura está dada por el algoritmo de la figura 2.1 del epígrafe 2.1.
- Analogías: Considerando las analogías que existen entre la modelación de K y C en la atmósfera y la modelación de parámetros tecnológicos geólogo-mineros (y de otros escenarios similares), para estimar los parámetros eolo-energéticos K y C se propone un estimador semejante al usado para modelar características de un yacimiento mineral.
- Modelación Matemática: En varios momentos de la investigación se utilizan modelos matemáticos clásicos relacionados principalmente con las ramas matemáticas de Análisis Numérico y Probabilidades-Estadísticas.
- Simulación Computacional y Búsqueda Exhaustiva para Optimización Discreta: Los procedimientos propuestos se implementan en un software que permite simular eficaz y eficientemente los diversos modelos de interés de manera que pueden realizarse búsquedas exhaustivas para encontrar los valores de los parámetros de los modelos tal que minimicen el error medio de las estimaciones y por tanto se obtenga un modelo óptimo.

Además, como es usual, durante la investigación se utilizan los métodos teóricos básicos de investigación tales como análisis, síntesis, inductivo y deductivo (Legrá y Silva, 2011).

Sobre la memoria escrita

Comienza con la introducción donde se describe el diseño metodológico de la investigación y prosigue con tres capítulos. El capítulo I presenta el estado del arte acerca del origen y

comportamiento de los vientos, la prospección de los recursos eolo-energéticos de una región y en particular el tema de las estimaciones.

En el capítulo 2 se describe y argumenta la novedad científica. Se presentan los elementos visuales y operacionales de la aplicación informática que se ha desarrollado como apoyo práctico al trabajo.

En el capítulo 3 se ilustra el procedimiento propuesto con el caso de una región promisoría del sector Playa La Vaca del municipio Moa en la provincia Holguín de Cuba.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones de la investigación, la bibliografía revisada y los anexos que amplían y precisan el contenido expuesto en cuerpo del trabajo.

Sobre la bibliografía consultada

Durante la presente investigación se ha revisado una amplia y diversa bibliografía entre las que se destaca un conjunto de textos básicos que contienen el conocimiento establecido sobre los temas teóricos y prácticos en los que se enmarca este trabajo.

Además, ha sido consultado un importante conjunto de fuentes actualizadas provenientes de diversas regiones del mundo donde se estudia el objeto y el campo de la presente investigación.

Un resumen acerca de la tipología y cronología de la literatura revisada se da en la siguiente tabla:

Tipo de bibliografía	Consultada	%
Libros	28	13.59
Artículos científicos	95	46.12
Tesis de diploma	12	5.83
Tesis de maestría	11	5.34
Tesis de doctorado	9	4.37
Informes técnicos	15	7.28
Trabajos a eventos	11	5.34
Normas	2	0.97
Otros documentos	23	11.17
Total	206	

Período de tiempo	Consultada	%
2015-2020	57	27.67
2011-2014	55	26.70
2000-2010	69	33.50
1980-1999	22	10.68
<1980	3	1.46

CAPÍTULO I: Estado del arte sobre la modelación de recursos eolo-energéticos

En el presente capítulo se describe el Marco Teórico y el Marco Contextual relacionados ambos con el objeto y campo de acción de la investigación. De los análisis que se realizan quedan suficientemente argumentados el Problema Científico, el Objetivo General que se ha propuesto y la correcta dirección de trabajo que se establece en la Hipótesis de la Investigación y en los Objetivos Específicos. Los objetivos del capítulo son:

- a) Describir los elementos generales sobre el origen y comportamiento de los vientos en el planeta.
- b) Establecer el papel de los vientos como fuente de energía renovable y los métodos para calcular su cuantía.
- c) Sistematizar y formalizar los conceptos y principios para obtener un modelo de recursos eolo-energéticos para una región geográfica promisoría.

1.1 El papel de la ciencia en los estudios eólicos

Por sus características el planeta Tierra es subdividido en las siguientes partes: Geosfera, Hidrosfera, Biosfera y la Atmósfera. Para el estudio de cada una de ellas y junto a otras disciplinas científicas, la Geofísica desarrolla y aplica complejos métodos y técnicas.

La atmósfera es la capa gaseosa que rodea la Tierra. Es una masa de un espesor relativamente pequeño y concentrado en los primeros 30 km de altura. A esa masa atmosférica se le conoce como aire y constituye una mezcla de gases con partículas sólidas y líquidas en suspensión conocida como aerosoles.

La atmósfera de la Tierra está dividida en capas verticales definidas según su estructura térmica tal como se aprecia en la figura 1.1.

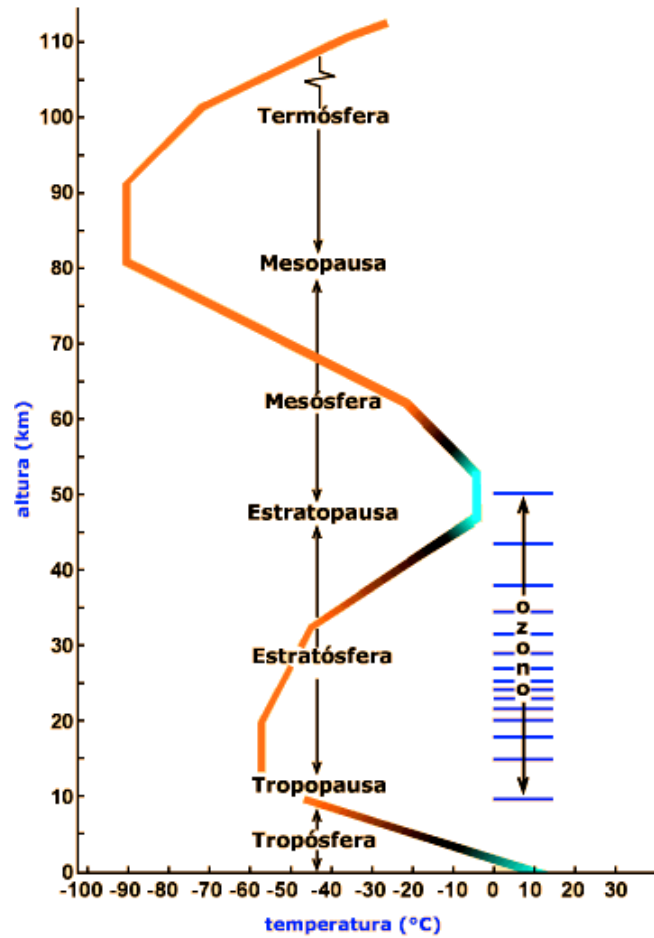


Figura 1.1. Capas verticales de la atmósfera según su estructura térmica. Fuente: Necco (2016).

La Geofísica es la disciplina que estudia los campos físicos vinculados a nuestro planeta; es decir, que estudia la Tierra mediante métodos de la Física a fin de conocer su evolución y características actuales (Geofísica Pura) y también como herramienta de prospección de recursos (Geofísica Aplicada). Pueden medirse directamente los campos físicos naturales (gravedad, magnetismo, radioactividad, entre otros) y también campos generados por emisión de electricidad, energía sísmica, etc., para así obtener mediciones efectivas a los fines exploratorios (Chelotti *et al.*, 2010).

Una disciplina tan amplia como la Geofísica debe establecer un criterio racional para su división; se destaca el que se ha utilizado, sobre todo en Francia: Geofísica Interna y Geofísica Externa.

La primera trata de los fenómenos relacionados con la Tierra sólida, y la segunda los de la atmósfera, océanos, campo magnético externo y medio interplanetario. Queda entonces establecido

que, bajo esta concepción, el comportamiento físico de los vientos atmosféricos es campo y objeto de investigación de la Geofísica Externa.

Sin embargo, como sucede con otros objetos de la investigación científica, aspectos esenciales relacionados con el viento son importantes para otras disciplinas científicas y tecnológicas. Por ejemplo, los temas relacionados con la energía del viento (eolo-energética) también son estudiados por tecnólogos (ingenieros mecánicos, electricistas y energéticos, entre otros).

1.2 Generalidades sobre el origen y comportamiento de los vientos

Origen y clasificación de los vientos

Según Moreno *et al.* (2006) el viento constituye uno de los componentes principales del clima. Sustentan esta afirmación la importancia que posee como elemento climático, así como la influencia que ejerce sobre los restantes componentes.

Debido a su propia naturaleza, el viento requiere, al menos, de dos medidas básicas: la velocidad y la dirección. Estas medidas son tratadas en Climatología como dos elementos relativamente independientes y medidos generalmente por instrumentos distintos: el anemómetro y la veleta, respectivamente.

El viento se define como aire en movimiento. La causa fundamental del origen del viento está relacionada con las diferencias existentes entre la presión atmosférica de un lugar con relación a otro. Dichas diferencias de presión atmosférica constituyen lo que se denomina gradiente horizontal de la presión atmosférica. El movimiento del aire se establece desde los núcleos de presión alta a los de presión baja. En la medida que aumenta el gradiente horizontal de la presión atmosférica mayor será la velocidad del viento en un punto determinado.

El viento ocurre principalmente en la región atmosférica conocida como capa límite, que es la más próxima a la superficie terrestre, donde la fricción es notable; también ocurre en otras capas atmosféricas más alejadas donde este rozamiento es mucho menor y poco significativo.

En la capa límite la fuerza de fricción provoca el frenado del viento y aunque no tiene una altura fija, su altura media se considera aproximadamente igual 1000 m (Mastrángelo *et al.*, 2014). Para alturas mayores, los efectos del rozamiento son menos importantes y pueden despreciarse.

Expresa Boytel (1972) que los vientos que interaccionan en el globo terrestre son: los **geostróficos** (globales) y los **terrestres** (locales). Los **vientos geostróficos** son generados, principalmente, por las diferencias de temperatura, presión y son poco influenciados por las irregularidades de la superficie terrestre, o sea, están por encima de la capa límite y su velocidad puede ser medida utilizando globos de sonda.

Los **vientos terrestres** que actúan hasta alturas de 1000 m son muy influenciados por la superficie terrestre hasta altitudes de 100 metros donde pueden ser frenados por la rugosidad de la superficie del planeta y por los diversos obstáculos que se encuentren en su recorrido. Sus direcciones cerca de la superficie terrestre serán ligeramente diferentes de los geostróficos debido a la rotación planetaria y los obstáculos del terreno.

Según Boytel (1972) existen dos reglas fundamentales relacionadas con la presión y los vientos:

- La dirección de los vientos va desde las regiones de altas presiones a las de bajas presiones.
- La velocidad del viento es directamente proporcional al gradiente de presión.

Los vientos locales se clasifican (BUN-CA, 2002) en: brisas marinas, brisas terrestres y vientos de montaña. En el estudio de los vientos es común considerar las escalas hasta las cuales interactúa el viento, en la tabla 1.1 se muestra este enfoque.

Tabla 1.1. Escalas de longitud para el estudio del viento. Fuente: Moreno *et al.* (2017).

Escala	Dimensiones (km)	Ejemplos
Planetaria	5000	Celda de Hadley
Macroescala o sinóptica	1000	Ciclones de altitudes medias
Mesoescala	100	Tormenta y brisas
Microescala	5 – 10	Turbulencias

Los vientos a gran escala (también denominados Vientos Sinópticos) son provocados por los gradientes de presión de sistema de macroescala (anticiclones y borrascas), con una duración de varios días. Los vientos a mesoescala se deben a los gradientes de presión en sistema de escala media (tormentas, brisas, etc.), con duración de varias horas. Los estudios a mesoescala y a microescala son los que más influyen en las decisiones que permiten aprovechar el viento como fuente de energía.

Modelación dinámica de la velocidad del viento

Según Holton (2004) el viento es una variable que ha recibido gran atención durante la modelación dinámica meteorológica. Este autor destaca entre otros los siguientes modelos:

Vientos Geostróficos

Es una aproximación física del comportamiento de la velocidad del viento que resulta útil en la zona denominada atmósfera libre. En este caso se considera que existe un equilibrio entre las fuerzas de Coriolis y las fuerzas generadas por el gradiente de presión; además, se desprecian la aceleración centrípeta y las fuerzas de rozamiento.

Las componentes Este-Oeste X_g (m) y Sur-Norte Y_g (m) de la velocidad del viento se calculan por:

$$\begin{cases} X_g = -\frac{1}{\rho f} \frac{\partial P}{\partial y} \\ Y_g = \frac{1}{\rho f} \frac{\partial P}{\partial x} \end{cases} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde ρ (kg/m^3) es la densidad del aire; P (Pa) es la presión; f (rad/s) es el parámetro de Coriolis y se calcula:

$$f = 2 \left(\frac{2\pi}{86400} \right) \text{Sen}(\phi) \quad \text{Ec. 1.2}$$

Donde ϕ ($^\circ$) es la latitud del punto donde se realiza la modelación.

Vientos Ciclostroóficos (por ejemplo, tornados):

El flujo ciclostrófico es otra aproximación física del viento real. En él se considera que la fuerza generada por el gradiente de presión, produce toda la aceleración centrípeta necesaria, mientras que la fuerza de Coriolis y la fuerza de rozamiento, en comparación, son mucho más pequeñas y por lo tanto, despreciables.

El movimiento ciclostrófico sólo es posible si en el centro existe una baja presión y su modelo de velocidad (m/s) es:

$$V = \sqrt{-\frac{R}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

Donde x es la dirección en la que varía la presión y R (m) es el radio de giro del viento.

Vientos de Gradiente

Es el caso en que existe equilibrio entre el gradiente de presión, el efecto de Coriolis y la aceleración centrípeta; las fuerzas de rozamiento son despreciables. Se expresa que:

$$V = -\frac{f R}{2} \pm \sqrt{\frac{f^2 R^2}{4} - \frac{R}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x}} \quad \text{Ec. 1.4}$$

Vientos Térmicos

Modela la velocidad del viento entre dos alturas Z_0 (m) y Z_1 (m) cuando se conoce la estructura térmica de la masa de aire. Esta velocidad está dada por sus componentes X_T (m) y Y_T (m).

$$\begin{cases} X_T = -\frac{R}{f} \frac{\partial T}{\partial y} \ln\left(\frac{P_0}{P_1}\right), \text{ componente Oeste (-) a Este (+)} \\ Y_T = \frac{R}{f} \frac{\partial T}{\partial x} \ln\left(\frac{P_0}{P_1}\right), \text{ componente de Sur (-) a Norte (+)} \end{cases} \quad \text{Ec. 1.5}$$

T (K) es la temperatura entre las alturas Z_0 y Z_1 . P_0 (Pa) es la presión en Z_0 y P_1 (Pa) en Z_1 .

Puede afirmarse que estos modelos dinámicos de la velocidad del viento son de fácil aplicación en regiones suficientemente amplias, en cortos términos de tiempo y cuando se conocen las variaciones de presión y temperatura para cada instante de modelación; es por ello que los

investigadores del aprovechamiento del potencial eolo-energético han asumido también otros enfoques más sencillos, algunos de los cuales se explican a continuación.

Variación de la velocidad del viento con la altura y la rugosidad

Moreno *et al.* (2017) plantean que la forma en que la velocidad del viento varía con la altura depende del transporte vertical de la cantidad de movimiento de las capas altas de la atmósfera hacia las bajas, lo cual se produce por efecto de la turbulencia atmosférica (ver Anexo 1), que a su vez depende de la estabilidad atmosférica y del tipo de superficie del terreno. En general se acepta que los efectos de rozamiento con la superficie del suelo son apreciables hasta una altura media de 1000 m. Como se ha dicho, a esta zona se le denomina capa límite.

Por encima de esta capa, en la atmósfera libre, estos efectos de fricción se pueden despreciar y aparecen los vientos geostroficados. La capa límite tiene una zona de hasta 100 m de altura, donde la orografía del terreno, su rugosidad y los obstáculos influyen notablemente en las magnitudes de la velocidad (V) del viento y de su dirección (E).

La zona inmediatamente después, entre 100-2000 m, es conocida como capa de Ekman. En esta última las variaciones se comportan de forma progresiva y más suave. En las Figuras 1.2a y 1.2b se muestra este comportamiento para diferentes rugosidades.

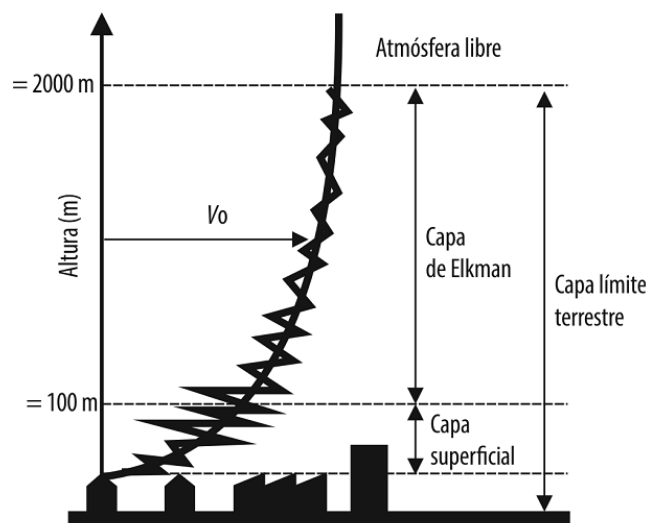


Figura 1.2a. Perfil de velocidad del viento con la altura. Fuente: Moreno *et al.* (2017).

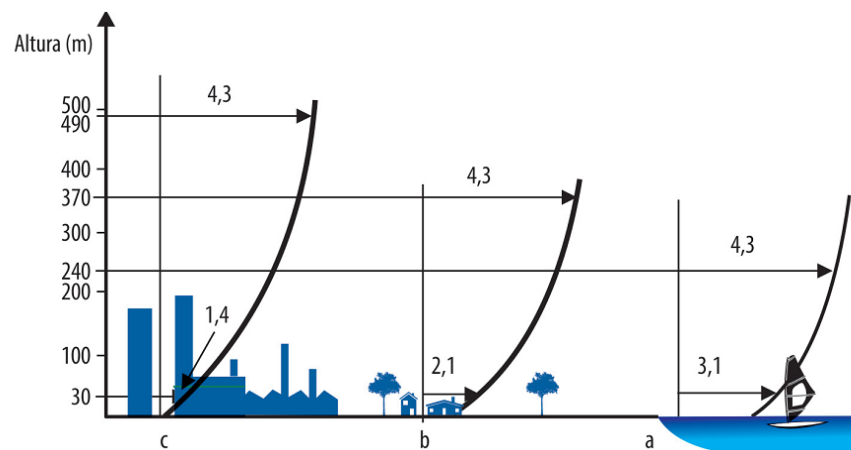


Figura 1.2b. Perfil de velocidad del viento con la altura para tres configuraciones típicas: a) Plano, Mar, Costa. b) Vegetación baja, edificaciones pequeñas. c) Ciudades. Fuente: Moreno *et al.* (2017).

López *et al.* (2015), aseguran que el viento por encima de cierta altura está regido por el equilibrio entre las fuerzas de presión y de Coriolis, aunque a medida que va descendiendo hacia la superficie terrestre sufre un rozamiento con el suelo y es frenado por el mismo. Este fenómeno ocurre dentro de la capa límite terrestre que, según estos autores, tiene un espesor variable con las condiciones climatológicas. Un valor típico del espesor podría ser 1 - 2 km. La parte inferior de la capa límite terrestre se conoce como capa superficial, representando aproximadamente un 10 % del espesor de la capa límite, es decir aproximadamente sus primeros 100 o 150 metros.

Dentro de la capa límite terrestre, la velocidad del viento varía con la altura debido al rozamiento con la superficie terrestre. Este efecto se conoce como cortadura vertical del viento.

En la atmósfera la convección es definida como el transporte de calor de un lugar a otro por medio del traslado de partículas de aire (Mastrángelo *et al.*, 2014). Cuando dos superficies son calentadas en diferente forma, las mismas transmiten, a su vez en forma diferente, ese calor al aire que se encuentra sobre las mismas. El aire más caliente es menos denso por su expansión, mientras que las fuerzas gravitacionales actúan de forma tal que el aire frío tiende a descender, el aire caliente a ascender y se produce entre ambos una circulación como se indica en la figura 1.3.



Figura 1.3. Circulación de aire. Fuente: Mastrángelo *et al.* (2014).

Estos autores exponen que los vientos se definen por su dirección, sentido y velocidad por lo que se considera físicamente como un vector tridimensional, que se expresa por esas componentes.

Ellos aseguran que la velocidad del viento puede pasar desde 2 m/s a 20 m de altura, hasta 7 u 8 m/s a 300 m de altura, aunque el crecimiento relativo de la velocidad del viento con la altura respecto al suelo varía de un punto a otro.

La reducción de la velocidad en las proximidades del suelo se debe a la vegetación, construcciones y obstáculos de otras clases; por ello el antecedente más conocido para estimar los valores de la velocidad del viento se basa en el uso del Coeficiente de Rugosidad (n) que se calcula a partir de la longitud de rugosidad Z_r , (m). Según la Asociación Danesa de la Industria Eólica (2000) este coeficiente de rugosidad n (adimensional) se puede aproximar mediante las ecuaciones 1.6 y 1.7:

$$n = 1,69982301 + \frac{\ln(Z_r)}{\ln(150)}, \text{ si } Z_r \leq 0,03 \quad \text{Ec. 1.6}$$

$$n = 3,91248929 + \frac{\ln(Z_r)}{\ln(3,33333)}, \text{ si } Z_r > 0,03 \quad \text{Ec. 1.7}$$

Donde Z_r se define como la altura sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula.

Mur Amada (2004) explica que la velocidad a cualquier altura Z se puede calcular mediante la Ley Exponencial del Viento de Hellman, dada por la ecuación 1.8, útil para estimaciones a largo plazo:

$$V = V_o \left(\frac{Z}{Z_0} \right)^\alpha \quad (\text{m/s}) \quad \text{Ec. 1.8}$$

Donde: V_o (m/s) es la velocidad conocida a la altura Z_o (m) y V es la velocidad que se calcula a la altura Z . Según el autor, si se conoce la velocidad V_o en la altura Z_o se puede calcular:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,988 \ln(V_o)}{1 - 0,088 \ln(Z_o / 10)} \quad \text{Ec. 1.9}$$

Mastrángelo *et al.* (2014) exponen que la ecuación 1.10 también relaciona a α y Z_r .

$$\alpha = 0,04 \ln(Z_r) + 0,003 [\ln(Z_r)]^2 + 0,24 \quad \text{Ec. 1.10}$$

López *et al.* (2015), explican que la validez de la ecuación 1.8 y de las fórmulas para calcular α también dependen del grado de estabilidad de la atmósfera, especialmente para alturas mayores de 150 m sobre el terreno, o sea, a partir de la capa de Elkman.

A partir de 1.8, si se conocen dos pares de valores (Z_1, V_1) y (Z_2, V_2) , entonces se puede calcular α . Según Mur Amada (2004), la ecuación 1.11 también se utiliza para determinar la velocidad V a cierta altura Z si se conoce la velocidad V_o a otra altura Z_o y se conoce Z_r ,

$$V = V_o \left[\frac{\ln(Z) - \ln(Z_r)}{\ln(Z_o) - \ln(Z_r)} \right] = V_o \left[\frac{\ln(Z/Z_r)}{\ln(Z_o/Z_r)} \right] \quad (\text{m/s}) \quad \text{Ec. 1.11}$$

En la tabla 1.2 se indican los valores de Z_r y n en función de rugosidades diversas.

Tabla 1.2. Coeficiente de extrapolación vertical de la ley de potencia del viento. Fuente: Mastrángelo *et al.* (2014).

Tipo de terreno	Z_r en (m)	n
Liso (mar, arena, nieve)	0,001 - 0,02	0,10 - 0,13
Moderadamente rugoso	0,02 - 0,3	0,13 - 0,20
Trigo u otros cereales, regiones rurales)	0,3 - 2	0,20 - 0,27
Rugosos (bosques, barrios)	2 - 10	0,27 - 0,40

Para aplicar estas fórmulas se suponen conocidos los valores de Z_r , Z_o y n , lo cual no siempre es posible. Además, en ambos enfoques se supone que la velocidad aumenta exponencialmente según

aumenta Z y esto no siempre sucede si la atmósfera no es estable. Lógicamente, esta problemática conduce a la búsqueda de nuevos enfoques.

Relación de la Velocidad y Dirección del viento con la topografía

Según Moreno Figueredo *et al.* (2017), la dirección del viento está determinada por efectos topográficos y por la rotación de la Tierra y es de gran importancia el conocimiento de las direcciones más frecuentes para instalar los equipos que extraerán la energía de esta fuente.

Mur Amada (2004) plantea que los efectos provocados por los obstáculos del terreno como elevaciones, colinas, etc. pueden ser de aceleración si el obstáculo es de forma y pendiente relativamente suaves, o producirse efectos de reducción si se trata de crestas o bordes agudos. Se presentan algunos efectos provocados por los obstáculos en las figuras 1.4 - 1.6 (RIGE, 2002a).

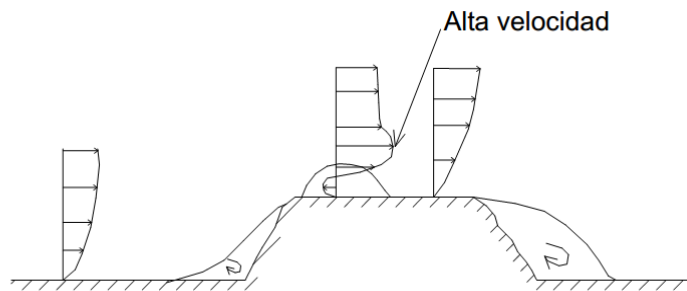


Figura 1.4. Influencia de un obstáculo de pendientes suaves. Fuente: RIGE (2002a).

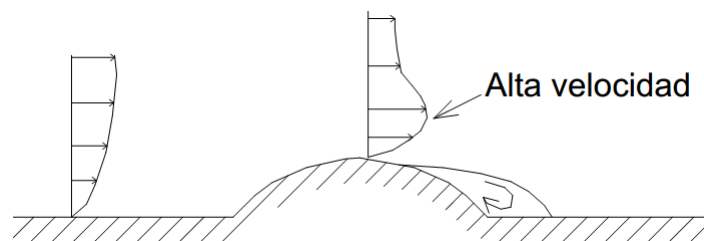


Figura 1. 5. Influencia de un obstáculo de pendientes abruptas. Fuente: RIGE (2002a).

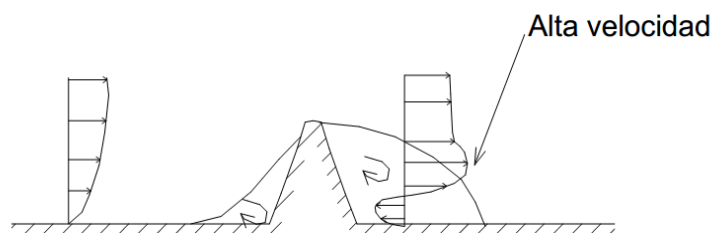


Figura 1.6. Influencia de un obstáculo en forma de cresta. Fuente: RIGE (2002a).

Mur señala que los estudios aerodinámicos de terrenos indican que sobre las colinas de sección lateral con forma triangular o sinusoidal la velocidad del viento aumenta casi un 100 % cerca de la cima, pero que el aumento de velocidad cae rápidamente hasta hacerse casi nulo a una altura aproximadamente igual a la mitad de la anchura de la colina.

RIGE (2002a) representa gráficamente el comportamiento de la velocidad del viento influenciado por una sierra ideal, donde la magnitud de la velocidad se reduce al 50 % en la proximidad de la ladera, mientras que al ascender por la pendiente a barlovento se incrementa la velocidad y la turbulencia del flujo de viento, hasta alcanzar una magnitud en el orden de dos veces con respecto a la velocidad inicial, efecto que se indica en la figura 1.7.

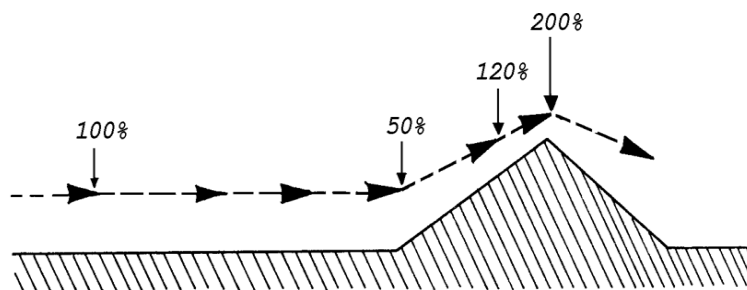


Figura 1.7. Variación de la velocidad del viento en sierra ideal. Fuente: RIGE (2002a).

Un caso similar de flujo de viento no alterado se muestra en la figura 1.8.

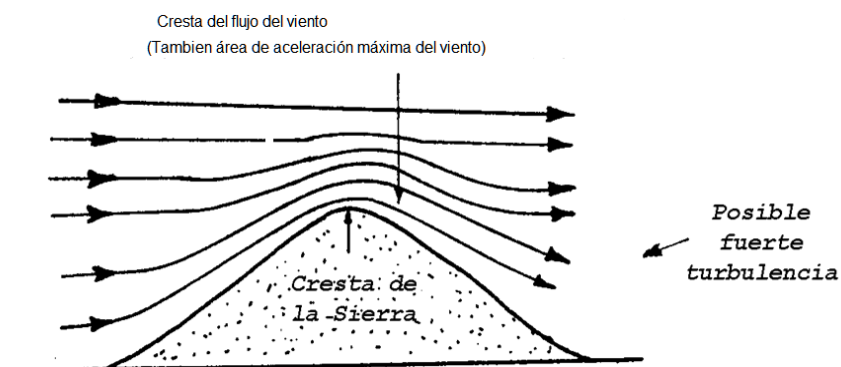


Figura 1.8. Efecto de flujo no alterado que encuentra obstrucción. Fuente: RIGE (2002a).

Camargo *et al.* (2001) ilustran de forma genérica como los vientos se comportan cuando están bajo la influencia de las características de la superficie del suelo, tal como se indica en la figura 1.9

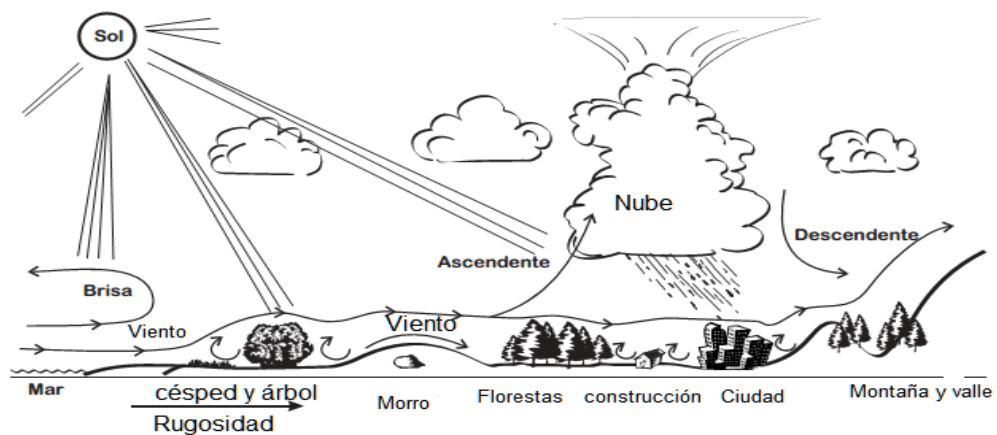


Figura 1.9. Comportamiento del viento bajo la influencia de las características del terreno. Fuente:

Dutra (2009).

Según Álvaro Pinilla (1997) otro concepto importante es la velocidad de viento potencial, que se define como la velocidad de viento que se observaría en un terreno completamente plano y abierto, típicamente especificado para 10 m de altura sobre el terreno. La velocidad de viento potencial es básicamente una magnitud de escala media y, debido a su definición, no depende de las características de rugosidad locales. A través del perfil vertical para terreno abierto y plano, esta velocidad se relaciona fácilmente con la que existe a 60 m y 100 m sobre la cota del terreno.

Efectos locales del viento

Según Moreno Figueredo *et al.* (2017) la determinación exacta de los efectos locales del viento causado por la topografía es complicada y exige experiencia. Con esto es posible evaluar los sitios, pero también es probable hacerlo con las informaciones básicas sobre los factores locales que pueden influir en el viento.

Estos autores manifiestan que la experiencia muestra que en áreas de terreno complejo, la selección del sitio de instalación de parques eólicos, sin tener los conocimientos suficientes sobre los efectos locales del viento puede traer consecuencias catastróficas para el proyecto. Para caracterizar este fenómeno Bowen y Mortensen crearon en 1996 un índice que evalúa la complejidad topográfica del terreno; este es el número de RIX el cual indica porcentualmente la

fracción del área de un terreno circular con un radio de 3500 m que excede una inclinación de 18° (inclinación crítica). Este tema aún es de actualidad, tal como indica Sveinbjornsson (2013), Siguiendo esta evaluación, todas las áreas que poseen el número de RIX por encima de 30 % son consideradas terrenos complejos. La aplicación de modelos matemáticos simplificados en estos casos, como por ejemplo los usados en los softwares WAsP y Wind Map, no dan predicciones confiables del régimen de viento (Moreno, *et al.*, 2017); según Roque *et al.* (2016), algunas insuficiencias también aparecen al aplicar el modelo WRF.

Modelación estadística de la velocidad del viento. Distribución de Weibull

Alencar *et al.* (2002) explican que cuando en un punto espacial P (de coordenadas X, Y, Z) se conocen la velocidad promedio del viento V para cortos intervalos de tiempo (por ejemplo, diez minutos), obtenidos durante un período largo (no menos de 2 a 3 años), se puede determinar la distribución de frecuencia de esta variable y modelarla mediante la función de densidad de una Distribución de Weibull que expresa la probabilidad de que la velocidad del viento tenga valor V.

Según Villarubia (2012), con las mediciones de varios años se debe construir un “año tipo” o “año medio” con los promedios de las mediciones *diezminutales* de varios años en cada período.

El uso de este “año medio” facilita estudiar mejor la representatividad estacional, diaria y horaria de las mediciones y prepara los datos para un fácil ajuste de la distribución de Weibull que tienen la ecuación 1.12 donde K (adimensional) es el factor de forma y C (m/s) es el factor de escala.

$$f(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \quad \text{Ec. 1.12}$$

Según Aukitino *et al.* (2017), los valores de K y C pueden determinarse a partir de las mediciones de la velocidad del viento durante un año tipo (medio). En el Anexo 17 se explican varios de estos métodos y en este trabajo se usa el método por sectores propuesto en el software WAsP (Troen y Lundtang, 1990), ya que pondera los datos de las direcciones con mayor frecuencia de medición.

A partir de la Distribución de Weibull se determinan los parámetros del modelo que caracterizan a la velocidad del viento mediante las ecuaciones (Alencar *et al.*, 2002):

Velocidad media del viento:

$$V_m = C q_1 \text{ (m/s)} \quad \text{Ec. 1.13}$$

Donde $q_1 = \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$; $\Gamma(x)$ es la función Gamma

Desviación estándar del viento:

$$\sigma_m = C(q_2 - q_1^2)^{0.5} \text{ (m/s)} \quad \text{Ec. 1.14}$$

Donde $q_2 = \Gamma\left(1 + \frac{2}{K}\right)$

Intensidad de la turbulencia del viento (Coeficiente de variación):

$$I_m = 100 \left(\frac{\sigma_m}{V_m} \right) \text{ (\%)} \quad \text{Ec. 1.15}$$

Moda de la velocidad del viento:

$$m_m = C q_0 \frac{1}{K} \text{ (m/s)} \quad \text{Ec. 1.16}$$

Donde $q_0 = \Gamma\left(1 - \frac{1}{K}\right)$

Valdés y Vinagre (2012) señalan que para un conjunto de datos muestreados se cumplen las ecuaciones:

$$C = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_i}{C} \right)^{K-1} V_i \quad \text{Ec. 1.17}$$

$$K = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{V_i}{C} \right)^K \ln \left(\frac{V_i}{C} \right) - \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_i}{C} \right)} \quad \text{Ec. 1.18}$$

Esta relación es compleja, implícita y no lineal, y es aconsejable tenerla en cuenta como parte de la información contenida tácitamente en los datos disponibles.

Finalmente debe recordarse que si $K=2$, entonces la Distribución de Weibull se denomina Distribución de Rayleigh (ver figura A3 en el Anexo 3).

Rosas de los vientos

Según García (2015) para la evaluación preliminar del potencial eólico de una región es recomendable obtener la rosa de los vientos. Esta es un diagrama que muestra la distribución estadística real o porcentual de la dirección del viento (E) y una distribución azimutal (ángulo formado por una dirección y el norte magnético) de velocidad del viento en un lugar dado.

Consiste de varios círculos concéntricos espaciados igualmente y divididos por líneas en varios sectores o partes iguales, pueden ser 8, 12, o 16, indicando los puntos cardinales (E, ENE, NE, NNE, W, WNW, NW, NNW, ESE, SE, SSE, S, SSW, N, WSW, SW).

El Atlas Eólico Europeo (Troen y Lundtang Petersen, 1990) indica que deben emplearse 12 sectores, abarcando cada uno 30° del horizonte y generalmente son usadas para representaciones de datos diarios, semanales, mensuales, anuales, y por temporadas.

En esta investigación se tomará esta Rosa de los Vientos que se muestra en la figura 1.10

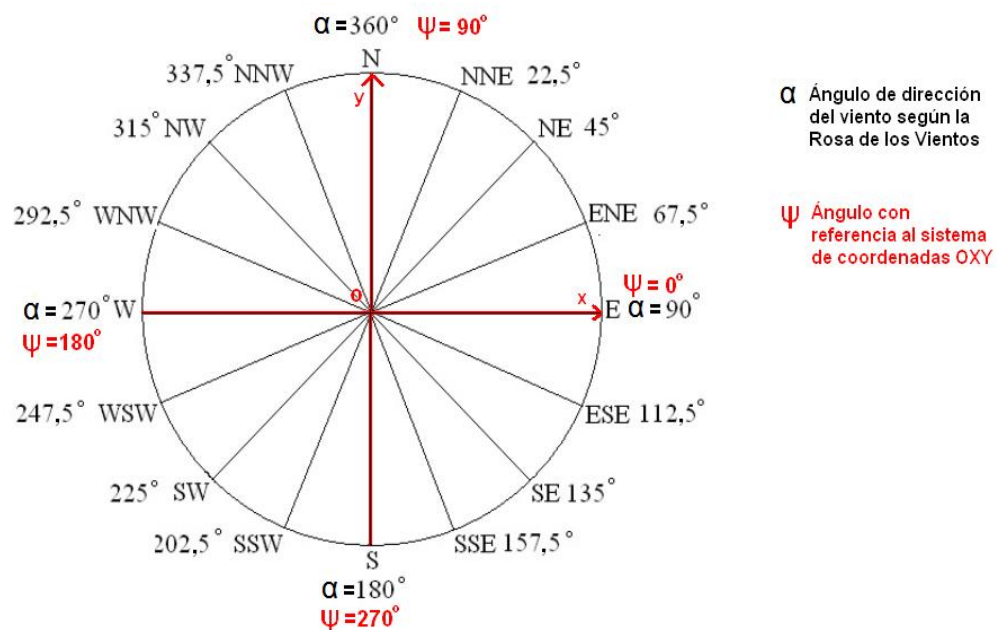


Figura 1.10. Rosa de los vientos. Fuente: Carcassés (2014).

1.3 El viento como fuente de energía

Energía cinética del viento

Según RIGE (2002a) la energía cinética del viento, es una forma secundaria de energía solar; la cual está disponible en todo el mundo, teniendo significantes diferencias espaciales y temporales que deben de tenerse en cuenta y ser estudiadas detenidamente.

Conocer el comportamiento de la densidad ρ del aire (kg/m^3) y su velocidad V (m/s) es importante, ya que la energía cinética de un bloque con volumen U (m^3) del viento (Lecuona, 2002) se calcula:

$$E_c = \frac{mV^2}{2} = \frac{\rho U V^2}{2} \quad (\text{J}) \quad \text{Ec. 1.19}$$

La energía por unidad de volumen se escribe:

$$e_c = \frac{\rho V^2}{2} \quad (\text{J/m}^3) \quad \text{Ec. 1.20}$$

Dado que el flujo a través de una superficie estacionaria de sección frontal A es:

$$Q = A V \quad (\text{m}^3/\text{s}) \quad \text{Ec. 1.21}$$

Y dado que la potencia eólica del flujo de aire a través de A es:

$$P = e_c Q \quad (\text{W}) \quad \text{Ec. 1.22}$$

Entonces se puede deducir que la potencia contenida en el viento que pasa a través del área A (m^2) perpendicular a la dirección del viento es:

$$P = \frac{\rho A V^3}{2} \quad (\text{W}) \quad \text{Ec. 1.23}$$

Hay tres componentes del viento que determinan la potencia disponible de un Sistema de Conversión de Energía Eólica (RIGE, 2002a):

- a) Velocidad del viento: Con el aumento de la velocidad del viento, la generación eólica disponible aumenta tri-potencialmente. La potencia disponible es proporcional al cubo de la velocidad. Es decir, que un incremento de 1 m/s de la velocidad del viento acrecienta su valor al cubo. Puesto que una alta velocidad del viento es deseable por cualquier sitio dado, la meta

para evaluar el sitio es cuantificar la velocidad del viento para estimar el rendimiento de un generador eólico en dicho lugar.

- b) Características locales del viento: Mientras que los modelos de tiempo globales caracterizan al aire en movimiento y a grandes rasgos determinan el recurso del viento de una región, los rasgos topográficos locales que incluyen formaciones geográficas, flora y estructuras artificiales, pueden definir la diferencia entre un recurso eólico utilizable y uno que no lo es.
- c) Densidad del aire: Temperaturas bajas producen una densidad de aire más alta. Mayor densidad significa mayor fluidez de las moléculas en un volumen de aire dado y mayor fluidez de las moléculas encima de una pala de la turbina produce un rendimiento más alto de la potencia para una velocidad dada del viento. La potencia disponible varía en un 25 % en el curso de un año debido al cambio estacional de temperatura que influye en cambios en la densidad del aire.

Siguiendo el modelo de la Distribución de Weibull (ecuación 1.12) también se pueden calcular:

Densidad de potencia:

$$P_1 = \frac{\rho C^3 q_3}{2} \quad (\text{W/m}^2) \quad \text{Ec. 1.24}$$

Donde $q_3 = \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right)$ y ρ (kg/m^3) es la densidad del aire.

Debe ser aclarado que el cálculo de P_1 usando la velocidad media V_m (ecuación 1.13) se corrige mediante el Factor Patrón de Energía (Moreno *et al.*, 2017):

$$\text{FPE} = \frac{q_3}{(q_1)^3} \quad (\text{adimensional}) \quad \text{Ec. 1.25}$$

De manera que se establece que:

$$P_1 = \frac{\rho (V_m)^3 \text{FPE}}{2} \quad (\text{W/m}^2) \quad \text{Ec. 1.26}$$

Energía por m^2 en un intervalo de tiempo

$$E = P_1 t \quad (\text{Ws/m}^2) \quad \text{Ec. 1.27}$$

No toda esta energía se puede aprovechar y en esto influye notablemente la rugosidad del terreno. En el Anexo 4 se muestran el índice de aprovechamiento de la energía para diversas clases de rugosidades según el Atlas Eólico Europeo citado por Moreno Figueredo *et al.* (2017).

Cuando se conocen las características técnicas de un aerogenerador, específicamente su curva de potencia nominal dada por una tabla de potencias P para cada velocidad V , entonces se puede calcular el Factor de Capacidad: FC que se obtiene como el cociente de la **Energía generada durante el año** (por el aerogenerador) entre la **Energía que se generaría durante un año a potencia nominal del aerogenerador**. Esta relación usualmente se multiplica por 100 para expresarla en por ciento y el FC está generalmente entre 20 % y 35 % en los parques eólicos situados en tierra (Moreno *et al.* 2017).

Modelación de los recursos eolo-energéticos

La modelación de los recursos naturales debe responder a la capacidad de proporcionar conocimiento para la toma de decisiones acerca de su aprovechamiento eficaz y eficiente. Para el caso de la modelación de los recursos eólicos desde la perspectiva de su capacidad como fuente de energía, deben considerarse las etapas o fases para desarrollar el proyecto de un parque eólico.

Moreno *et al.* (2017) aseguran que el desarrollo del proyecto de un parque eólico conectado a la red energética general se organiza en cinco fases:

1. Identificación y selección del sitio del proyecto.
2. Medición del viento y evaluación del recurso eólico.
3. Microlocalización y estimación de la generación de energía.
4. Análisis económico-financiero del parque eólico.
5. Construcción y explotación del parque eólico.

Nótese que la fase 2 establece:

- La medición del viento. Para lograrlo es necesario diseñar, ejecutar, evaluar y completar el muestreo y sus resultados. Este es un tema de gran importancia en la presente investigación.
- Evaluación del recurso eólico en una formalización útil para las fases que siguen.

Deben considerarse los siguientes principios que rigen el tipo de modelación de los recursos eólicos (entendido como su velocidad media V_m , m/s) en una región energéticamente promisorio:

- a) La variabilidad espacial de V_m , o sea: para cada punto (X,Y,Z) de la atmósfera de la región promisorio, V_m es probablemente diferente.
- b) El valor de V_m en cada punto (X,Y,Z) está relacionado con los valores de la velocidad media en puntos cercanos a (X,Y,Z) .
- c) El valor de V_m en cada punto (X,Y,Z) está condicionado por el comportamiento de la topografía y rugosidad locales (vecindad geométrica de este punto) y depende fuertemente de la cota Z y de la rugosidad R en el punto (X,Y) .
- d) La formalización de los recursos eólicos de la región promisorio se basa en un modelo 3D que asigne a cada nodo o bloque el valor V_m y de densidad de potencia P (W/m^2).

Existen diversas formas de modelar los recursos eolo-energéticos. Por ejemplo, algunos estudios simplemente ajustan la distribución de Weibull (K y C) a datos muestreados y luego calculan V y P_1 (Ahmed *et al.*, 2013). Otros trabajos modelan el potencial eólico en regiones promisorias (Monteiro, 2010; Anagreh y Ahmad, 2011; Avellaneda, 2012; Hernández *et al.*, 2012; Alsaad, 2013; Vidal, 2014; Carrasco, 2014; Artillo, 2017). Algunos trabajos comparan diversos métodos para evaluar recursos energéticos del viento (Keblouti, 2012) y otros incluyen evaluaciones económicas (Prados, 2011; Mostafaeipour *et al.*, 2014; Postigo, 2016; Moreno y Moreno, 2017).

Varios atlas eólicos extranjeros, por ejemplo: europeo (Troen y Petersen, 1990), de Brasil (Camargo *et al.*, 2001), de Bolivia (3TIER, 2008), de España (METEOSIM TRUEWIND, 2011) y de Perú (MEM, 2016), presentan tablas de valores de V_m , K , C y P , geo-referenciados en sistemas de coordenadas 3D que son visualizados como mapas o gráficos de grandes zonas geográficas.

En la presente investigación se sigue este enfoque porque se considera que el problema principal es obtener las características eolo-energéticas en coordenadas donde no se han realizado mediciones (muestreos); es decir: el asunto práctico esencial a resolver en el presente trabajo es estimar valores característicos del modelo eolo-energético en geo-referencias no muestreadas.

El modelo energético del viento puede ser determinado en cada punto espacial a partir del conocimiento de la velocidad media del viento y de su desviación estándar pero considerando el modelo dado por la Distribución de Weibull de parámetros K y C y las ecuaciones 1.13-1.16, 1.24 y 1.27, entonces se puede afirmar que el modelo de recursos eolo-energéticos también puede ser completamente caracterizado por los valores de estos parámetros en los nodos de una red 3D (ver figura 1.11) o en los puntos de identificación de bloques espaciales (ver figura 1.12).

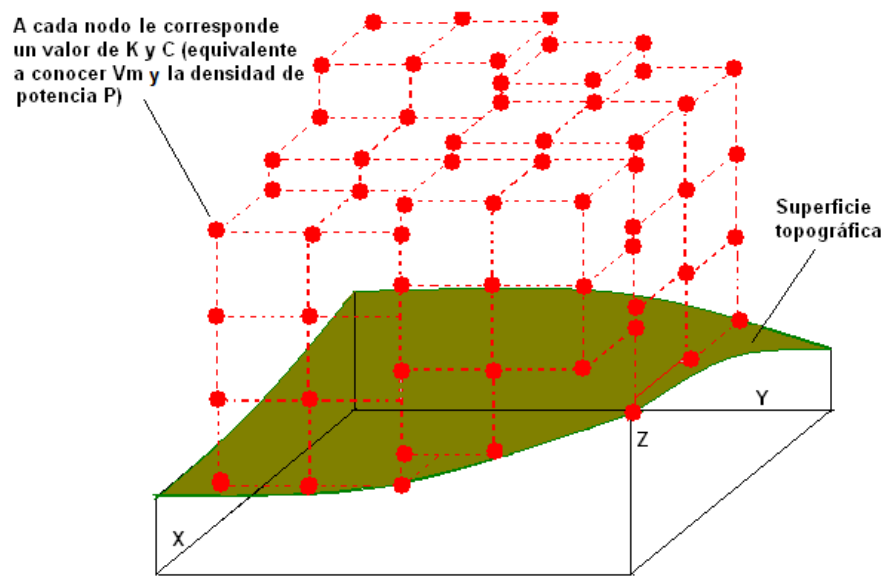


Figura 1.11: Propuesta del Modelo 3D puntual de los recursos eolo-energéticos de una región.

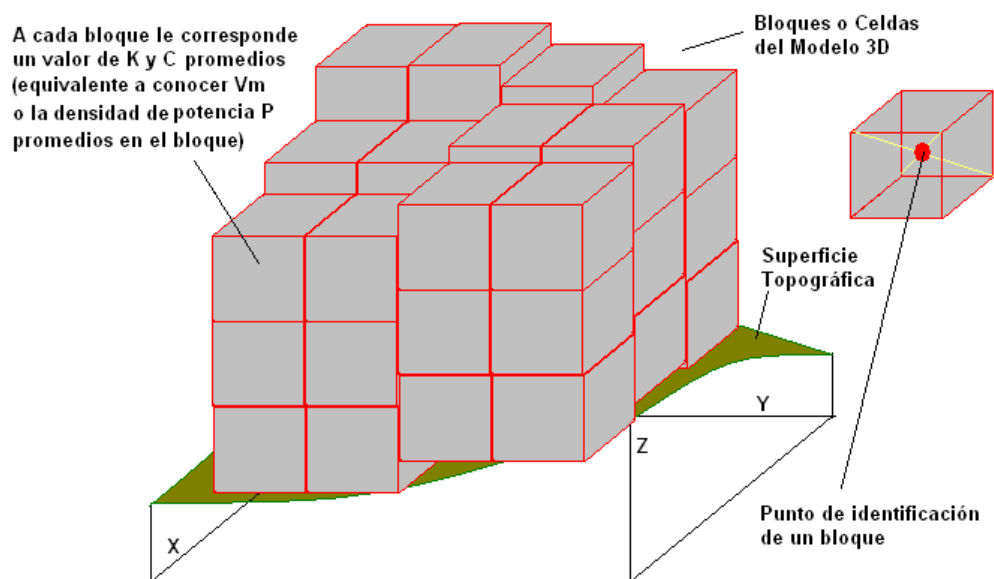


Figura 1.12: Propuesta del Modelo 3D de bloques de los recursos eolo-energéticos de una región.

Cabe la pregunta ¿por qué modelar primero K y C en cada localización en vez de modelar V_m y d_m ? La respuesta es simple: aunque en cualquier caso todos estos parámetros deberán conocerse para cada localización, se asume modelar primero en el contexto K y C porque son los parámetros básicos generadores de la modelación estadística del comportamiento del viento en un año tipo y de su modelo energético. Debe destacarse que calcular el par de parámetros V_m y d_m a partir del par equivalente K y C es simplemente evaluar las correspondientes ecuaciones 1.13 y 1.14.

Suponiendo que primero se modele el dueto V_m y d_m en cada localización 3D y luego se calculen los correspondientes K y C entonces habría que aplicar en cada cálculo alguno de los procedimientos descritos del Anexo 17 lo cual haría menos eficaz y eficiente la modelación.

Nótese que esta formalización es equivalente a un sistema de información que permite conocer para el punto (X,Y,Z) su caracterización eolo-energética. Estos modelos de recursos son de amplio uso en la caracterización de recursos minerales del subsuelo (Urrea, 2015).

Debe anotarse que, con el fin de facilitar la futura proyección de un parque eólico en la región, podría ser conveniente que la malla tenga orientado uno de sus ejes de coordenadas paralelo a la dirección predominante del viento y de esta manera el otro eje es perpendicular a esa dirección.

1.4 Prospección de los recursos eolo-energéticos de una región

La prospección eólica puede definirse como el arte de definir y usar sitios o zonas con puntos factibles para el suministro de datos útiles para la caracterización del recurso eólico. En la presente investigación, se quiere caracterizar principalmente la energía cinética del viento a partir de su velocidad. Un procedimiento estándar para la prospección eólica tiene cuatro pasos esenciales (Moreno Figueredo, 2017):

- a) Diseño del muestreo de la velocidad y otras características del viento.
- b) Obtención de los datos mediante técnicas y artefactos de medición.
- c) Tratamientos para depurar y completar los datos.
- d) Evaluación de la capacidad modelativa de los datos.

Diseño del muestreo de la velocidad y otras características del viento

Todo muestreo tiene como principio fundamental la representatividad que implica que la información y el conocimiento obtenidos desde los datos de la muestra (parte del objeto de investigación), puedan ser extendidos a todo el objeto. Todo muestreo debe responder a las preguntas generales: ¿Qué variables se muestrean? ¿Qué técnicas y artefactos realizarán el muestreo? ¿Cuántos puntos de muestreo se utilizan? ¿Dónde se ubican estos puntos (coordenadas planas y alturas)? ¿Cada qué tiempo se muestrea? ¿En qué momento se toman las muestras?

Burton *et al.* (2001) exponen que el viento es muy variable tanto geográfica como temporalmente; Prando (2014) define que el recurso eólico no tiene un valor fijo; cambia físicamente en el tiempo en un sitio dado. O sea: la variabilidad espacio-temporal del viento es una condición principal para definir su muestreo, pero este autor también afirma que el costo de una campaña normalizada de muestreo es una fracción pequeña de la inversión en un proyecto eólico y se justifica porque reduce el riesgo en la toma de decisiones porque se minimizan las incertidumbres en los datos.

Desde el punto de vista técnico este muestreo sigue normas generales de la *International Energy Agency* (IEA) y la *International Electrotechnical Commission* (IEC) y específicas del país y de los decisores tales como: AMMONIT (2000), RIGE (2002b), “Normas técnicas hidrográficas # 42 Meteorología. Manual de procedimientos para la medición y procesamiento del viento en superficie” del Ministerio de Defensa, República del Perú (2013), Castro (2008), Mattio y Tilca (2009), Prando (2014), Moreno *et al.* (2017). En general se tienen las siguientes reglas:

- Ubicación de una o varias torres de medición que cubren el área de la región promisoría.
- En cada torre de medición se ubican uno o varios anemómetros y veletas que a diferentes alturas miden periódicamente la velocidad y la dirección del viento (error máximo < 1%).
- Las mediciones se reportan periódicamente. Usualmente se mide cada 5 - 10 segundos y cada 10 minutos (y hasta 1 hora) se reportan: la velocidad promedio, velocidad máxima y la desviación estándar de la velocidad de las mediciones realizadas en este intervalo de tiempo. También se reporta con esa frecuencia la dirección predominante.

- Las mediciones y reportes se realizan durante al menos 1 año.

En la práctica un asunto importante y complejo es definir cuántas y dónde instalar las torres de muestreo ya que la elección de los emplazamientos trata de maximizar la captación de datos útiles.

Según Mur (2004) la selección de emplazamientos óptimos debe cumplir las condiciones:

- Elevada velocidad media.
- El emplazamiento ha de tener buena exposición al flujo de aire y sin obstáculos.
- Variaciones diurnas y estacionales aceptables.
- Aceptables niveles de vientos extremos y turbulencias que afectan la estructura y su vida útil.

Los sitios que cumplen estas características generalmente son: Pasos entre montañas en áreas de altos gradientes de presión; Largos valles descendiendo de cadenas montañosas; Llanos y llanuras elevados; Llanuras y valles con vientos altos asociados a fuertes vientos de gradientes de presión; Elevaciones con buena exposición, cimas de montañas de áreas de fuertes vientos de altura; Lugares costeros bien expuestos en áreas de fuertes vientos de altura o fuertes gradientes térmicos o de presión; Lugares con vegetación deformada por la acción de los vientos dominantes.

También se debe tomar en cuenta: la dirección del viento, el tipo de terreno, las características de la vegetación y aplicar las directrices del emplazamiento de la torre de medición anemométrica y en general se siguen las consideraciones de Jaramillo (2013) expuestas en la figura A5 del anexo 5.

La cantidad y ubicación de las torres de medición eólicas pueden ser determinadas mediante la asistencia de aplicaciones informáticas (Moreno *et al.*, 2017) que usando simulaciones numéricas modelan a microescala la velocidad del viento en la región a partir de la información previa disponible sobre esta variable y sobre la topografía y rugosidad del terreno. Este enfoque tiene innegables ventajas, pero pueden perfeccionarse considerando los siguientes aspectos:

- a) Los datos previos conocidos de la velocidad del viento pueden ser incorrectos.
- b) Los modelos generalmente son 2D y referidos a una cota elegida fija lo cual constituye una importante diferencia con respecto al fenómeno real.

- c) Los fundamentos y regularidades físico-matemáticas no son suficientemente conocidas y por tanto el manejo del método matemático en el software puede ser impropio (Vera, 2012).

Obtención de los datos mediante técnicas y artefactos de medición

Los instrumentos más comunes para medir la velocidad del viento son los anemómetros que funcionan basados en diversos principios. Para medir la dirección del viento usualmente se utilizan rumbómetros y en el caso más simple las veletas. Estos artefactos a veces se presentan unidos en un solo cuerpo lo cual permite realizar la orientación correcta del anemómetro.

En la actualidad estos artefactos tienen grandes componentes electrónicos y cibernéticos que permiten que las mediciones se realicen y transmitan automáticamente de manera que es posible monitorear y perfeccionar el proceso de muestreo (AMMONIT, 2000).

Tratamientos para depurar y completar los datos

Los datos obtenidos en un muestreo son registros simbólicos que caracterizan el estado de cada propiedad del objeto que se estudia. Estos registros deben estar enmarcados en los rangos previsibles para las variables que representan y es por ello que la primera tarea que debe realizar el usuario de los datos es graficarlos y calcular sus parámetros numéricos principales; el enfoque más utilizado es calcular los valores mínimo y máximo, las medidas de tendencia central y de desviación, distribuciones de frecuencia y ajustes mínimos cuadrados para determinar tendencias.

En estos estudios se pueden presentar dos problemáticas aún no resueltas de manera estandarizada:

- a) Presencia de datos con valores atípicos que deben identificarse y, si es necesario, eliminarlos.
- b) Ausencia de datos en el lugar donde se debió medir un valor.

Además, los datos medidos para su verificación pueden correlacionarse con datos de referencia de largo plazo de estaciones de referencia, preferentemente con un régimen de vientos similar al sitio o, en su defecto, empleando como referencia datos estimados. También las mediciones de campo se comparan y complementan con la corrida de modelos que dan el flujo en meso-escala y microescala (Prando, 2014).

Puede afirmarse que después de estos tratamientos los datos tienen asegurada la calidad primaria requerida pero aún es necesario garantizar su calidad como modelo y para ello, como ya se ha explicado, con las mediciones de varios años se debe construir un año tipo (año medio) que representa a todos los datos. En este paso se constatan los datos ausentes en el año tipo y se procede a estimar cada uno de ellos. El modo de hacerlo se tratará especialmente en el Capítulo 2

Evaluación de la calidad modelativa de los datos

De los datos se obtienen información y conocimiento. La información representa al dato y es su significante o símbolo en un sistema de conocimientos, pero, además, el dato tiene significado para el investigador y puede constituir una novedad. Los datos pueden considerarse conocimiento cuando contribuyen a resolver problemas gnoseológicos, es decir: explicar la realidad objetiva; tomar decisiones que contribuyan a la transformación de esta realidad; y desarrollar capacidades, habilidades, destrezas y competencias de los seres humanos (Legrá, 2019).

La calidad de los datos se evalúa de manera primaria mediante tratamientos depurativo y de completamientos, pero aún es imprescindible que, desde la perspectiva de su capacidad informativa y gnoseológica, garanticen la posibilidad de modelar las variables que se estudian.

Para los fines de la presente investigación esta calidad “modelativa” se infiere de la posibilidad de aplicar exitosamente el procedimiento de ajustar la frecuencia de los datos de la velocidad del viento a una Distribución de Weibull con parámetros K y C en rangos aceptables (o la Distribución de Rayleigh) así como, a partir de los datos de las direcciones del viento, poder construir una Rosa de los Vientos compatible con el conocimiento que se tiene sobre este parámetro en la región.

1.5 Estimación puntual de los recursos eolo-energéticos

Tradicionalmente los recursos eólicos de una región se representan mediante mapas que son representaciones 2D del comportamiento de una variable de interés a cierta altura (por ejemplo: la velocidad (V) o la densidad de potencia (P) a la altura $Z = 10$ m). Estos mapas se obtienen representando valores numéricos medidos o calculados que se organizan en tablas.

Siguiendo la exposición de Moreno *et al.* (2017), las estaciones meteorológicas tradicionales solo pueden brindar los datos del viento de los puntos donde se encuentran ubicadas, y a la altura que se mida. Los valores del viento en los puntos restantes se obtienen mediante estimaciones y simulaciones usando modelos matemáticos muy complejos generados mediante computadoras.

A los modelos se les introducen datos numéricos sobre los mapas del relieve y rugosidad de la zona o país; datos históricos de velocidad y direcciones de los vientos; y representaciones matemáticas de obstáculos cercanos a las estaciones meteorológicas. Este es un trabajo muy laborioso que facilita que se calculen las incógnitas del problema que generalmente son los valores de velocidad del viento en los puntos intermedios de una cierta cuadrícula en la cual se ha dividido el territorio objeto de estudio. Estos son resultados que se muestran en forma de tablas o de mapas. Si el modelo matemático y los datos son buenos, los resultados no se alejarán demasiado de la realidad. Lamentablemente, los modelos actuales no siempre representan satisfactoriamente el complejo comportamiento del movimiento del viento, y los datos brindados por las estaciones meteorológicas generalmente adolecen de imprecisiones, debidas a defectos de calibración o deterioro en los instrumentos (AMMONIT, 2000).

Dos softwares muy conocidos para estimar el potencial eólico de una región son el WASP (Mortensen, 2018), del Laboratorio Nacional Risø, de Dinamarca, y el NREL del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de EE.UU. (AWS SCIENTIFIC INC, 1997; Sullivan *et al.*, 2014). También son reconocidos los modelos MESOMAP (USA) usado en Brasil (Camargo *et al.*, 2001) y en España (Meteosim Truewind, 2011) y el WRF (USA) usado en Bolivia (3TIER, 2008) y en Perú (MEM del Perú, 2016).

El conocimiento práctico del modelo puntual eolo-energético puede ser, entre otros, la densidad de potencia P en cada punto (nodo) de una red 3D que representa un sector atmosférico sobre la superficie de la región que se estudia (ver figura 1.11). El modelo eolo-energético de bloque de una región reportaría el valor promedio de P en bloques geométricos 3D cuya intersección tienen

volumen nulo y cuya unión cubren aproximadamente el sector atmosférico sobre la superficie de la región (ver figura 1.12). Sin perder generalidad, en lo que sigue se hará referencia al modelo puntual.

En los puntos donde se ha muestreado de la forma descrita el valor de la velocidad del viento (V) será posible obtener para cada velocidad medida la potencia P mediante la ecuación 1.23, dadas la densidad (ρ) y el área (A) y, mediante las ecuaciones 1.8 y 1.9 se puede estimar la velocidad del viento en las coordenadas (X,Y) donde se midió la velocidad para alturas diferentes a las cotas donde se muestreó. Entonces para estas nuevas alturas también es posible calcular P .

Por otra parte, si para un punto de coordenadas planas (X,Y) se conocen K_o , C_o y V_o a la altura Z_o entonces mediante las ecuaciones A17.7–A17.9 se pueden obtener los valores de K y C en cualquier otra altura Z en el punto (X,Y) . Es obvio que mediante las ecuaciones 1.13-1.16, 1.24 y 1.27 se pueden obtener el resto de los parámetros eolo-energéticos en (X,Y,Z) .

Para las coordenadas (X,Y) donde no se ha muestreado no se pueden aplicar las técnicas anteriores y en esos casos lo que puede hacerse es tratar de:

- a) Modelar el comportamiento de la velocidad del viento en todos los puntos (X,Y,Z) de la región promisoría utilizando los modelos 1.1, 1.4 y 1.5 u otros basados principalmente en las leyes físicas que rigen los flujos atmosféricos del aire o mediante métodos de estimación numérica (por ejemplo: métodos de interpolación, mínimos cuadrados, etc.). Si se conoce a V en cada punto, entonces pueden obtenerse los valores de P en esos puntos.
- b) Modelar directamente el comportamiento de la densidad de potencia P del viento en todos los puntos (X,Y,Z) de la región promisoría utilizando métodos de estimación numérica.
- c) De los datos disponibles en los puntos de muestreo obtener en estos los parámetros K y C de sus Distribuciones de Weibull y estimar en cada punto de la malla 3D del modelo de recursos los valores de K y C . Entonces en cada punto pueden ser calculados los valores de V_m y P_1 .

Si se asume que el muestreo se ha realizado para $Z \in [Z_{\min}; Z_{\max}]$ entonces una variante que simplifica el caso c) consiste en calcular primero los valores de K y C en los puntos de muestreo (X, Y) pero en $Z > Z_{\max}$ usando las ecuaciones A17.7 – A17.9; estos resultados pasan a ser parte de los datos que se usan para estimar K y C en el resto de los puntos (X, Y, Z) de la malla 3D. En este caso se evitan las extrapolaciones verticales que son menos efectivas.

Otra variante del caso c) consiste en estimar los valores de K y C en cada punto (X, Y, Z_0) siendo Z_0 una de las cotas Z donde se realizaron muestreos. Para el resto de los puntos de la malla se aplican las ecuaciones: A17.7 – A17.9. De esta manera en la primera fase se podría trabajar usando estimadores 2D y tener en cuenta la rugosidad, pero la topografía no sería considerada.

Como antecedente en la revisión bibliográfica se encuentra el trabajo de Burton (2001) quien realiza una valoración detallada sobre los métodos de estimación de valores de la variable turbulencia destacando la utilización del principio de la persistencia, los estimadores basados en combinaciones lineales de los datos y los enfoques meteorológicos (estelas y terrenos complejos) basados en los modelos descritos por las ecuaciones 1.1 - 1.5.

La tesis doctoral de Oyarzo Pérez (2008) menciona como referencias los estudios siguientes:

- Taylor (1986) diseña un programa computacional con el propósito de analizar el efecto de la capa límite en un terreno. Su modelo teórico predice cual es la variación espacial de la velocidad del viento cerca de la superficie por causa de la rugosidad de ésta.
- Pollabazer (1995) propone una metodología para evaluar la energía generada *in situ* basada en dos parámetros mediante los cuales se puede optimizar el emplazamiento del sistema eólico: la velocidad de corte y la razón existente entre la potencia de salida del aerogenerador y la potencia disponible del viento. Al aumentar la velocidad de corte para una potencia nominal determinada se puede convertir más la energía del viento, al igual que si se optimiza la relación de potencia de salida con respecto a la potencia de entrada.

- Berrios (1996) desarrolla un modelo numérico tridimensional del flujo incompresible y viscoso del aire en estado estable para evaluar de la energía eólica sobre regiones aisladas de Venezuela el cual permite obtener las características globales del campo de viento en la zona de análisis, mediante la solución numérica de las ecuaciones de Navier-Stokes y además facilita obtener mapas locales de la velocidad y energía del viento, teniendo en consideración los valores de E y de V que previamente se han medido en estaciones anemométricas.
- Murakami (2003) desarrolla un modelo de predicción numérica de la energía del viento local, encontrando que los resultados que se obtienen son promisorios con relación a los resultados que se logran con los valores medidos de la velocidad del viento.
- Kose (2004) realiza un análisis de los datos de viento que fueron medidos en Kutahya, Turquía, a las alturas de 10 y 30 m. En su análisis comprueba que el modelo de Weibull predice la energía disponible del viento de mejor manera que los resultados que se logran con el Modelo de Rayleigh, esta aseveración es válida para el emplazamiento específico donde se han realizado las mediciones.
- Imamura (2004) realiza una investigación sobre el rendimiento de un aerogenerador en terreno complejo, donde el problema para estimar el **recurso eólico aún no estaba resuelto, específicamente en la estimación de la magnitud de la velocidad del viento sobre este tipo de terreno**. Aplicando métodos numéricos obtiene resultados que se contrastan positivamente con resultados experimentales en un túnel de viento, encontrándose que estos son favorables.
- Yang (2004) realiza un estudio sobre la estimación de la energía del viento en terrenos complejos. La formulación de un modelo hidrostático en 3D permite evaluar la energía para emplazamientos donde existen altas velocidades de viento y no están disponibles o son muy limitados los datos de viento.

- Becharakis (2004) propone extrapolar la velocidad promedio anual de un lugar donde se ha medido la velocidad del viento durante un año, a otro sitio donde no se tienen mediciones de esta mediante una red neural. El modelo no requiere datos meteorológicos y topográficos.

Oyarzo (2008) también describe las potencialidades de algunas aplicaciones informáticas utilizadas en el cálculo de la energía eólica: SEACC, OPAI, CEAC, WIND PRO, WAsP y PROCSHED.

González y Bosque (2008) generan un mapa de vientos en un sistema de información geográfica a partir del empleo de uno de los procedimientos de interpolación del software ArcGIS, adaptado a datos vectoriales de la dirección y velocidad del viento. Cadenas *et al.* (2010) usan el método de suavización exponencial simple para analizar y pronosticar la velocidad del viento.

Gnana y Deepa (2011) presentan un modelo de inteligencia artificial basado en una compleja técnica denominada *Back Propagation Neural Network* para la predicción de la velocidad del viento en función de datos conocidos de velocidad, temperatura, humedad y ráfagas.

Wang *et al.* (2011) realizan una revisión interesante donde muestran diversas herramientas para la predicción de la velocidad del viento en períodos de tiempo diferentes y plantean que según el horizonte temporal la predicción de la velocidad del viento se clasifica en Inmediata (hasta 8 horas); Corto Término (alrededor de 1 día); y Largo Término (varios días) y exponen una clasificación de los métodos de predicción basándose en las metodologías más usadas:

- Determinísticos: basados en modelos físicos de la atmósfera y de métodos matemáticos (analíticos y numéricos) usando datos de boletines meteorológicos y características regionales.
- Estadísticos: basados en los datos históricos sin considerar las condiciones meteorológicas específicas. Involucra inteligencia artificial, series temporales y estimadores numéricos.
- Mixtos (o Híbridos porque incluyen técnicas determinísticas y estadísticas).

Zhu *et al.* (2012) predicen de energía eólica en un parque basándose en modelación fuzzy.

Artillo (2017) estudia el potencial eólico y la viabilidad de un parque eólico en Andalucía asignando los datos faltantes a partir de la aplicación del método de componentes principales.

Avella (2017) analiza exhaustivamente las tendencias recientes en el pronóstico de velocidad de viento para generación eólica y clasifica matemáticamente los métodos revisados (ver Anexo 33).

Arenas (2018) obtiene modelos de velocidades de viento basados en ecuaciones diferenciales estocásticas e Ibarzüengoytia *et al.* (2018) describen la predicción de potencia eólica utilizando técnicas modernas de Inteligencia Artificial.

Legrá y Terrero (2019) presentan el uso de estimadores multivariantes (A,U,θ) en la modelación de variables eólicas siendo esta la fuente principal de la novedad de la investigación.

Conclusiones parciales

De la sistematización de los elementos principales sobre el origen y comportamiento de los vientos en el planeta y su rol como fuente de energía renovable se derivan las siguientes consideraciones:

1. La modelación del comportamiento de la velocidad y dirección del viento tiene en general un enfoque físico continuo mediante ecuaciones diferenciales en ciertos rangos espacio-temporales. La modelación energética del viento se formaliza en los nodos de una red espacial discreta a partir de distribuciones de probabilidad de la velocidad en un año medio.
2. El diseño cubano del muestreo eólico cumple con las normas de la IEA y la IEC y sus procedimientos decisorios están basados en criterios de expertos, reglas enunciadas desde la experiencia y uso de software que se concretan en métodos adecuados, sin embargo, pueden y deben ser perfeccionadas las formalizaciones de estos procedimientos para garantizar una mayor contribución de los datos a la modelación.
3. La estandarización de las técnicas para depurar y completar los datos del muestreo eólico puede ser perfeccionada. Especialmente las relacionadas con métodos eficaces para completar los valores de velocidad y dirección del viento cuando estos faltan en el registro de medición.
4. Excepto el trabajo de Legrá y Terrero (2019), no se encontró un procedimiento adecuadamente formalizado que, basándose en la estimación multivariable (A,U,θ) de los parámetros de Weibull, permita establecer el modelo 3D de recursos eolo-energéticos en una región promisoriosa.

CAPÍTULO 2: Procedimiento para modelar los recursos eolo-energéticos de una región promisoría

En la introducción de la tesis se enumeran las nueve fases que se suceden para caracterizar los recursos eolo-energéticos en una región. En el Capítulo I se han dado argumentos que señalan que:

- La fase 2 necesita de una mayor formalización conceptual y operacional para la selección de los emplazamientos de las torres de muestreo.
- El proceso definido por las fases 4, 5 y 6 precisa de un sistema estandarizado de técnicas matemáticas para lograr una permanente eficacia en su aplicación, particularmente en lo referido a la depuración y completamiento de la base de datos muestreada.
- El proceso de estimar los recursos eolo-energéticos (fases 7 y 8) también adolece de un sistema de principios simples que respondan a la realidad que se modela, así como el uso de estimadores más eficaces.

El objetivo de este capítulo es dar respuesta a estas necesidades mediante el diseño y desarrollo de un nuevo procedimiento completamente formalizado para determinar modelos de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisoría que facilite su mejor aprovechamiento.

2.1. Propuesta de procedimiento para modelar recursos eolo-energéticos

Se presupone que antes de comenzar el proceso de evaluación detallada de los recursos eólicos y energéticos se conoce:

- La frontera de la región que se analiza, generalmente dada por un conjunto ordenados de puntos (X,Y) y denominada FR.
- La dirección predominante del viento dada por un ángulo α (en grados sexagesimales) que se mide según la Rosa de los Vientos (ver figura 1.10).

- Una malla cuadrada de nodos (X,Y) limitada por la frontera FR tal que sea suficientemente densa y que se nombra M2D. En esta investigación se asume heurísticamente que una malla cuadrada de lado entre 10 m y 50 m es suficientemente densa para los propósitos que siguen.
- Estudios precedentes que constituyen los modelos 2D de topografía, de rugosidad y de velocidad media del viento a cierta altura (obtenido de los modelos más generales, por ejemplo: mesoescala, ya establecidos) y todos ellos deberán estar sobre la malla M2D.

Se denomina MT al modelo topográfico; MR al modelo de rugosidad y MV al modelo de velocidad media del viento a cierta altura Z^* .

El procedimiento general que se propone es lineal (aunque los pasos pueden repetirse si fuese necesario) y su algoritmo tiene la representación de la figura 2.1:

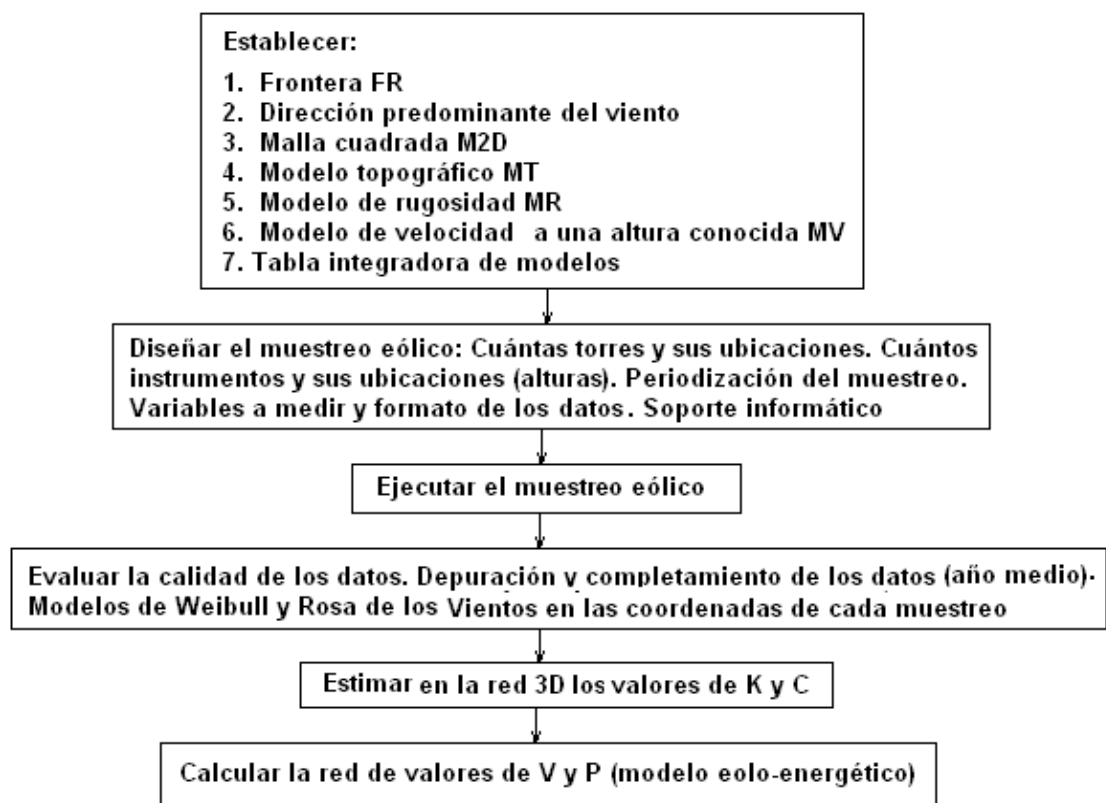


Figura 2.1: Algoritmo del procedimiento para la modelación de recursos eolo-energéticos.

Los modelos de topografía (Fallas, 2007; Batista y Belete, 2013, Ojeda *et al.*, 2014), de rugosidad (Niebla *et al.*, 2004) y de velocidad media generalmente se construyen a partir de datos (medidos en muestras o tomados de modelos de mayor escala). Los valores de Z , n y V_m en cada punto de la

mallas M2D se estiman mediante métodos matemáticos muy conocidos por su eficacia y eficiencia; entre ellos se destaca el método de interpolación lineal con triangulación de Delaunay (Legrá *et al.*, 2014). Especialmente resulta muy conveniente que en estos trabajos se describen fórmulas para evaluar, si fuese necesario, el error de estimación puntual.

En la práctica los modelos MT, MR y MV pueden integrarse en una única tabla (denominada TRV) de cinco columnas y tantas filas como nodos se tengan en la red M2D.

2.2. Diseño del emplazamiento del muestreo eólico

La elección de emplazamientos para el muestreo eólico generalmente es la integración del estudio de la topografía y la rugosidad del terreno al conocimiento general de la dirección y velocidad del viento en la región. Este trabajo es realizado por expertos y en ocasiones se ha formalizado matemáticamente (Guzmán *et al.*, 2002; Rojano *et al.*, 2008). El procedimiento que se explica a continuación es el resultado del perfeccionamiento de los trabajos expuestos por Terrero Matos *et al.* (2015a y 2015b).

Sea PEM un conjunto de puntos (X,Y) seleccionados como posibles emplazamientos de torres de medición entonces un sistema de principios generales para cualquier procedimiento de elección es:

1. Los puntos de PEM deben ser elegidos entre los nodos de M2D o entre un subconjunto de puntos de esta malla.
2. La elección de cada punto de PEM debe considerar respecto a los modelos MT, MR y MV:
 - a. Su representatividad.
 - b. Evitar valores extremos.
3. Tener en cuenta la distancia mínima entre los puntos de PEM.
4. Evitar duplicidad de la capacidad predictiva de los puntos.
5. Considerar el valor del error probable de estimación E_v de cada punto elegible.

Estos principios también deben ser tomados en cuenta cuando la selección de los puntos de PEM la realiza un grupo de expertos de manera manual. En este caso, un software puede apoyar el

proceso facilitando el acceso a la información y la selección con sus cálculos correspondientes. En el capítulo 3 se ilustrará esta variante manual.

Cuando se asume una variante automatizada mediante una aplicación informática, entonces es el software quien selecciona entre los puntos elegibles aquellos que cumplen las condiciones y entre estos candidatos propone a los que tengan menor valor de E_v . El usuario del proceso puede asumir directamente la propuesta de la aplicación informática o mejorarla mediante una selección manual. A cada punto $P_v = (X_v, Y_v)$, candidato a pertenecer a PEM, se le asocia una recta r_v con la dirección α y se asume una semiamplitud d_v que define una franja F_v a la cual pertenece el subconjunto de puntos de M2D tal que su distancia hasta r_v no sea mayor que d_v (ver figura 2.2).

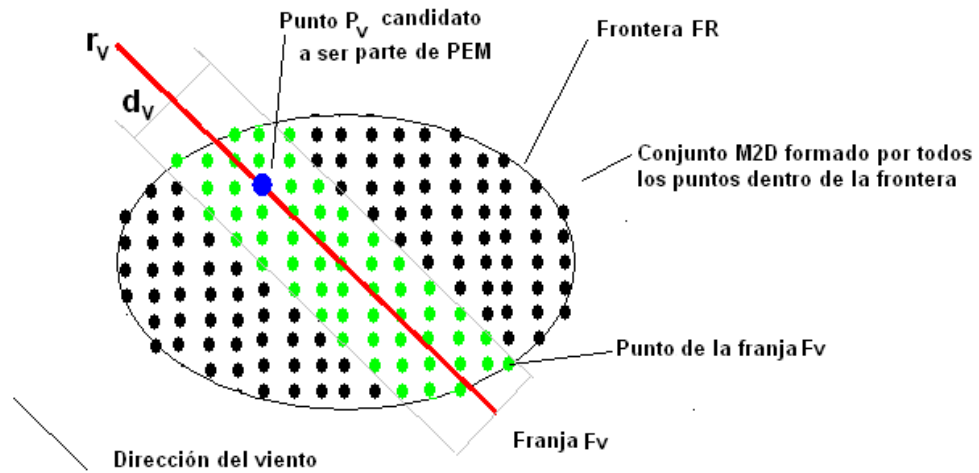


Figura 2.2: Franjas de puntos para el cálculo de E_v .

Se supone que la información del punto P_v será útil para estimar información de puntos que estén en la misma dirección de viento dentro de la franja F_v . Para la presente investigación se asume heurísticamente que d_v está entre 50 m y 200 m, pero esta decisión la toman los expertos en cada caso. Para los n_v puntos de la franja F_v se puede calcular el error probable de estimación E_v :

$$E_v = \frac{\sum_{i=1}^{n_v} e_{Vi}}{n_v}$$

Ec. 2.1

Donde e_{Vi} es el error que puede cometerse si con la información del punto P_v se trata de estimar la información del punto i de la franja. Se propone que:

$$e_{Vi} = \frac{\lambda_D eD_{Vi} + \lambda_P eP_{Vi} + \lambda_R eR_{Vi} + \lambda_Z eZ_{Vi} + \lambda_V eV_{Vi} + \lambda_T eT_{Vi}}{\lambda_D + \lambda_P + \lambda_R + \lambda_Z + \lambda_V + \lambda_T} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde λ_D , λ_P , λ_T , λ_R , λ_Z y λ_V son parámetros positivos que ponderan casuísticamente la influencia de cada uno de las componentes del error en el punto $P_i = (X_i, Y_i)$ de F_v (donde $i=1, \dots, n_v$). Estos ponderadores también serán definidos por los expertos que apliquen el procedimiento.

Las influencias de los factores particulares en el error e_v son valores entre 0 y 1 y se definen como:

Distancia plana relativa entre los puntos P_v y P_i . En este caso el criterio es que: a mayor distancia entre estos puntos el error probable de estimación es mayor y para este criterio se calcula mediante:

$$eD_{Vi} = \frac{\sqrt{(x_v - x_i)^2 + (y_v - y_i)^2}}{\text{Max}_{j=1, k=1}^n \left\{ \sqrt{(x_j - x_k)^2 + (y_j - y_k)^2} \right\}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Distancia plana relativa entre la recta r_v y el punto P_i . En este caso el criterio es que: a mayor distancia entre estos puntos el error es mayor y para este criterio se calcula mediante:

$$eP_{Vi} = \frac{d[(x_i; y_i), r_v]}{\text{Max}_{j=1}^{n_v} \left\{ d[(x_j; y_j), r_v] \right\}} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Distancia vertical relativa entre las cotas en los puntos P_v y P_i . Este importante criterio establece que: a mayor diferencia de altura el error es mayor y para este caso se calcula mediante:

$$eZ_{Vi} = \frac{|Z_v - Z_i|}{\text{Max}_{j=1}^n \left\{ |Z_v - Z_j| \right\}} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Diferencia relativa entre las rugosidades en los puntos P_v y P_i . En este caso el criterio es que: a mayor diferencia de rugosidad el error es mayor y para esta oportunidad se calcula mediante:

$$eR_{Vi} = \frac{|R_v - R_i|}{\text{Max}_{j=1}^n \left\{ |R_v - R_j| \right\}} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Diferencia relativa entre las velocidades conocidas en los puntos P_v y P_i . En este caso el criterio es que: a mayor diferencia de velocidad el error es mayor y se calcula mediante:

$$eV_{Vi} = \frac{|V_v - V_i|}{\underset{j=1}{\overset{n}{\text{Max}}}\{|V_v - V_j|\}} \quad \text{Ec. 2.7}$$

Diferencia relativa entre las sumas de las cotas y las longitudes de rugosidad conocidas en los puntos P_v y P_i . El criterio es que a mayor diferencia de la suma $Z+Z_r$ el error aumenta y se calcula:

$$eT_{Vi} = \frac{|T_v - T_i|}{\underset{j=1}{\overset{n}{\text{Max}}}\{|T_v - T_j|\}} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde, usando la ecuación **A4.1** del anexo 4, se tiene que T es, en cada punto, la suma de la cota Z más la longitud de rugosidad Z_r .

$$T = Z + Z_r \quad \text{Ec. 2.9}$$

En la figura A6 del anexo 6 se muestra el algoritmo general para obtener con un software las coordenadas del emplazamiento de torres de muestreo.

2.3. Evaluación, depuración y completamiento del muestreo eólico

Evaluación y depuración de los datos

Esta tarea tiene que ser precedida por la caracterización de los rangos, valores medios y de variabilidad de cada variable que se muestrea. El enfoque gráfico deberá estar siempre presente como componente interpretativo y decisorio en los análisis. En esta investigación se propone:

- a) Enmarcar los datos medidos en un sistema de referencia espacio-temporal. Se plantea que cada medición de velocidad y dirección del viento esté referida a:
 - una torre ubicada en las coordenadas espaciales (X,Y,Zo) donde Zo es la cota de la superficie del terreno (altura sobre el nivel del mar).
 - la altura Z_t del instrumento de medición, tomada desde Zo.
 - la rugosidad **n** del terreno en las coordenadas (X,Y).

- el día que se realizó la medición, contado consecutivamente a partir del primero.
 - la hora del día, contada consecutivamente desde 0. Los minutos son fracciones de horas.
- b) Sustituir por NAN a las mediciones con resultados no compatibles con las variables medidas (incluyendo las mediciones faltantes). NAN (*not as number*) es una expresión que informa acerca de que el contenido del dato numérico no es aceptable.
- c) Obtener para las mediciones compatibles de V y E obtenidas a la altura Z_i :
1. Valores extremos y rango de cada variable
 2. Parámetros numéricos que indique sus comportamientos medios
 3. Parámetros numéricos que indique sus correspondientes variabilidades
 4. Histogramas
 5. Distribución de Weibull (parámetros K y C)
- d) Comprobar si son numéricamente aceptables los valores obtenidos en el punto anterior en el contexto de la fenomenología de la realidad teniendo en cuenta valores límites que decide el usuario. Por defecto se propone:
- 18 m/s para las velocidades medias *diezminutales*
 - 28 m/s para las velocidades máximas en cada período de diez minutos
 - 5 m/s para las desviaciones estándar *diezminutales*.
- En esta revisión debe considerarse la correspondencia entre los valores medidos con la época del año y el horario del día. Sustituir por NAN los que son incompatibles.
- e) Estudiar los datos atípicos mediante el método de la mediana (Rosenmai, 2013) y sustituir por NAN los valores atípicos de cada variable. Repetir las tareas B y C para los datos no NAN.
- f) Con las mediciones disponibles se construye un año tipo (que representa a la base de datos) con los promedios de las mediciones *diezminutales* de varios años en cada período de tiempo.

- g) Evaluar visual y analíticamente cualquier regularidad que indique algún tipo de tendencia en el comportamiento espacio-temporal de las variables muestreadas. Si se detecta una de estas situaciones, entonces se busca un modelo local o global para explicarla.

Completamiento de datos

Esta tarea se refiere a encontrar una estimación adecuada de cada valor NAN que tenga la base de datos y para ello (perfeccionando el trabajo de Terrero Matos *et al.*, 2014) se asume un sistema de coordenadas espacio-temporal de tres dimensiones: el día (D); la hora (H) tomada cada diez minutos; y para cada altura Z_t . Entonces, cada velocidad V promediada cada 10 minutos puede ser identificada por el punto (D;H; Z_t ;V) y cada dirección E es identificada por el punto (D;H;E) (ver la Figura 2.3 donde se muestra el sistema de coordenadas propuesto).

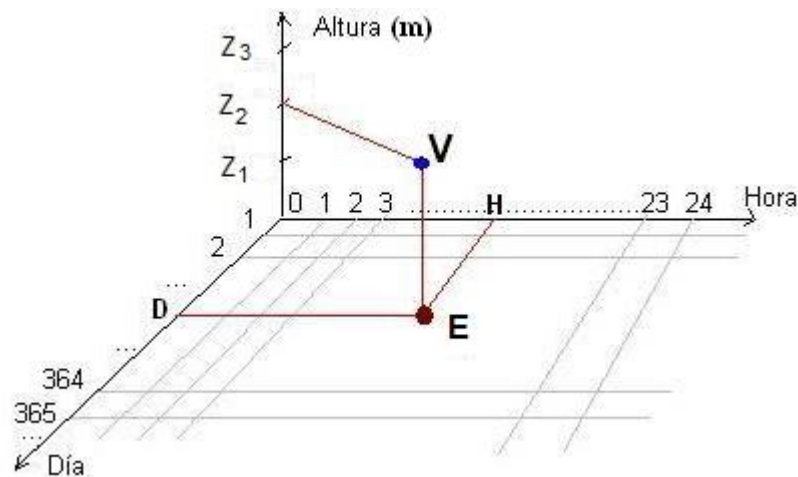


Figura 2.3: Sistema de coordenadas espacio-temporal para representar a V y E.

Cuando para un día D y una hora H existe la medición de V en al menos una altura Z_t , entonces, asumiendo que en el punto donde está situada la torre de medición se calcula, mediante la ecuación 1.9, el exponente α , entonces se puede calcular V para el resto de las alturas, ese día y a esa hora, mediante la ecuación 1.8. Debe tomarse el convenio de usar los datos conocidos más cercanos verticalmente al punto donde se quiere estimar y si este criterio no se puede aplicar entonces se usa el dato disponible a mayor altura porque es de suponer que es el menos afectado por la rugosidad.

Queda el problema de estimar V en todas las alturas Z_t para aquellos días D y horas H donde no se realizó ninguna medición (ver figura 2.4).

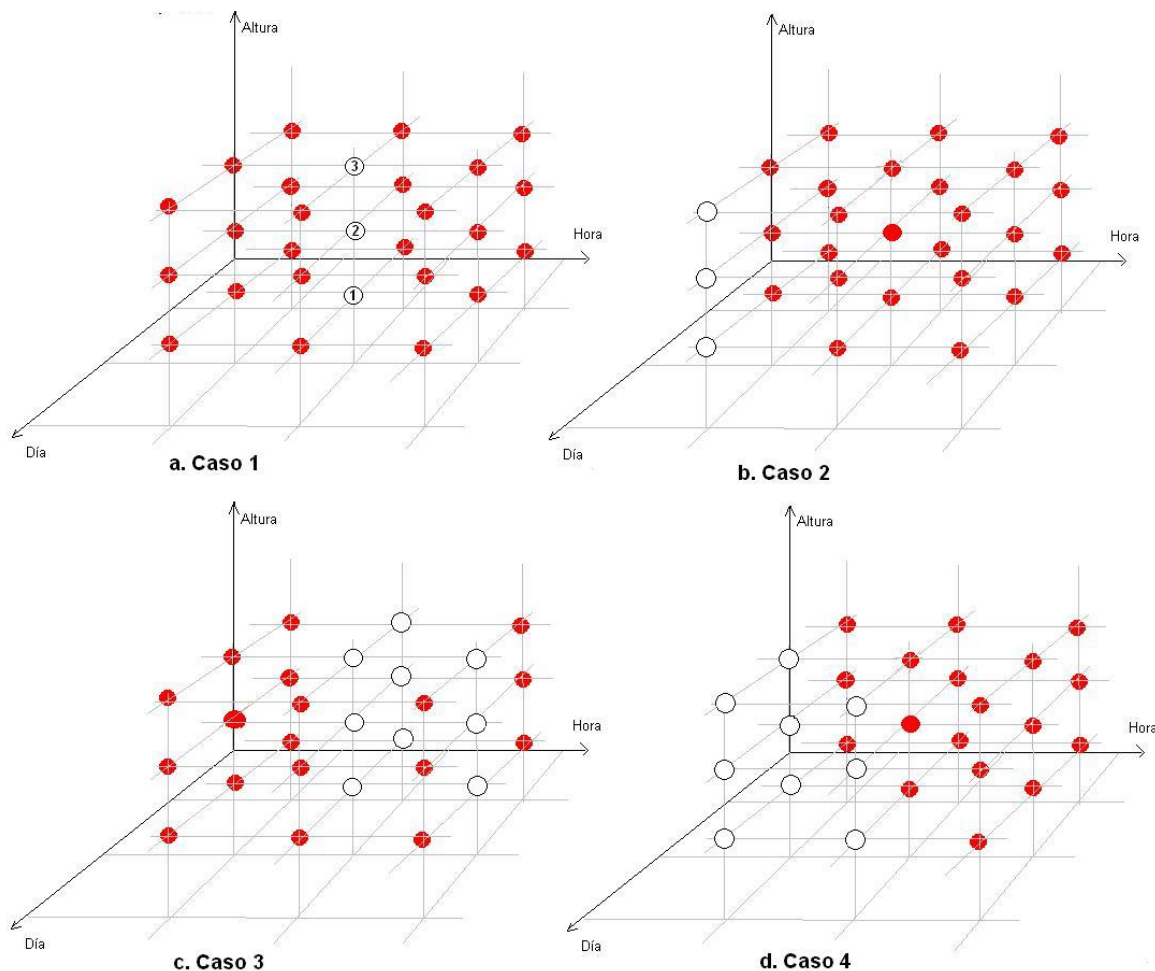


Figura 2.4: Casos donde faltan los valores de V en todas las Z_t en una o varias coordenadas (D,H)

En los casos 1 y 2 es apropiado estimar V en cada valor de (D,H,Z_t) utilizando los datos conocidos en los entornos del dato faltante mediante estimadores (A,U,θ) sencillos (Legrá, 2017) como el Método de Inverso de Potencia de la Distancia (MIPD) o con la Modificación de Shepard (Shepard, 1968; Barrera *et al.*, 2013).

En los casos 3 y 4 también se puede aplicar ese método, pero la carencia de datos en el entorno puede disminuir la calidad de los resultados. Para casos de menor tenencia de datos vecinos cualquier método tendrá comportamientos menos efectivos respecto a los resultados.

El MIPD, que ha sido aplicado satisfactoriamente en la modelación vectorial del viento (González y Bosque, 2008), consiste en una media ponderada de los valores conocidos donde los factores de ponderación son los inversos de potencias de las distancias entre cada punto conocido y el punto donde se estima. Adaptando la formulación clásica (García, 1988) a la presente investigación, sean un total de k datos (P_i, V_i) , donde: $P_i = (D_i, H_i, Z_i)$, útiles para estimar V en $P = (D, H, Z)$. Se estima el valor de V en las coordenadas P mediante:

$$V = \frac{\sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{d_i^w} V_i \right)}{\sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{d_i^w} \right)} \quad \text{Ec. 2.10}$$

La ecuación 2.10 es válida cuando el punto P (donde se estima) es diferente a todos los puntos P_i . Si para algún índice i , $P = P_i$, entonces se toma $V = V_i$. Nótese que d_i^w es la potencia de exponente w de la distancia euclidiana d entre el punto P_i y el punto P , dado en este caso por la ecuación 2.11.

$$d_i = d(P_i; P) = \sqrt{\alpha_D (D_i - D)^2 + \alpha_H (H_i - H)^2 + \alpha_Z (Z_i - Z)^2} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde α_D , α_H y α_Z son factores de normalización de las escalas de las dimensiones.

Para el caso de las direcciones se tiene que 2.10 se convierte en 2.12 y 2.11 se convierte en 2.13:

$$E = \frac{\sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{d_i^w} E_i \right)}{\sum_{i=1}^k \left(\frac{1}{d_i^w} \right)} \quad \text{Ec. 2.12}$$

$$d(P_i; P_j) = \sqrt{\alpha_D (D_i - D_j)^2 + \alpha_H (H_i - H_j)^2} \quad \text{Ec. 2.13}$$

Para el caso de estudio de la presente investigación no ha sido necesaria la estimación de la variable E ya que no se tienen ausencias de estos valores en las coordenadas temporales (D, H) .

Para la aplicación de estos métodos deben ejecutarse primero las siguientes tareas:

- a. Determinar el valor más adecuado de la potencia w . En este caso, por defecto, se asume la potencia $w = 2$, donde el método genera estimaciones con curvaturas satisfactorias.

- b. Establecer los valores de α_D , α_H y α_Z . Para esta investigación se ha establecido heurísticamente que $\alpha_D = 0,002739726$; $\alpha_H = 0,0041667$; y $\alpha_Z = 0,02$ que permiten que las escalas de todas las variables sean numéricamente semejantes.
- c. Determinar cuáles datos se usarán en cada estimación particular. Para cada estimación se asumen todos los datos más cercanos a las coordenadas (D,H) donde se estima; es decir: los valores conocidos de V un día antes, el mismo día y un día después; una hora antes, la misma hora y una hora después.

Como estrategia opcional para mejorar la eficacia y eficiencia del proceso de completamiento se propone la opción de estimar primero a V en los valores intermedios de la cota Z y luego, en los valores de menor y mayor cota, estimar a V usando la ecuación 1.8. Por ejemplo, en referencia al caso 1 de la figura 2.4, se estima por MIPD el valor de V en el punto 2 y luego se estiman los valores de V en los puntos 1 y 3 mediante la ecuación 1.8.

Para estimar valores de V en puntos con cotas Z superiores a las cotas del muestreo se pueden utilizar opcionalmente: el método IPD o el método de Hellman. Se propone que la primera elección debe ser el de Hellman ya que se trata de una extrapolación y en esos casos el método IPD puede comportarse de manera indeseada por asumir valores medios (ver Anexo 7).

Finalmente cabe señalar que en casos muy simples cuando falta la medición V_h para la hora H a cualquier altura Z de un día D pero se tienen mediciones V_a y V_d de esta variable para la misma altura, en un horario $H_a = H - 1/6$ y V_d para $H_d = H + 1/6$, entonces se puede realizar una interpolación lineal de V en función de (H_a, V_a) y (H_b, V_b) ; a este enfoque se le denomina: **Interpolación en la línea del tiempo** (que denominamos **LT**) y se considera heurísticamente que pudiera ser extendido incluso a los casos en que las diferencias $H - H_a$ y $H_b - H$ sean de hasta 30 minutos.

2.4. Estimación puntual de un modelo de Distribución de Weibull

Con los datos disponibles en el año tipo se construye en cada locación (X,Y,Z) donde se realizó el muestreo, un modelo estadístico de la velocidad del viento mediante una distribución de Weibull caracterizada por los parámetros K y C obtenidos mediante los procedimientos descritos en el

anexo 17. Nótese que el enfoque de las estimaciones cambia esencialmente porque se quiere estimar K y C en cada uno de los puntos (X,Y,Z) , nodos de la malla de la figura 1.11.

Se propone estimar primero los valores de K y C en las coordenadas planas (X,Y) de los puntos de muestreo a otras alturas donde se considere necesario hacerlo (principalmente para cotas mayores que la cota máxima de muestreo), usando las ecuaciones A17.7 – A17.9 (ver figura A8 del anexo 8). Aquí los nuevos datos se suman a los datos primarios obtenidos desde el muestreo.

En general se conoce la dirección predominante del viento dada por un ángulo α (en grados sexagesimales) y en particular para cada punto de los datos disponibles se dispone de las siguientes coordenadas y parámetros:

- X : Coordenada en la dirección Oeste – Este
- Y : Coordenada en la dirección Sur – Norte
- Z_t : Distancia vertical desde la superficie del terreno hasta el dato de coordenadas planas (X,Y)
- Z_o : Altura vertical desde el nivel del mar hasta la superficie del terreno en (X,Y)
- n : Coeficiente de la rugosidad del terreno en (X,Y,Z_o) y por tanto la longitud de rugosidad Z_r .
- V : Velocidad media del viento en (X,Y,Z^*+Z_o) . Donde Z^* es la altura de los modelos microescalas o mesoescalas ya conocidos para la región.
- K : parámetro de forma en (X,Y,Z_t+Z_o)
- C : parámetro de escala en (X,Y,Z_t+Z_o)

Los **principios generales** para estimar los valores de K y C en cualquier nodo de la malla 3D representada en la figura 1.11 son los siguientes:

- a) Los valores estimados de K y C en $P = (X;Y,Z)$ dependen de los valores de K_i y C_i en los datos $P_i = (X_i,Y_i,Z_i)$ y estas relaciones pueden modelarse en función de las distancias entre todos estos puntos. Esta es una importante idea totalmente aceptada como uno de los fundamentos principales para el uso de estimadores basados en información puntual tomada de muestras (Jensen *et al.*, 1984; Díaz, 2002; Clark y Harper, 2007; González y Bosque, 2008; Oliver, 2010; Barrera *et al.*, 2013; Legrá y Terrero, 2019).

- b) La variabilidad de los parámetros K y C influye en la variabilidad de las estimaciones. Esta es una idea extrapolada de la teoría geoestadística del estimador Kriging, uno de los estimadores (A,U,θ) más conocidos (Clark y Harper, 2007; Oliver, 2010).
- c) K y C están interrelacionados de manera compleja (ver ecuaciones: 1.17 y 1.18) y la influencia de esta relación será expresada mediante la estimación simultánea de ambas.
- d) Los valores de las cotas de superficie Z_0 y de la longitud de rugosidad Z_r influyen en el proceso de estimación de K y C. Esta influencia está determinada por los comportamientos que tengan estas variables en los datos.

Según la definición del modelo UPD (Legrá, 2017), ver Anexo 9, y de la generalización de Legrá y Terrero (2019) se plantea usar un estimador multivariado (A,U,θ) con las características siguientes:

- Se utilizará un modelo UPD (Terrero y Legrá, 2020a) donde:
 - p es el parámetro potencia del modelo. Para este caso es un valor mayor que 0 escogido convenientemente por el investigador.
 - d_{ji} es la distancia euclidiana escalada con factor de suavización s (escogido por el investigador) entre el punto P_i de coordenadas (X_i, Y_i, Z_i) y el punto P_j con las coordenadas (X_j, Y_j, Z_j) tal como se expresa en la ecuación A9.4. En particular d_{ei} es la distancia entre el punto P_i y el punto donde se estima: $P_e = (X_e, Y_e, Z_e)$.
 - La función núcleo es la que permite obtener la matriz A y realizar las estimaciones:

$$[\bar{\Theta}_{ji}] = \begin{bmatrix} \Theta_{Kji} & \Theta_{KCji} \\ \Theta_{KCji} & \Theta_{Cji} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Omega_K d_{ji}^p & \Omega_{KC} d_{ji}^p \\ \Omega_{KC} d_{ji}^p & \Omega_C d_{ji}^p \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.14}$$

El coeficiente usual de variación de una variable Ω se calcula como el cociente de la desviación estándar σ de sus valores, dividido por su media aritmética μ (Miller, *et al.*, 2005).

- Ω_K es el coeficiente de variación de la variable K en los datos.
- Ω_C es el coeficiente de variación de C en los datos.
- Ω_{KC} es la variación conjunta de las variables K y C caracterizada como la covarianza entre ellas, dividida por el producto de las medias aritméticas de K y C.

- La deriva del modelo (A,U,θ) es de orden $t = 2$ y tendrá la forma:

$$[\bar{\theta}_e] = \begin{bmatrix} [\bar{\theta}_{1e}] \\ [\bar{\theta}_{2e}] \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde:

$$[\bar{\theta}_{1e}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.16}$$

Y a partir de los modelos de topografía y de rugosidad en la región, se calcula:

$$[\bar{\theta}_{2e}] = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_o(\mathbf{X}_e, \mathbf{Y}_e) + \mathbf{Z}_r(\mathbf{X}_e, \mathbf{Y}_e) & 0 \\ 0 & \mathbf{Z}_o(\mathbf{X}_e, \mathbf{Y}_e) + \mathbf{Z}_r(\mathbf{X}_e, \mathbf{Y}_e) \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.17}$$

Donde $\mathbf{Z}_r(\mathbf{X}_e, \mathbf{Y}_e)$ se calcula a partir del modelo de rugosidad en la región y mediante la ecuación A4.1 (ver anexo 4).

- El modelo de estimación (que es un interpolador exacto) queda entonces:

$$\begin{bmatrix} K_e \\ C_e \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n [\bar{\theta}_{ei}] [\bar{L}_i] + \sum_{i=1}^t [\bar{\theta}_{ie}] [\bar{b}_i] \quad \text{Ec. 2.18}$$

Donde:

$$[\bar{L}_i] = \begin{bmatrix} L_{iK} \\ L_{iC} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.19}$$

$$[\bar{b}_i] = \begin{bmatrix} b_{iK} \\ b_{iC} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.20}$$

- Las ecuaciones 2.19 y 2.20 se calculan resolviendo el sistema de ecuaciones matriciales:

$$\begin{bmatrix} [\bar{A}_{nn}] & [\bar{\theta}_{nt}] \\ [\bar{\theta}_{tn}] & [0_{tt}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\bar{L}_n] \\ [\bar{b}_t] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\bar{U}_W] \\ [0_t] \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde:

$$\begin{bmatrix} [\bar{A}_{nn}] & [\bar{\theta}_{nt}] \\ [\bar{\theta}_{tn}] & [0_{tt}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\bar{\theta}_{11}] & \dots & [\bar{\theta}_{1n}] & [\bar{\theta}_{11}] & [\bar{\theta}_{12}] \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ [\bar{\theta}_{n1}] & \dots & [\bar{\theta}_{nn}] & [\bar{\theta}_{n1}] & [\bar{\theta}_{n2}] \\ [\bar{\theta}_{11}] & \dots & [\bar{\theta}_{1n}] & [0_{11}] & [0_{12}] \\ [\bar{\theta}_{21}] & \dots & [\bar{\theta}_{2n}] & [0_{21}] & [0_{22}] \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.22}$$

$$\begin{bmatrix} [\bar{L}_n] \\ [\bar{b}_i] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\bar{L}_1] \\ \dots \\ [\bar{L}_n] \\ [\bar{b}_1] \\ [\bar{b}_2] \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$\begin{bmatrix} [\bar{U}_w] \\ [\bar{0}_i] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\bar{U}_{w1}] \\ \dots \\ [\bar{U}_{wn}] \\ [\bar{0}_1] \\ [\bar{0}_2] \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.24}$$

Sabiendo que a partir de los datos se denota:

$$[\bar{U}_{wi}] = \begin{bmatrix} K_i \\ C_i \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.25}$$

- El error al estimar K_e y C_e se calcula mediante una de las ecuaciones (Terrero *et al.* 2020b):

$$\alpha_e = \begin{bmatrix} \alpha_{K_e} \\ \alpha_{C_e} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n |\lambda_{iKK}| |K_i - K_e|, \sum_{i=1}^n |\lambda_{iCC}| |C_i - C_e| \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} eK_e \\ eC_e \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.26}$$

$$L_e = \begin{bmatrix} L_{K_e} \\ L_{C_e} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\sigma_{dij}}{\sqrt{m_d}} \sum_{i=1}^n |\lambda_{iKK}| |K_i - K_e|, \frac{\sigma_{dij}}{\sqrt{m_d}} \sum_{i=1}^n |\lambda_{iCC}| |C_i - C_e| \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} eK_e \\ eC_e \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 2.27}$$

Donde los valores de λ_{iKK} y λ_{iCC} deben ser calculados en la expresión dual del estimador.

- Este estimador tiene una característica importante y obvia: los valores estimados K_e y C_e están más influenciados por un dato (P_i, K_i, C_i) cuando P_i está más cercanos a P_e .

Por otra parte, para consolidar la influencia que tiene la dirección predominante del viento en la región, puede aceptarse el principio de que los datos de los puntos P_i que forman con P_e un ángulo β_{ie} cercano al ángulo de dirección predominante del viento α (o $\alpha+\pi$), influyen más en los resultados de las estimaciones. Bajo este supuesto los datos de un punto P_i tal que β_{ie} esté cercano a $\alpha+\pi/2$ o cercano a $\alpha+3\pi/2$, deberán influir menos en la estimación de K_e y C_e .

Puede asumirse que durante el cálculo de la distancia en el plano XY entre los puntos P_e y P_i se mantenga cuando $\beta_{ie} = \alpha+\pi/2$ ó $\beta_{ie} = \alpha+3\pi/2$ y esta distancia se reduzca convenientemente

(hasta, por ejemplo, la mitad) en la medida en que el ángulo plano β_{ie} se acerca al ángulo α o al ángulo $\alpha+\pi$. En ese caso en vez de la ecuación A9.4 se utiliza A10.2 (ver el Anexo 10).

- Roque (2019) describe la clasificación de Avella (2017) de las tendencias recientes en el pronóstico de velocidad de viento para generación eólica (ver Anexo 33). En ese contexto, el método que se propone en este trabajo para estimar K y C puede considerarse como un **Método Híbrido** que combina la Correlación Espacial con Ajustes de Tendencia (Deriva).

En resumen, nótese que la formalización (algoritmos y ecuaciones) de este estimador:

1. Asegura el uso de todos los datos de entrada (topografía, rugosidad y muestreos).
2. Permite evaluar su sensibilidad para asegurar que a pequeños cambios de los datos de entrada solo se producen pequeños cambios en los resultados [Legrá, 2020].
3. Su formalización es sencilla, ya que cada estimación se basa en un producto escalar de vectores cuyos elementos son matrices (Ecuación 2.18).
4. Las matrices $[\bar{L}_i]$ y $[\bar{b}_i]$ se obtienen resolviendo un sistema matricial de ecuaciones lineales (Ecuación 2.21). Este proceso es viable y eficiente al aplicar el método de Gauss-Jordán.
5. La eficacia del estimador (o sea, la calidad de los resultados) puede ser evaluada mediante los

coeficientes de variación Ω de cada estimación, o sea: $[\Omega_{eK}, \Omega_{eC}] = \left[\frac{100 eK_e}{K_e}, \frac{100 eC_e}{C_e} \right]$.

2.5. Optimización del modelo 3D de recursos eolo-energéticos

La optimización que se propone se refiere a tres aspectos:

a) Estimaciones sobre soporte compacto

En el epígrafe 2.3 el procedimiento propuesto presupone que para estimar a cada K_e y C_e en un punto $P_e=(X_e, Y_e, Z_e)$ de la malla que define al modelo 3D, serán utilizados todos los puntos de la data (ver figura A11.1 en Anexo 11). Este enfoque se le denomina Soporte Global (Sánchez y Branch, 2009) y es prescindible porque resta eficiencia al proceso de cálculo.

Por el contrario, si durante las estimaciones en P_e solo se utilizan los datos de coordenadas P_i tal que $d(P_e, P_i) \leq r_c$ entonces se dice que se tratan de estimaciones con Soporte Compacto (ver

figura A11.2 en Anexo 11); a r_c se denomina radio del soporte. Por supuesto, los sistemas de ecuaciones matriciales a resolver serán de menor orden y por tanto el proceso es más eficiente y menos propenso a los errores.

b) Estimaciones en cotas intermedias

El estimador propuesto en el epígrafe 2.3 puede ser utilizado para obtener K y C en las cotas intermedias para cualquier coordenada plana (X,Y) de la malla 3D. Luego, para las cotas inferiores y superiores de la malla los valores de K y C se pueden estimar mediante las ecuaciones A17.7 – A17.9. Sobre esta idea, el lector puede ver la figura A12 del anexo 12.

c) Elección de p y s para garantizar estimaciones adecuadas

La estimación de K y C mediante el estimador descrito en 2.3 dependen de los datos y de los valores seleccionados de la potencia p y del factor de suavización s . Estos parámetros deben ser elegidos de tal manera que las estimaciones se correspondan adecuadamente con el comportamiento real del fenómeno que se modela.

Primero se definen K_{\min} el valor mínimo de K y K_{\max} el valor máximo de K en los datos; análogamente se definen C_{\min} y C_{\max} para los datos de C.

Supóngase que el modelo eolo-energético 3D ya se ha calculado y cada uno de sus nodos se caracteriza por las coordenadas y valores (X,Y,Z,Zo,Zr,K,C,V,P) donde K y C se han estimado y V y P se han calculado mediante las ecuaciones 1.13 e 1.24 respectivamente.

Entonces debe esperarse que, al escoger p y s , el modelo cumpla:

1. El valor mínimo de C en los puntos del modelo ($C_{\min M}$) esté cercano a C_{\min} . Esto se formaliza, asumiendo que δ_B y δ_R (**Corte Opt**) son números entre 0 y 1, según la ecuación:

$$O_1 = \frac{|C_{\min M} - C_{\min}|}{|C_{\min}|} \leq \delta_B \quad \text{Ec. 2.28}$$

Análogamente:

2. $O_2 = \frac{|C_{\max M} - C_{\max}|}{|C_{\max}|} \leq \delta_R \quad \text{Ec. 2.29}$

$$3. O_3 = \frac{|K_{\min M} - K_{\min}|}{|K_{\min}|} \leq \delta_B \quad \text{Ec. 2.30}$$

$$4. O_4 = \frac{|K_{\max M} - K_{\max}|}{|K_{\max}|} \leq \delta_R \quad \text{Ec. 2.31}$$

5. Deberá minimizarse la función objetivo FO dada por el promedio de las medias aritméticas μ de los coeficientes de variación Ω de los errores de estimación:

$$FO = \frac{\mu(\Omega_{eK}) + \mu(\Omega_{eC})}{2} \rightarrow \min \quad \text{Ec. 2.32}$$

Donde $\mu(\Omega_{eK})$ es la media aritmética de los coeficientes de variación Ω_{eK} y $\mu(\Omega_{eC})$ es el análogo para Ω_{eC} . Cada valor de Ω se obtiene al dividir el error de estimación entre el valor estimado y multiplicar por 100 tal como se explica al final del epígrafe 2.4.

6. Deben prevenirse:

- a. Los comportamientos escalonados de las estimaciones, chequeando que no sea muy bajo el coeficiente usual de variación de todas las estimaciones K_e , Ω_{K_e} . El mismo análisis se realiza para el coeficiente usual de variación de Ω_{C_e} .
- b. Las grandes oscilaciones intermedias en las estimaciones de K y C entre datos vecinos y para comprobarlo se chequea que las máximas pendientes principales (MPP) de estas estimaciones, MPP_K y MPP_C , sean bajas.

La optimización que se propone tiene un fundamento combinatorio exhaustivo (Legrá *et al.*, 2016) porque consiste en obtener el modelo 3D para cada combinación de valores de p (p_1, p_2, \dots, p_q) y valores de s (s_1, s_2, \dots, s_q). Para cada modelo se calcularán las condiciones descritas en 1 - 6 y finalmente se seleccionan como mejores valores de p y s aquellos donde:

1. Se cumplan las condiciones 2.28, 2.29, 2.30 y 2.31.
2. Se cumpla la condición 2.32, o sea, que tome su valor mínimo la función objetivo FO.

Debe chequearse además si se cumple que Ω_{K_e} y Ω_{C_e} no sean muy bajas y que los valores MPP_K y MPP_C , sean bajas.

2.6. Aplicación informática para usar el procedimiento

Una aplicación capaz de implementar y comprobar los cálculos descritos en este trabajo se ha desarrollado en el Departamento de Matemáticas y en el Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa, ambos de la Universidad de Moa. Su interface principal es:

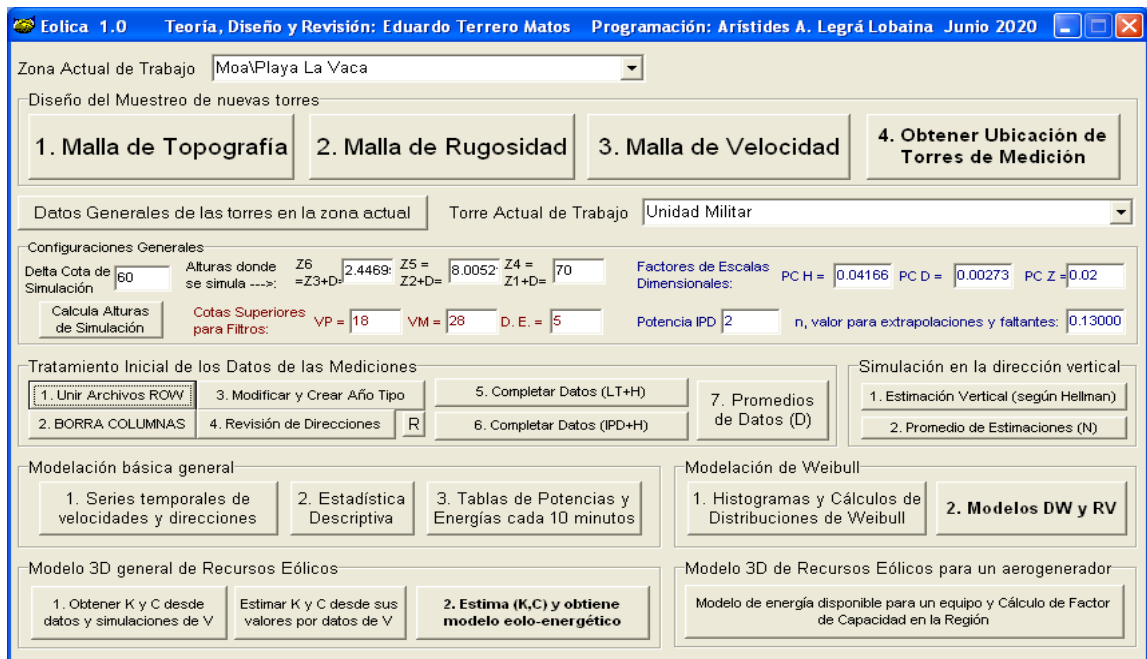


Figura: 2.5: Interface principal del software Eólica 1.0.

El botón *Malla de Topografía* de la figura 2.5 muestra la interface de la figura 2.6:

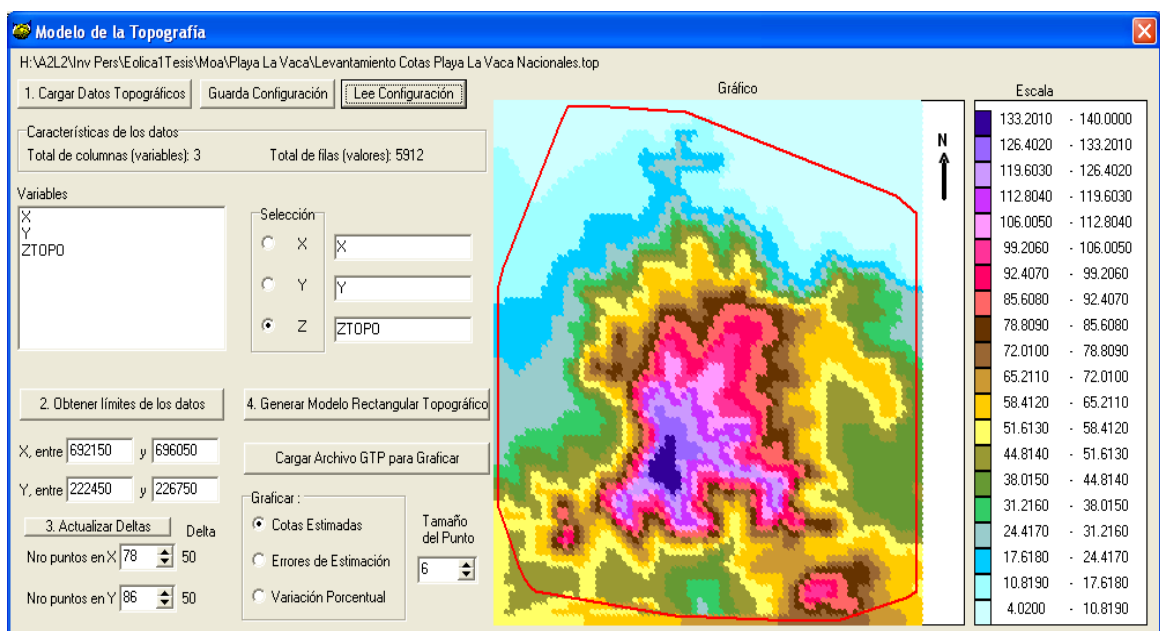


Figura: 2.6: Interface principal para desarrollar modelos topográficos; X, Y, Z en m.

Los botones *Malla de Rugosidad* y *Malla de Velocidad* de la figura 2.5 permiten acceder a interfaces semejantes a la de la figura 2.6 para respectivamente elaborar los modelos de rugosidad y velocidad V^* . Estas interfaces pueden verse en la figura A13.1 y A13.2 del anexo 13.

A continuación, se procede a *Obtener ubicación de las torres de medición* para realizar el muestreo eólico. Esta tarea se ejecuta mediante el diálogo que facilita la interface de la figura 2.7.

Para ello lo primero es configurar las direcciones informáticas donde están los archivos con los modelos topográficos, rugosidad y velocidad del viento. También debe precisarse la dirección del archivo que delimita la frontera de la región.

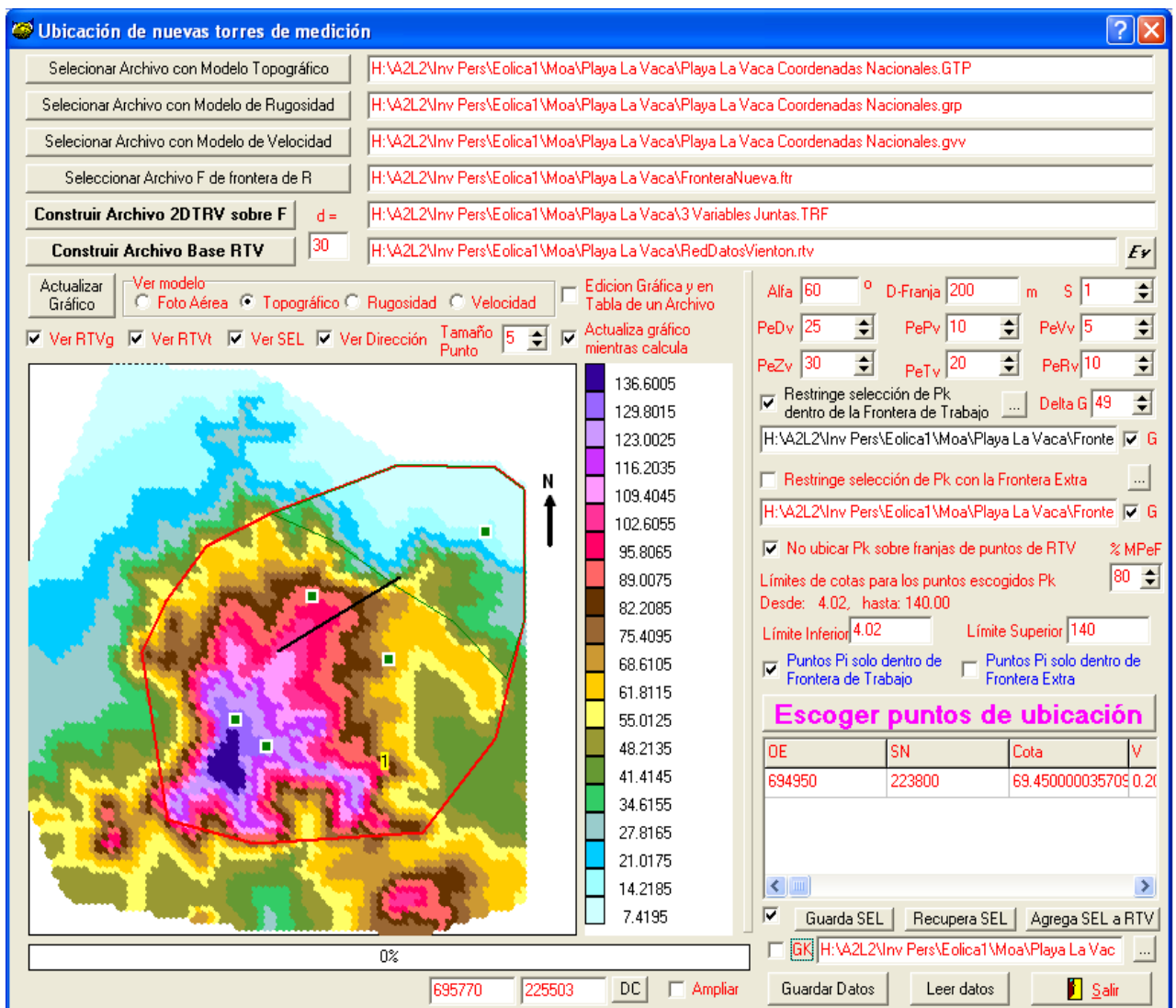


Figura 2.7: Diálogos para el diseño de la ubicación de las torres de medición (coordenadas en m)

Se construye el archivo de tipo 2dTRV que integra, dentro de la frontera, a los tres modelos (denominado en este caso como: “3 Variables Juntas.TRF”). También se inicializa el archivo RTV que contendrá a las ubicaciones que se vayan seleccionando (“RedDatosVientoM.rtv”).

Como se ha dicho hay dos maneras de obtener las ubicaciones de las torres de muestreo:

- Manual: Active la opción **Edición Gráfica y en Tabla de un Archivo** y luego comience a usar clic sobre el mapa. Finalmente guarde los resultados.
- Automática: Desactive la opción **Edición Gráfica y en Tabla de un Archivo** y configure los parámetros correspondientes. Use el botón *Escoger puntos de ubicación* o asigne manualmente las coordenadas de estos puntos. Finalmente guarde los resultados.

Después de ser realizadas las mediciones durante uno o más años, se configuran los identificadores principales de las torres con el botón *Datos Generales de las torres en la zona actual* y se configuran los parámetros del cuadro denominado *Datos Generales*.

Es necesario realizar el *Tratamiento inicial de los datos de las mediciones* para construir un sistema de base coherente y compatible con los procedimientos matemáticos que siguen. En la figura 2.5, los botones *Unir archivos ROW*, *Borra columnas*, *Modificar y crear año tipo* y *Revisión de direcciones* realizan esta construcción.

En la segunda acción deben quedar las siguientes 13 columnas:

- Identificadores Generales de las mediciones en la torre: LoggerName; date___; time___
- Media, Máxima y Desviación estándar a la mayor altura: s1a[m/s]; s1x[m/s]; s1s[m/s]
- Media, Máxima y Desviación estándar a la segunda altura: s2a[m/s]; s2x[m/s]; s2s[m/s]
- Media, Máxima y Desviación estándar a la menor altura: s3a[m/s]; s3x[m/s]; s3s[m/s]
- Dirección del viento en la torre: d1a[°]

Y este archivo se graba con el nombre: "TodosLosDatos1.ed1" para que automáticamente el software busque datos anómalos que son reportados para su revisión y posible sustitución manual.

El botón **Modificar y crear año tipo** realiza esas tareas y genera los archivos “TodoslosDatos.ed2” y “TodosLosDatosAtipo.ED2”. El botón **Revisión de direcciones** permite revisar y corregir posibles errores sistemáticos en las mediciones de las direcciones del viento auxiliándose del diálogo que se muestra en la figura A14 el anexo 14. El botón **R** informa errores en ese archivo.

El botón **Completar datos (LT+H)** realiza esa tarea (completar) con el método LT y la ecuación 1.8 y la rugosidad que se escribe en el control: ***n, valor para extrapolaciones y faltantes***. Resulta el archivo “TodoslosDatosCopia.eh2”.

A continuación, el botón **Completar datos (IPD+H)** realiza esa tarea (completar en las alturas medias a cierta hora de un día dado) mediante el método IPD usando la potencia declarada (ver ecuación 2.10) y los factores de escala declarados (ver ecuación 2.11) y completa las otras alturas con la fórmula de Hellman. El archivo resultado se denomina “TodoslosDatosR.ed2”.

El botón **Promedios de datos (D)** genera tablas importantes para el procesamiento de los datos:

- “TodosLosDatosA000.ed3” y “TodosLosDatosAMED.ed3” que son copias iguales del archivo anterior, pero para próximos fines diferentes; sus datos son: Año, Día, Hora, H1P, H1M, H1D, H2P, H2M, H2D, H3P, H3M, H3D y DGR.
- Del archivo “TodosLosDatosAMED.ed3” se extraen los de extensión ed3, ed4, ed5, ed6 y ed7 que contienen respectivamente a los promedios en 10 minutos, 1 hora, 6 horas, 1 día y 1 mes.
- Los archivos de extensión ed8 muestran los promedios de velocidad media en cada hora para cada día; los archivos ed9 muestran promedios de velocidad media en cada hora de cada mes.

En la próxima tarea de la figura 2.5 se usa el cuadro **Simulación en la dirección vertical**.

El botón **Clásicos (según Hellman)** conduce al diálogo (ver figura 2.8):

En esta tarea se estiman los valores de V en las coordenadas de la torre de muestreo, en los mismos días y horarios, pero para alturas Z que pueden ser intermedias o superiores a las alturas donde se ubicaron los instrumentos de medición. Se usará la ecuación 1.8 (Hellman) mediante el botón **Completar ED3** para generar un archivo denominado: “TodosLosDatosAMEN.ed3”.

V = Vo (Z/Zo)^a **a: Relacionado con el índice de rugosidad n**

Valor aproximados de n para terrenos...

Liso, n = 0 Muchas casas <8m n=2.5
 Césped n = 0.5 Pueblos n=3
 Campo abierto n = 1 Ciudades n=3.5
 Pocas casas <8m n=1.5 Ciudades muy altas n=4
 Varias casas <8m n=2

Tomar como ho a:

Z1 (la altura baja, de TodoslosDatos.ed3)
 Z2 (la altura media, de TodoslosDatos.ed3)
 Z3 (la altura alta, de TodoslosDatos.ed3)

Alturas donde se simula

Z6 = 2.44695776290951

Z5 = 8.00521553462095

Z4 = 70

Valor de n: 0.13000000000

Valor de Zr: 0.00077200000

Valor de a: 0.10741624474 <---- Valor de a si hay error

Valor de a, por defecto

a = ln(V2 / V3) / ln(Z2 / Z3)

Completar ED3 Salir

Figura 2.8: Estimación de valores verticales de la velocidad del viento en alturas superiores a las muestreadas en las torres de medición.

El botón *Promedios de estimaciones (N)* del cuadro *Simulación en la dirección vertical* ejecuta con este archivo lo mismo que realiza el botón ya explicado *Promedios de datos (D)* con el archivo “TodosLosDatosAMED.ed3”.

La próxima sección de la figura 2.5 opera en el cuadro *Modelación básica general*. Sus tareas son:

- *Series temporales de velocidades* (media, máxima y desviación estándar) y *direcciones* cuya ventana de diálogo se observa en la figura A15 del anexo 15. Los resultados (en archivo “Series Temporales.ed3”) se obtienen a partir del archivo “TodoslosdatosAMED.ed3” o del archivo “TodoslosdatosAMEN.ed3”.
- *Estadística Descriptiva*. Se toman los datos de archivos de extensión ed3 (promedios cada 10 minutos), ed4 (promedios cada una hora), ed5 (promedios cada 6 horas), ed6 (promedios cada día) y ed7 (promedios mensuales). Se calculan para cada altura los estadígrafos de tendencia central y dispersión de las velocidades media, máxima y desviación estándar.
- *Tablas de Potencia y Energía*. Se toma el archivo “TodoslosdatosAMED.ed3” o el archivo “TodoslosdatosAMEN.ed3” para evaluar la densidad de potencia y la energía. Los diálogos se

muestran en la figura A16 del anexo 16. El botón *Tabla de potencias, turbulencias y energías* en direcciones de interés conduce a estos resultados.

La siguiente sección de la figura 2.5 opera en el cuadro *Modelación de Weibull*. Sus tareas son:

- *Histogramas y distribuciones de Weibull*. Se presenta un diálogo (ver figura A17 del anexo 17) para estudiar los histogramas y ajustar la distribución de Weibull de los datos tomados de archivos ed3, ed4, ed5, ed6 y ed7.
- *Modelos DW y RV*. Se muestra un diálogo (figura A18 del anexo 18) para obtener un modelo de Weibull para las velocidades del viento y de la Rosa de los Vientos para sus direcciones. Usando el botón *Tablas de Potencia y Energía* se calculan y muestran estos resultados. Mediante el botón *Construir valores de K y C* se pueden obtener estos para las nuevas alturas modeladas a partir de los valores en las alturas muestreadas.

El penúltimo cuadro de la figura 2.5 es *Modelo 3D general de recursos eólicos*. Sus tareas son:

1. Crear base del modelo. En este caso el botón *Crear datos* para modelar genera una tabla que, tomando datos de diversas tablas obtenidas en los procedimientos anteriores, contiene todos los datos necesarios para obtener el modelo de recursos eólicos. En el anexo 19 se muestra esta tabla A19 que queda registrada en un archivo denominado “KyC.dat”.
2. Estimar K y C. El botón *Estima (K,C) y obtiene el modelo eolo-energético*, da paso al diálogo que se muestra en la figura 2.9 y permite en primer lugar estimar los valores de K y C para cierta locación, visualizando las matrices y resultados intermedios como vía de comprobación de los resultados parciales y finales.

Además, en este cuadro sobresalen los siguientes botones:

- *Est. una Malla*: modela la malla 3D. Cada malla se graba en un archivo específico.
- *G*: Conduce a un diálogo que facilita la visualización de los valores del modelo. Ver las figuras A20.1 y A20.2 del anexo 20.

- **Optimizar:** Ejecuta el procedimiento descrito en el epígrafe 2.4 utilizando los parámetros del cuadro *Parámetros de la Optimización*. Esta opción solo se ejecuta una vez para cada conjunto de datos y permite obtener los valores más adecuados de S y p.

Estimar K y C como funciones de 3 variables independientes, 9 puntos y deriva de 3 términos de 2 variables auxiliares

Datos para cualquier Estimación 18 datos

X	Y	Z
695770.252	225503.133	10
695770.252	225503.133	30
695770.252	225503.133	50
695770.252	225503.133	70

1. Llenar Matrices Escalar Error
 2. Resuelve SEL Pendiente en grados
 3. Estimación Directa Usar Variabilidad
 4. Obtiene Le DUAL Usar Anisotropía
 5. Estimación DUAL

Modelos de Núcleo
 Sin correlación entre K y C
 Con correlación entre K y C

Const. Anisot. 0.75

Factor S de Suavización = 0.04
 Exponente p del Modelo = 1.04

Estimar Malla 3D
 Archivo Zo + n en: E:\Legra\Eolica1\Moa\Playa La
 Malla 3D
 Xi = 693372 Yi = 223857
 Xf = 695775 Yf = 226260
 Nx = 10 Ny = 10
 Zi = 10 Zf = 110
 Nz = 6

Est. una Malla G

Prueba de Estimación Directa
 X= 695770.252 Z= 50 Lr= 0.000772000000 K= 1.94585739821196 G W
 Y= 225503.133 Zo= 11.92195739801 DA= 1.2 C= 6.35627260803916

Prueba de Estimación Dual
 K= 1.94585739821196 eK= 7.37506775310908E-15 100*eK/K= 3.79013783840788E-13
 C= 6.35627260803917 eC= 1.94226712670222E-14 100*eC/C= 3.05566996016772E-13
 DDS = 1 ModaVel = 8.6527845342115
 VMed = 5.63653026188318 D E Vel = 3.02003604552807 VPotMax = 6.39568436569817
 InTur = 53.5797007238824 DenPot = 211.02190450836 F. Energ. = 1.96399672317014

Parámetros de la optimización
 Si = 0 Sf = 4
 NS = 101
 pi = 0.65 pf = 1.15
 Np = 101 CortOB = 0.1
 Total=10201 CortOR = 0.1

Optimizar n=
k=

Salir A (variando) Ai (Variando) Solución L Directa U en Prueba con Datos Solución Le DUAL

0%

Figura 2.9: Diálogo para estimar valores de K y C en una ubicación y en una malla. Incluye la búsqueda de S y p óptimos según el procedimiento descrito en el epígrafe 2.4.

El último cuadro de la figura 2.5, denominado *Modelo 3D de Recursos Eólicos para un aerogenerador*, contiene el botón *Modelo de energía disponible para un equipo y Cálculo de Factor de Capacidad en la Región* (figura A21 del anexo 21) que permite visualizar los datos técnicos (tomados de bases de datos del WAsP) y económicos (editados por los usuarios). Estos datos son útiles para proyectar el futuro diseño de los parques eólicos. El botón Energía Anual y Factor de Capacidad para la Región genera una tabla como la que se observa en la figura A20.1 del anexo 20 donde se agrega la columna de Factor de Capacidad que indica que porcentaje de tiempo anual estará trabajando el aerogenerador a potencia nominal (ver epígrafe 1.4) y el resto del tiempo

no genera energía. Este valor de Factor de Capacidad también puede ser interpretado como que el aerogenerador funcione ininterrumpidamente durante las 8760 h del año, a una potencia constante e igual a ese porcentaje de su potencia nominal. Esta tabla puede graficarse de manera semejante a la figura A20.2 del anexo 20.

Conclusiones parciales

1. Se explican las bases teóricas y prácticas para realizar las tareas necesarias para obtener un modelo de recursos eolo-energéticos, las cuales son integradas en un algoritmo secuencial, coherente y sistémico cuyo objetivo final es la cuantificación ordenada y referenciada de los recursos eolo-energéticos.
2. Se describe un procedimiento completamente formalizado para determinar un modelo de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisorio de manera que se facilite la toma de decisiones para su mejor aprovechamiento.
3. Se desarrolla y se describe una aplicación informática que permite ejecutar con eficacia y eficiencia el procedimiento propuesto. Esta aplicación se ha registrado debidamente en el Centro Nacional de Derecho de Autor (CENDA).

CAPÍTULO 3: Modelo de los recursos eolo-energéticos de una región promisoría del Sector Playa La Vaca

De acuerdo con Moreno Figueredo (2018) en Cuba hasta el año 2016:

- Se han instalado cuatro parques eólicos conectados a la red con una potencia total de 11,7 MW; de ellos 10,65 MW conectados a la red nacional y 1,65 MW conectados a la red del sistema eléctrico de la Isla de la Juventud.
- Suman 20 aerogeneradores de diferentes modelos y capacidades, todos de accionamiento indirecto; con rotor a barlovento y orientación activa por señal de veleta, soportados por torres metálicas tubulares, según se indica en la figura A22 del anexo 22.

Isaac (2011) manifiesta que en Cuba el órgano rector que ejecuta este tipo de proyecto es la Unión Nacional Eléctrica, la cual se apoya en la Empresa de Ingeniería y Proyectos de la Electricidad (INEL), esta entidad es la encargada de brindar servicios técnicos, de construcción de nuevas inversiones y para la ampliación, reconstrucción, conservación, reparación, mantenimiento, demolición y desmontaje de objetivos existentes en el Sistema Electroenergético Nacional.

La prospección y exploración eólica en Cuba ha permitido establecer la política energética cubana para la proyección hasta el año 2024, en la cual proyecta un programa para la instalación de 13 Parques Eólicos - 633 MW (ver figura A23 del anexo 23).

Por ejemplo, respecto a los 11 parques eólicos de 51 MW, se tienen los siguientes apuntes:

- Se cuenta con medición de viento, por más de tres años, a 50 y 100 metros de altura.
- La velocidad promedio del viento llega hasta 8,5 m/s a 90 metros de altura.
- Pueden producir 135 GWh anuales.
- Pueden ahorrar 37 mil toneladas de combustible fósil anualmente.

- La inversión estimada para la importación de la tecnología es de 90 MMUSD. Período de recuperación estimado: 4 a 6 años.
- Se deja de emitir a la atmosfera 116 mil toneladas de CO₂ anualmente.

El objetivo del capítulo es implementar eficaz y eficientemente el procedimiento descrito en el capítulo 2 a los datos de la velocidad del viento en una región del Sector Playa la Vaca de Moa.

3.1. Caracterización de los vientos en Cuba y en Holguín

Según Jaramillo (2013), de la energía solar que llega a la Tierra por radiación ($174,423 \times 10^9$ kWh), alrededor del 1 al 2 % se convierte en corrientes de aire que es aproximadamente 50 a 100 veces más que la energía convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra (Enríquez García, 2016). Si se excluyen las áreas de gran valor ambiental, esto supone un potencial de energía eólica de 53 TWh/año (Ríos, 2015).

Tradicionalmente, en Cuba el uso energético del viento se limitaba a la utilización de aerobombas para el abastecimiento de agua y otros propósitos muy puntuales. Novo (2005b) expone que en Cuba el empleo del viento como recurso energético para la generación eléctrica fue históricamente desestimado, debido a que era limitado o de una potencialidad prácticamente despreciable, criterio que atentó contra la toma de decisiones y el posible uso del viento para la generación eléctrica a diferentes escalas.

Como excepción, se conoce que Boytel (1972) hizo un estudio cualitativo del régimen de vientos en la antigua provincia de Oriente teniendo en cuenta el efecto general de la geografía de la región sobre el viento. Según la fuente, la orografía estudiada comprende la porción más oriental de las montañas del nordeste cubano. Este sistema orográfico está orientado de E-W a NE-SW, direcciones que siguen líneas paralela o sub-paralelas con el eje longitudinal de la Isla de Cuba. Se encuentran las elevaciones montañosas de la Sierra Cristal y la Sierra de Nipe, en la provincia de Holguín, la Sierra del Purial y la Sierra del Convento, en la provincia de Guantánamo y la Sierra Maestra, en la provincia de Santiago de Cuba. Entre estas elevaciones y la costa se aprecia una zona de acción de la brisa marina y el terral que se muestra en las figuras 3.1 y 3.2.

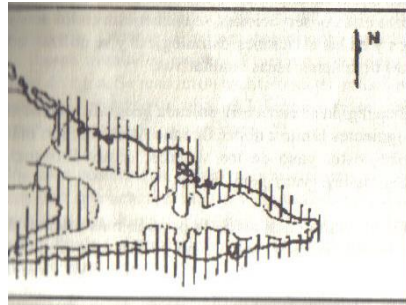


Figura 3.1. Zona de penetración de la brisa marina en el oriente de Cuba. Fuente: Boytel (1972).

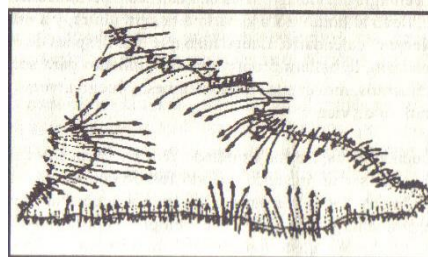


Figura 3.2. Líneas que siguen la dirección de la brisa marina en la parte Oriental de Cuba

—▶ Efecto de la brisa marina ·····▶ Efecto del terral. Fuente: Boytel (1972).

Especial connotación tienen los trabajos estadísticos de Vega *et al.* (1985), Vega *et al.* (1990) y Vega *et al.* (1999) sobre la velocidad máxima del viento en Cuba.

Novo (2005b) resume que a grandes rasgos el régimen de vientos en el archipiélago es el resultado de la ocurrencia de vientos a escala global dada su latitud geográfica, los alisios, su condición de insularidad y la influencia estacional de fenómenos meteorológicos a gran escala de carácter transitorio que imponen temporal y regionalmente patrones de viento característicos y que la variabilidad estacional de estos fenómenos produce la variabilidad anual del viento.

Este autor afirma que las brisas de la costa norte del territorio son más fuertes y de mayor penetración interior que las que se originan en el Sur, por cuanto en el primer caso son reforzadas en la misma dirección por los alisios del noreste; mientras que, en el caso de la costa sur, las brisas de componente sureste actúan oponiéndose al flujo dominante sobre la Isla. Hacia el centro-sur del territorio la convergencia de las brisas de ambas costas provoca la denominada zona de convergencia de las brisas o espinazo convectivo, perfectamente apreciable en fotografías satelitales por las formaciones nubosas sobre los territorios.

Y precisa que: a cierta distancia de la costa, el efecto local de las brisas es sustituido por la influencia de otros tipos de vientos locales que dependen del predominio del calentamiento interior del territorio y de las relaciones entre los componentes del medio o características físico-geográficas regionales (relieve, vegetación, presencia de barreras montañosas, obstáculos y embalses), tales como los vientos de valles y montañas, gravitacionales. Cita los casos de la Sierra Maestra, el grupo montañoso de Sagua-Baracoa y Sierra de Puriales, entre otros.

Cuba presenta un amplio contraste de formas de relieve, dado por la presencia de llanuras y montañas donde regionalmente pueden conjugarse condiciones físico-geográficas favorables para lograr el efecto de un libre flujo o encauzamiento del viento, con el consiguiente incremento local en sus velocidades. Esto significa que las condiciones físico-geográficas locales y la selección de un buen emplazamiento son decisivas, porque constituye el escenario que determina la aceleración o frenado local del viento, con el consiguiente aumento o disminución de su recurso eólico.

En el año 2006 el Instituto de Meteorología (INSMET), junto a otras instituciones nacionales, presentaron la primera versión del potencial eólico teórico: entre 5 mil y 14 mil MW a partir de la determinación del tamaño en km² de las áreas consideradas entre moderadas y excelentes. Para esto se creó una base de datos del viento, con la participación de personal técnico y especializado de este instituto, sus dependencias provinciales, y el apoyo en personal y recursos de los jóvenes Club de Computación de cada provincia del país. Esta base contiene los registros tri-horarios de velocidad y dirección del viento promedio a 10 metros de altura en 68 estaciones meteorológicas.

Para la elaboración del mapa fue seleccionado, por un colectivo de investigadores del INSMET liderado por Rolando Soltura, el modelo de microescala implementado por el WAsP (Soltura, *et al.*, 2007a; Soltura, *et al.*, 2007b). Los datos de entrada fueron las series temporales de datos de entrada de dirección y velocidad del viento de cada estación, el análisis de obstáculos que perturban la medición del viento en las estaciones y un mapa digital donde se combinan la

orografía y la rugosidad del terreno. En particular, la influencia de la vegetación en el comportamiento de la velocidad del viento ha sido estudiada por Novo (2005a).

Moreno *et al.* (2017) plantean que, según el atlas eólico cubano preliminar (Soltura *et al.*, 1997), la costa norte desde Villa Clara hasta Guantánamo es una región de altas velocidades del viento, donde ocho zonas poseen velocidades medias anuales de 5,7 m/s a 10 m de altura.

No obstante, en estas zonas el régimen de viento es heterogéneo y es fuertemente influenciado por condiciones locales, debido a la positiva interrelación entre los vientos alisios y las brisas locales, los eventos meteorológicos estacionales, tales como los frentes fríos provenientes de Norteamérica y otros que refuerzan el régimen de viento en la costa norte, fundamentalmente en la parte este.

En el año 2013 el INSMET presentó una nueva versión del mapa eólico de Cuba validando la del 2006 donde las regiones marcadas indican los potenciales perspectivas (Figura 3.3).

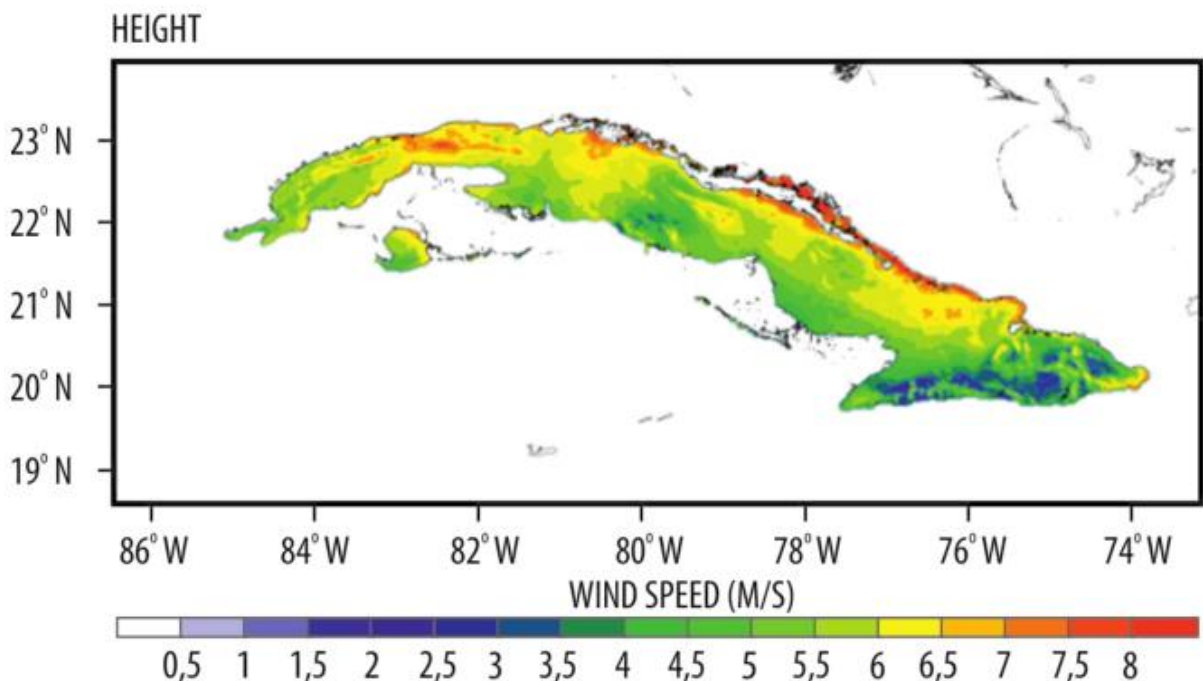


Figura 3.3. Atlas eólico de Cuba creado por el INSMET en el 2013 para el nivel de 100 m. Fuente:

Moreno (2017). Para otros mapas eolo-energéticos de Cuba ver Anexo 34.

Diversos e importantes trabajos se han realizado para contribuir al conocimiento del potencial eolo-energético cubano y las tecnologías para su aprovechamiento. Entre ellos se encuentran:

- Modelo MOSIMPRES para la predicción de la generación eólica (Matos *et al.*, 2008)
- Costo de la energía eólica (Ávila *et al.* 2010).
- Análisis de cargas máximas producidas por vientos extremos (Herrera, 2010).
- Flujos para el cálculo del Límite de Potencia Eólica (Santos *et al.*, 2012).
- Viento y oleaje asociados a huracanes (Córdova y Lamazares, 2012)
- Caracterización de la brisa de mar y el terral (Carrasco *et al.*, 2012).
- Influencia del oleaje y de la estabilidad atmosférica en la evaluación del potencial energético eólico (Guillemes, 2014)
- Perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica sobre Cuba, atendiendo a la estratificación térmica de la atmósfera. (Roque *et al.*, 2015).
- Aplicación del perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica al estudio del viento como fuente de energía (Roque *et al.*, 2015), base argumental para usar la Ley de Hellman.
- Estudios del clima del oriente de Cuba por U. Montenegro (Citado por Roque *et al.*, 2018).

Debe mencionarse también la existencia de un gran número de trabajos publicados en la revista científica popular **Energía y Tú** publicada por CUBASOLAR desde el año 1997.

En Cuba se mantiene *on line* un Atlas Eólico que proporciona información actualizada sobre la velocidad media y el potencial eólico del país a 10, 30, 50 y 100 m de altura (INSMET, 2019).

Comportamiento de los vientos en el nordeste costero de la provincia Holguín

En el caso de los vientos del nordeste costero de Holguín, Proenza *et al.* (2006 y 2007), aplican el modelo de microescala WASP 8.2 y el sistema de información geográfica ArcView 3.0, para mapear la densidad de potencia media anual del flujo de energía a 50 m de altura (Figura 3.4).

En este modelo se representan las principales zonas geográficas del territorio con potenciales eólicos óptimos para la utilización del viento en la producción de energía eléctrica mediante la instalación de turbinas eólicas o aerogeneradores. El resultado incluye para cada densidad de potencia la velocidad media del viento correspondiente.

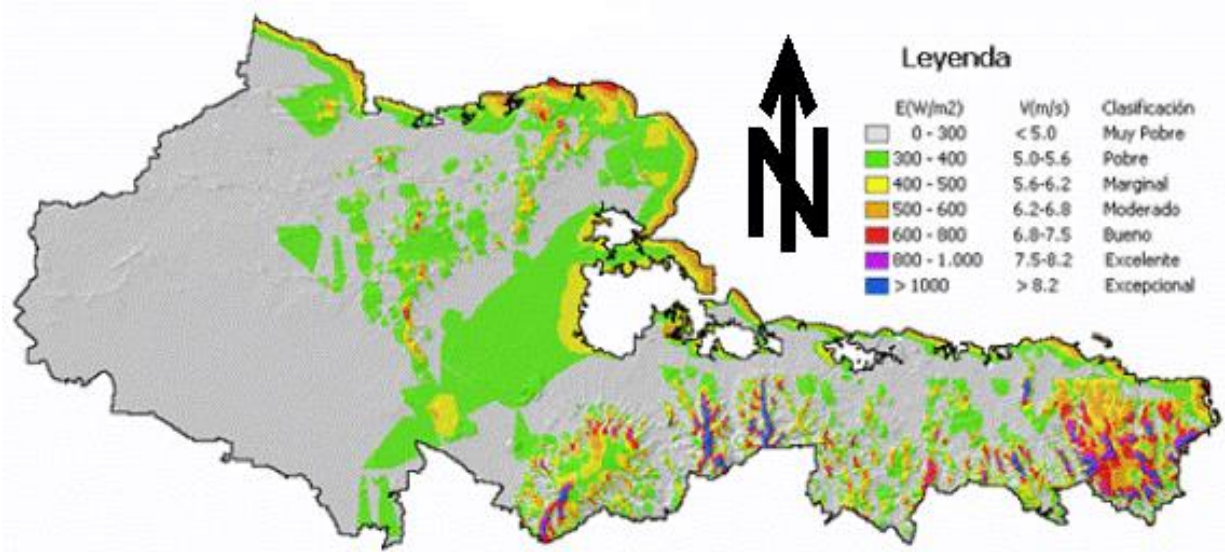


Figura 3.4. Densidad de potencia anual a 50 m de altura en Holguín. Fuente: Proenza (2007)

En fecha más reciente Roque *et al.* (2018) han presentado un trabajo actualizado sobre las particularidades del viento en la región oriental.

Modelo de la velocidad del viento en el municipio Moa

En este municipio se han realizado varias investigaciones de pregrado y postgrado relacionadas con el viento y el aprovechamiento de su potencial energético. Se pueden mencionar:

- Perfil eólico para fines industriales en la parte norte oriental de Cuba (Izquierdo *et al.*, 1997)
- Diseño de un aeromotor a escala de laboratorio para la Región de Moa. Tesis de máster presentada por Isnel Rodríguez González en el 2002.
- Estudio de factibilidad de la Eolo energética en la comunidad de Cayo Grande. Trabajo de diploma presentado por Juan G. Molina Barallobre en el 2005.
- Evaluación y aprovechamiento de la energía Eólica de Colina Cuatro en la región de Moa. Trabajo de Diploma presentado por Doralis Garrido Ortiz en el 2008.
- Modelación y simulación de sistema híbrido de generación eléctrica para la ciudad de Moa. Tesis de maestría presentada por Yordan Guerrero Rojas en el 2012

- Procedimiento para la ubicación de torres anemométricas. Trabajo de diploma presentado por Joel Carcassés Carcassés en el año 2014.
- Aplicación en Matlab para calcular la producción anual de energía de aerogeneradores en el noroeste de Moa en el trabajo de diploma de Luis Enrique Labañino Cabrera en el año 2014.
- Sistema de información para el análisis de datos del viento. Tesis de maestría presentada por Edgar Núñez Torres en el 2014.

Específicamente Carcassés (2014) desarrolló un modelo de la velocidad del viento del municipio Moa; este modelo fue elaborado tomando como base la imagen del mapa del potencial eólico de la provincia de Holguín (Figura 3.4) presentado por Proenza (2007).

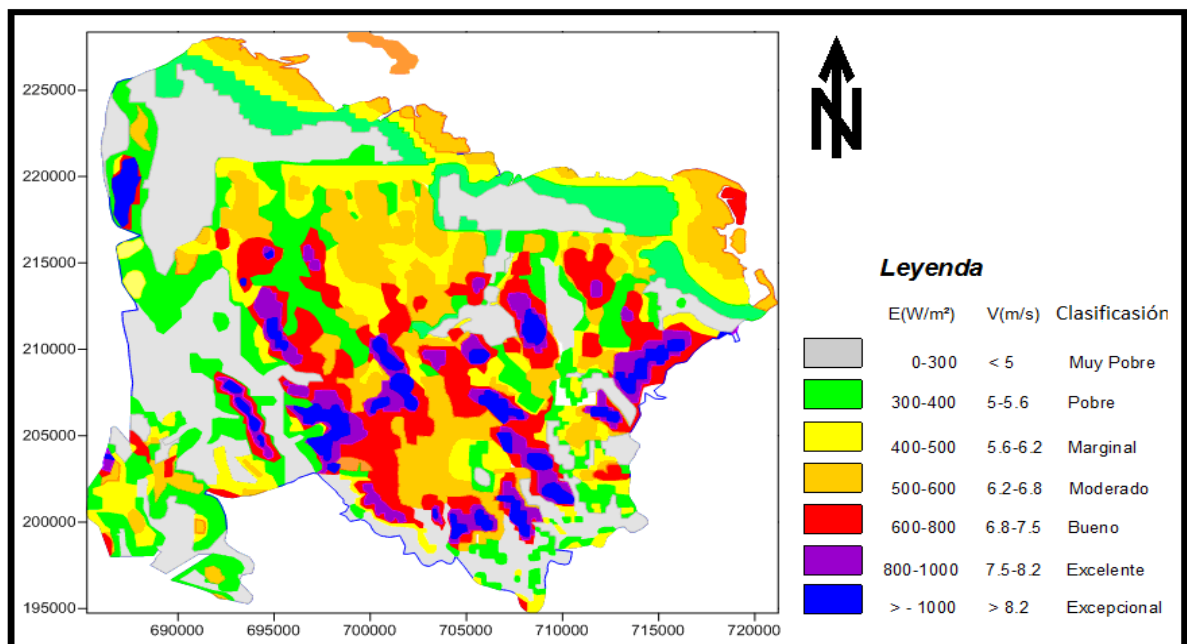


Figura 3.5. Mapa del recurso eólico en la región de Moa. Fuente: Carcassés (2014).

Para su elaboración se procedió como sigue:

- El mapa de la figura 3.4 fue cargado y geo-referenciado en el Software AutoCAD 2007.
- Se digitalizaron los polígonos de cada una de las áreas de acuerdo a las clases de vientos registrados en el mismo.
- Se le asignaron valores de vientos según escala de colores junto al mapa.

- d) Se generó un modelo digital del terreno MDT con los valores de viento
- e) Se cargó la Red 2D de puntos en el software AutoCAD 2007
- f) Se tomó un valor de viento del MDT, para ser asignado a cada punto de la Red 2D.
- b. Se obtuvo el mapa de la figura 3.5 de distribución espacial del recurso eólico en la región de Moa a 50 m de altura con respecto a la superficie del terreno, en un área de 1225 km².

3.2. Caracterización de la región promisoría de Playa la Vaca

Generalidades

Según Sachuma (2012), el Municipio de Moa tiene una extensión territorial de 732,6 km². Se encuentra ubicado en la provincia Holguín, al noroeste de Cuba. Limita al Este con el municipio Baracoa (provincia Guantánamo), separados por los ríos Jiguaní y Jaguaní; por el Sur limita con el municipio guantanamero de Yateras; por el Oeste con los municipios holguineros de Frank País y Sagua de Tánamo y por el Norte con el estrecho de Bahamas en el Océano Atlántico.

Próximos a sus costas se encuentran los cayos Moa Chico, Moa Grande (situados frente a la ciudad de Moa) y Cayo del Medio en la Bahía de Yamanigüey.

Ubicación geográfica de la región promisoría

La región de estudio de esta investigación se encuentra ubicada dentro del Sector Playa la Vaca (cuya área es de 30 km²) del municipio Moa. Está ubicada al Este del poblado de Centeno y al Oeste de la Ciudad de Moa; extendiéndose de Norte a Sur desde el límite de la costa y todo el litoral costero hasta la carretera que une los municipios Sagua de Tánamo y Moa, abarcando un área aproximada de 14,765 km². Enmarcada por la frontera dada por las coordenadas (según el sistema de coordenadas nacionales) de los puntos de la tabla A24 del anexo 24 y la región puede visualizarse en las figuras A24.1, A24.2 y A24.3 de ese anexo.

Orografía del territorio de Moa

Sachuma (2012), manifiesta que orográficamente el territorio de Moa se caracteriza por una alta complejidad, predominando el relieve de montaña, hacia la parte este, con cota máxima de 1139 m

sobre el nivel del mar (El Toldo), y ondulado hacia el norte, zona correspondiente a la región costera. Se clasifica en dos zonas geomorfológicas fundamentales: la zona de relieve de llanuras y la zona de relieve de montañas (Rodríguez Infante, 1998), con subtipos específicos.

Zona de Llanuras

Se desarrolla en toda la parte norte del territorio ocupando la zona comprendida desde la barrera de arrecifes hasta los 100 - 110 m de altura hacia el sur. La formación de estas llanuras está relacionada con la acción conjunta de diferentes procesos morfogénicos que en ella han actuado, predominando los procesos fluviales y marinos. La zona de llanura fue clasificada en tres subtipos:

- Llanuras acumulativas marinas.
- Llanuras fluviales clasificadas en acumulativas y erosivo-acumulativas.
- Llanuras acumulativas palustres (pantanosas) parállicas (invasiones periódicas del mar).

Zona de Montañas

Esta zona geomorfológica es la más extendida dentro del territorio ocupando toda la parte sur y central, además del Cerro de Miraflores y las zonas nordeste y noroeste del poblado de Cananova.

Según esos parámetros la zona de relieve de montaña fue clasificada en cuatro subtipos:

- Zona de premontañas aplanadas ligeramente diseccionadas.
- Zona de submontañas y premontañas ligeramente diseccionadas.
- Zona de montañas bajas aplanadas ligeramente diseccionadas.
- Zona de montañas bajas diseccionadas.

También aparecen formas menores del relieve o elementos del paisaje, algunas originadas por acciones antrópicas; que constituyen elementos de la caracterización geomorfológica regional.

Hacia la parte central del territorio y hacia el Sureste, las variaciones del terreno presentan pendientes suaves, inferiores a 5 %, equivalente a 2,9 grados, aumentando hacia el Noreste y Oeste hasta alcanzar más de 11 % equivalente a 6 grados, en correspondencia con el comportamiento del relieve, tal que los puntos de máximas pendientes coinciden con las máximas cotas absolutas.

Clima en el territorio

Sachuma (2012), explica que el municipio de Moa presenta características climáticas muy propias, debido a su ubicación geográfica, relieve y dirección e intensidad predominante de los vientos. Estas se distinguen con claridad por las condiciones pluviométricas exclusivas del lugar, e incluso dentro del mismo territorio, donde existen variaciones en los acumulados de precipitaciones debido a la diferencia de altitudes y la existencia de zonas a barlovento y sotavento. El clima de la zona es subtropical húmedo, distinguiéndose de acuerdo a la distribución de las precipitaciones períodos secos y húmedos. La temperatura media anual oscila entre 22,26 °C y 30,5 °C, siendo los meses más calurosos desde julio hasta septiembre y los más fríos enero y febrero.

La principal cantidad de precipitaciones cae en forma de lluvias torrenciales, predominantemente originadas por tormentas y por efecto convectivo, estas últimas ocurren debido a la elevación del aire húmedo proveniente del mar sobre el macizo montañoso Cuchillas de Moa.

En el período comprendido entre los meses de diciembre a abril caen lluvias provocadas por la llegada de frentes fríos del norte. Los mismos pueden durar de dos a tres días, caracterizándose por tener poca intensidad y cantidad de lluvias.

El total de precipitaciones anuales es entre 767 mm y 3560 mm, siendo los meses más lluviosos octubre, noviembre y diciembre y los meses más secos abril, julio y agosto; la evaporación media anual varía entre los 1880 mm y 7134 mm.

La acción de los vientos Alisios que predominan del nordeste en invierno y del este en el verano y las características orográficas del macizo montañoso Nipe-Sagua-Baracoa producen brisas locales de considerable magnitud que son capaces de modificar o perturbar el curso normal de los Alisios (Montesinos y Moreno, 2009). Los vientos locales más importantes son las brisas marinas que durante el día refuerza a los alisios en la vertiente norte y el Terral que durante la noche los debilita. También se manifiestan las brisas de valles durante el día y las brisas de montaña que en el horario nocturno descienden hacia las partes bajas. Otro aspecto del viento que tiene gran incidencia en el comportamiento de las precipitaciones, es la confluencia o convergencia obligada

a la que se someten las corrientes de aire en el interior de la cuenca debido a su forma y orientación.

Las velocidades mínimas del viento se registran en los meses del período húmedo, principalmente en junio, septiembre y octubre. Los valores de velocidad media mensual y anual del viento (Tabla 3.1) fueron tomados de la estación meteorológica ubicada en “El Sitio” (Sachuma, 2012), con las coordenadas planas N = 216 600 m y E = 671 600 m perteneciente a la red del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH).

Tabla 3.1 Valores de velocidad media mensual y anual del viento (m/s) Fuente: Sachuma (2012).

Meses	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Velocidad (m/s)	7,8	9,4	11,2	11,6	9,4	7,6	11,4	9,6	7,2	6,4	7,9	7,9	9,0

Un estudio preliminar de las potencialidades eólicas de la región de Moa se realizó entre los años 2006 y 2008 (Terrero Matos, 2008) y los resultados aseguran que se trata de una región promisoría.

3.3. Análisis de puntos de muestreo del período 2006-2008. Otra propuesta

Atendiendo a las características orográficas de la región en esta investigación se asume que las posibles ubicaciones de las torres de muestreo se busquen dentro de una región más limitada que se muestra en la figura A25 del Anexo 25.

La configuración que se usa en lo que sigue es la que se indica en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Configuración del procedimiento de selección de torres de muestreo

Alfa	Dv	λ_D	λ_P	λ_V	λ_Z	λ_T	λ_R
60°	200 m	25	10	5	30	20	10

La propuesta de la ubicación de los puntos de muestreo realizada por el Grupo Eólico Nacional (GEN) consiste en 5 torres cuyas coordenadas se muestran en la Tabla 3.3 y cuya ubicación se ilustra en las figuras A26.1 y A26.2 del anexo 26. A estas coordenadas de los puntos de muestreo propuestas por GEN se les han calculado los valores de E_V según la ecuación 2.1

Tabla 3.3: Parámetros de los emplazamientos de las torres de muestreo propuestas por GEN

Nombre	Coordenadas			n	V (m/s)	E _v
	OE (m)	SN (m)	Cota Z (m)			
Unidad Militar	695770,252	225503,133	11,92	0,13	6,8	0,31976474
Colina 4	694011,269	223867,099	124,49	0,13	5,6	0,28209839
Colina 2	693772,668	224069,631	129,61	0,13	5,6	0,31546191
Colina 3	694993,471	224529,301	67,30	0,133	6,15	0,21660185
Colina 1	694382,708	225008,761	88,97	0,13	6,2	0,24328793

Pueden observarse en la Tabla 3. 3 y en las figuras A26.1 y A26.2 que:

1. Las localizaciones consideran una dirección paralela a la dirección predominante del viento, pero no representan a toda la región, las zonas del noroeste y sureste de esta región quedan débilmente representadas.
2. Los valores de la rugosidad n son semejantes y falta representatividad de este parámetro.
3. No se tuvo en cuenta ningún indicador sobre la conveniencia de tomar esas localizaciones. Los valores de E_v que se han calculado muestran que la propuesta es aceptable pero, en este sentido, podía ser mejorada.

A continuación, se muestra una propuesta de ubicación de las torres de muestreo obtenida al seleccionar cada coordenada mediante el uso de la aplicación descrita en el Capítulo 2 para intervalos de cotas definidos según el contexto topográfico de la superficie:

- El primer punto: Se propone la cota entre 12 m y 13 m y se inicia con búsqueda automática de 30 puntos en la zona más al norte. De 21 puntos posibles se escoge, por su posición en el terreno, el punto ordenado como 14 que es el que aparece como primero de la Tabla 3.4.
- El segundo punto: Se restringe la cota entre 52 m y 53 m, con búsqueda automática de 30 puntos en la zona norte. De cuatro puntos posibles se toma el cuarto (segundo en Tabla 3.4).
- El tercer punto: Se percibe la necesidad de encontrar un punto de muestreo con cota de 80 m. Para ello se realizó una búsqueda manual en la zona alta del norte de la región.
- El cuarto punto: Cota entre 109 m y 110 m, con búsqueda automática en la zona central dentro de la frontera de trabajo. Se encuentran 5 candidatos y se selecciona el primero.

- El quinto punto: Cota entre 134 m y 135 m, con búsqueda automática en la zona sur dentro de la frontera de trabajo. Se encuentran 4 candidatos y se selecciona el primero.

Los resultados que se muestran en la Tabla 3.4, indican que los puntos escogidos tienen mayor representatividad con respecto a la región limitada por la frontera de la figura A25 del Anexo 25.

Tabla 3.4: Parámetros de los emplazamientos de las torres propuestas en esta investigación.

Nombre	OE (m)	SN (m)	Z (m)	N	V (m/s)	E_v
Punto 1	695350	225550	12,51	0,13	6,8	0,2702
Punto 2	695750	224600	52,32	1,5	6,2	0,3024
Punto 3	693687,25	225008,5	81,36	0,1483	5,6	0,2283
Punto 4	694100	224400	110	0,22	5,6	0,252
Punto 5	693750	223850	134,98	0,13	5,6	0,3095

Los puntos seleccionados se observan sobre la topografía (altura Z_o) de la región en la Figura 3.6 y en la figura A27 del anexo 27.

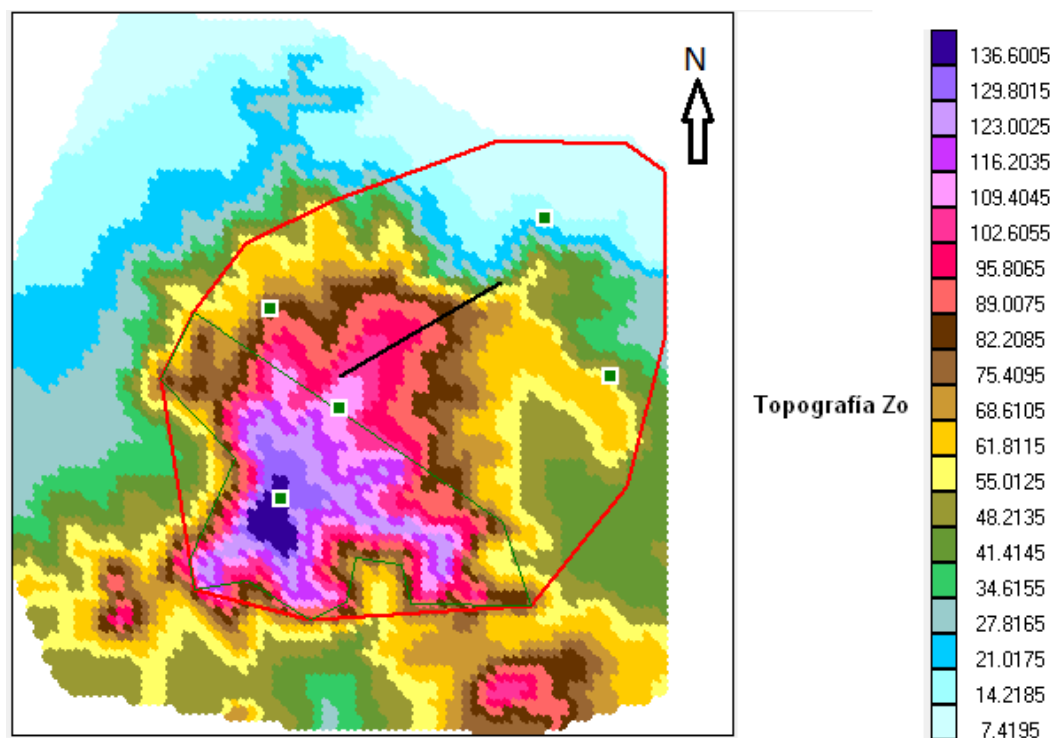


Figura 3.6: Propuesta de ubicaciones de torres de muestreo utilizando el procedimiento propuesto

Lo que en realidad ocurrió en el período 2006-2008 es que se utilizó el diseño de la Tabla 3.1 con la instrumentación descrita en el Anexo 38 y por razones técnicas solo se obtuvieron muestras en las torres Unidad Militar, Colina 2 y Colina 4.

3.4. Revisión y completamiento de las mediciones

Los datos obtenidos de manera oficial por el Grupo Eólico Nacional usando la técnica que se describe en el Anexo 38, fue certificado (Soltura *et al.* 2011) y presentado como un paquete de archivos (uno por mes, en formato texto), tal como se cuantifica en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Archivos mensuales de la campaña 2006-2008 en la región promisoría

Nombre de la torre	Archivos mensuales (desde 1 hasta 12) por años		
	2006	2007	2008
Unidad Militar	10; 11; 12	3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12	1; 2; 3; 4
Colina 2		2; 3; 7; 8; 9; 10; 11; 12	1; 2; 3; 4
Colina 4		2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12	1; 2; 3; 4

Puede notarse que para la creación del año tipo de cada región se tiene (muy pobre) representación de cada período *diezminutal* del año y el caso más problemático y de consecuencia importante para la modelación es que en Colina 2 falta toda la representación de los meses 5 y 6.

Los datos se presentan en un formato común que incluye cuatro grupos de información:

Identificación: loggname, date _____, time _____

Datos a la altura 3: s1a[m/s] (velocidad media *diezminutal*), s1x[m/s] (velocidad máxima *diezminutal*) y s1s[m/s] (desviación estándar *diezminutal* de la velocidad).

Datos a la altura 2: s2a[m/s], s2x[m/s] y s2s[m/s].

Datos a la altura 1: s3a[m/s], s3x[m/s] y s3s[m/s].

Dirección del viento: d1a[°] (dirección media *diezminutal*, medida a partir del norte)

Debe destacarse que en esta presentación de los datos el valor NAN es cero. O sea, cuando no se midió se pone **0** lo cual crea una contradicción porque ese debía ser el valor de calma. Entonces en estos datos no es posible determinar los períodos de calma absoluta. Esta situación, para los intereses principales de esta investigación, no es un problema.

Aunque hay experiencia en Cuba sobre la creación de sistemas de información para el tratamiento de los datos eólicos (Núñez *et al.*, 2014; Pierra, 2014), en el presente trabajo no se crearon especialmente estos softwares y se trabajó con tablas en formato texto separados por tabuladores.

Al unir los archivos de mediciones mensuales se obtienen en Unidad Militar 68303 filas, 47065 filas en Colina 2 y en Colina 4 un total de 61153 filas. Se chequearon los valores ausentes o celdas vacías (VA), valores negativos (VN), los valores nulos (VO), las velocidades medias fuera de rango (VMFR), las velocidades máximas fuera de rango (VAFR), las desviaciones de las velocidades fuera de rango (DEFR) y dirección del viento fuera de rango (DVFR), ver Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Búsqueda de problemas en los datos de los archivos originales

Ubicación	VA	VN	VO	VMFR	VAFR	DEFR	DVFR
Unidad Militar	1 (0,001 %)	0	12297 (18,004%)	0	0	1 (0,001 %)	0
Colina 2	0	0	2350 (4,993%)	0	2 (0,004%)	2 (0,004%)	3 (0,006%)
Colina 4	0	0	28 (0.046%)	0	0	0	0

Después de creado el año medio en cada ubicación se realiza el mismo análisis (y se resuelven los problemas de direcciones de viento fuera de rango), se obtienen los resultados de la Tabla 3.7.

Tabla 3.7: Búsqueda de problemas en los datos de los archivos de año medio.

Ubicación	VA	VN	VO	VMFR	VAFR	DEFR	DVFR
Unidad Militar	0	0	66 (0,013%)	0	0	0	0
Colina 2	0	0	138684 (26,39%)	0	2 (0,001%)	2 (0,001%)	0
Colina 4	0	0	22 (0,004%)	0	0	0	0

Los resultados indican claramente que Unidad Militar y Colina 4 apenas presentan pequeños problemas, pero en el caso de Colina 2 se evidencia que falta un grupo importante de mediciones en un intervalo de tiempo que denominamos I que va desde el día 100 a las 8:40 horas hasta el día 196 a las 14:30 horas para un faltante de 13860 períodos *diezminutales* consecutivos, de difícil completamiento dentro de la base de datos, con técnicas matemáticas de estimación.

Este es un caso excepcional y que nunca debió ocurrir, pero dado el carácter investigativo de este trabajo, excepcionalmente se propone completar esta sección de datos mediante los datos análogos que tiene la ubicación Colina 4 (casi a la misma altura Z_0 y a una distancia de 313,01 m de Colina 2). Para ello se dieron los pasos:

- Se correlacionan las variables de velocidad media (V_m) de los períodos que no pertenecen a I obteniéndose los siguientes resultados de un modelo mínimo cuadrado lineal $Y = A X + B$ donde Y es siempre la velocidad media de Colina 2 (que será estimada) y X es de Colina 4:

Tabla 3.8: Ajuste de modelos mínimos cuadrados para completar datos de Colina 2.

Altura Z	A	B	Coefficiente de correlación r
50 m	0,8854	0,2593	0,96
30 m	0,7896	0,2199	0,95
10 m	0,8266	0,3162	0,94

- Se estimaron todas las V_m de Colina 2 en I y se copian las velocidades máximas, las desviaciones estándar y las direcciones del viento.

Un nuevo análisis de los datos de Colina 2 indica que las celdas vacías son solo 103.

El completamiento tuvo con el botón **Completar Datos (LT+H)** los siguientes pasos:

- Se igualaron a $NAN = 0$ los valores de las celdas fuera de rango, negativas o inexistentes (CA) y se contabilizaron las celdas nulas actuales (TCNA).

- Se interpola el valor de cada celda nula entre dos correctas (E1CNE2C), cada par consecutivo de cuentas nulas entre dos correctas (E2CNE2C) y cada trío consecutivo de cuentas nulas entre dos correctas (E3CNE2C).
- Se estima por la fórmula de Hellman (1.8) los valores de velocidad donde se conocen estas a otras alturas de la posición temporal (EFH). En este caso y en lo que sigue el valor de Z_r se calcula por la ecuación A4.1 del anexo 4 y el valor de α se calcula mediante la ecuación 1.10.
- Se recalculan las velocidades máximas cuando estas tenían valores menores que sus correspondientes velocidades medias (EVA). Se usaron las relaciones proporcionales de parejas vecinas.
- Se recalculan desviaciones estándar cuando estas tienen valores mayores que la de sus correspondientes velocidades medias (EDE). Se usan las relaciones proporcionales de parejas vecinas. Los resultados estadísticos se muestran en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Mejoras en los datos mediante el botón *Completar Datos (LT+H)*.

Ubicación	CA	TCNA	E1CNE2C	E2CNE2C	E3CNE2C	EFH	EVA	EDE	Quedan
Unidad Militar	0	99	78	12	0	6	623	114	3
Colina 2	4	107	42	38	0	0	32	13	27
Colina 4	0	22	20	2	0	0	7	32	0

Con el botón *Completar Datos (IPD+H)* se realizan exitosamente las 30 estimaciones faltantes.

Se destaca que el método IPD se utilizó con potencia 2 para estimar valores a 30 m y los valores a 10 m y 50 m se estiman mediante la ecuación 1.8. Se destaca que el método para estimar, donde fuese necesario, las direcciones del viento, consistió en establecer una asociación directa o promedio con los valores de dirección conocidos en horarios, días y alturas colindantes.

Para estimar los valores de velocidad correspondiente a las alturas 70 m, 90 m y 110 m se utiliza exitosamente el botón *Estimación Vertical (según Hellman)*. Se usan como referencias los datos

de $Z_0 = 50$ m y los valores de α se calcularon con los datos conocidos a $Z_2 = 30$ m y a $Z_3 = 50$ m mediante la ecuación 3.1.

$$\alpha = \ln(V_2 / V_3) / \ln(Z_2 / Z_3) \quad \text{Ec. 3.1}$$

3.5. Modelación de Weibull y Rosa de los Vientos en puntos de muestreo

Los datos estadísticos resultantes de la modelación básica pueden ser vistos en las seis tablas del anexo 28. Además, los resultados del cálculo de energía por períodos *diezminutales* generan los resultados que se muestran en el Anexo 29.

Los modelos de Weibull y Rosa de los Vientos para los datos de Unidad Militar se muestran en las figuras 3.7 y 3.8. Resultados análogos para Colina 4 y Colina 2 se evidencian en el Anexo 30.

Las energías promedio calculada en las tres ubicaciones mediante el modelo de Weibull para un año, se describe en la Tabla 3.10 y lógicamente muestran similitud con los resultados del Anexo 29 y este es un argumento de peso para asegurar que el enfoque de Weibull es válido.

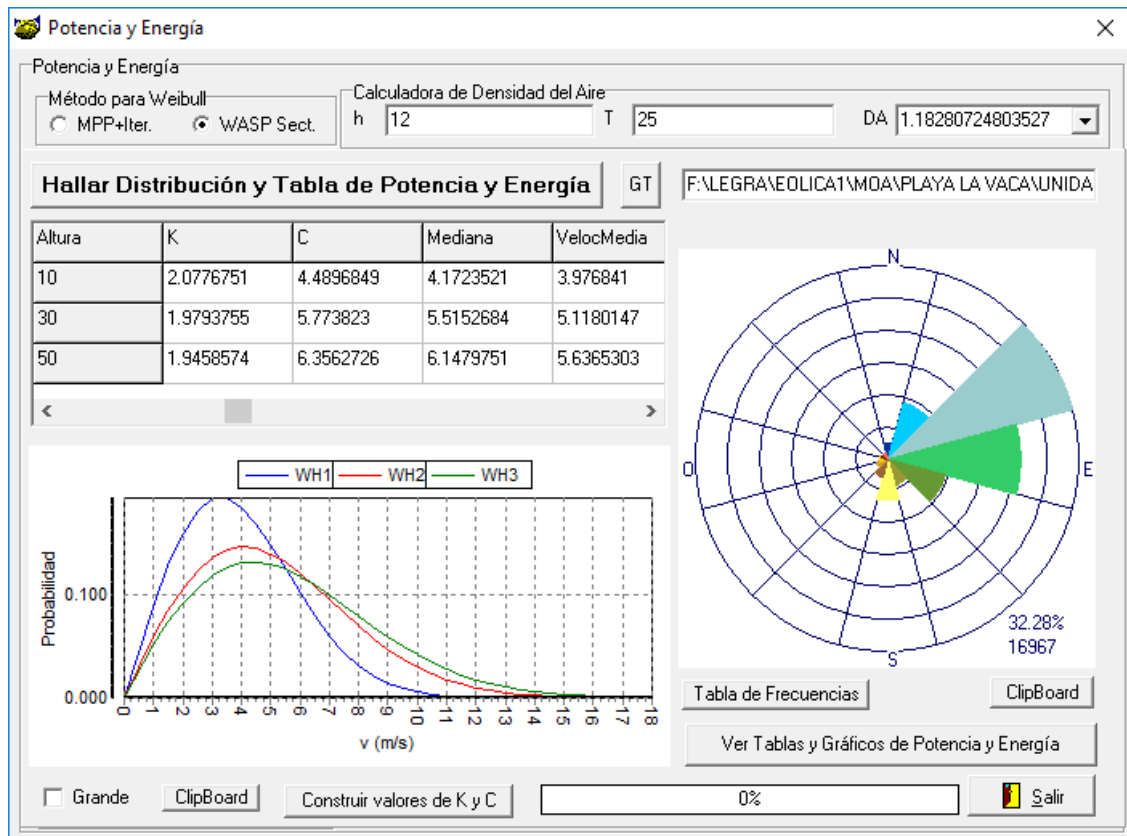


Figura 3.7: Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos para 10 m, 30 m y 50 m en Unidad Militar.

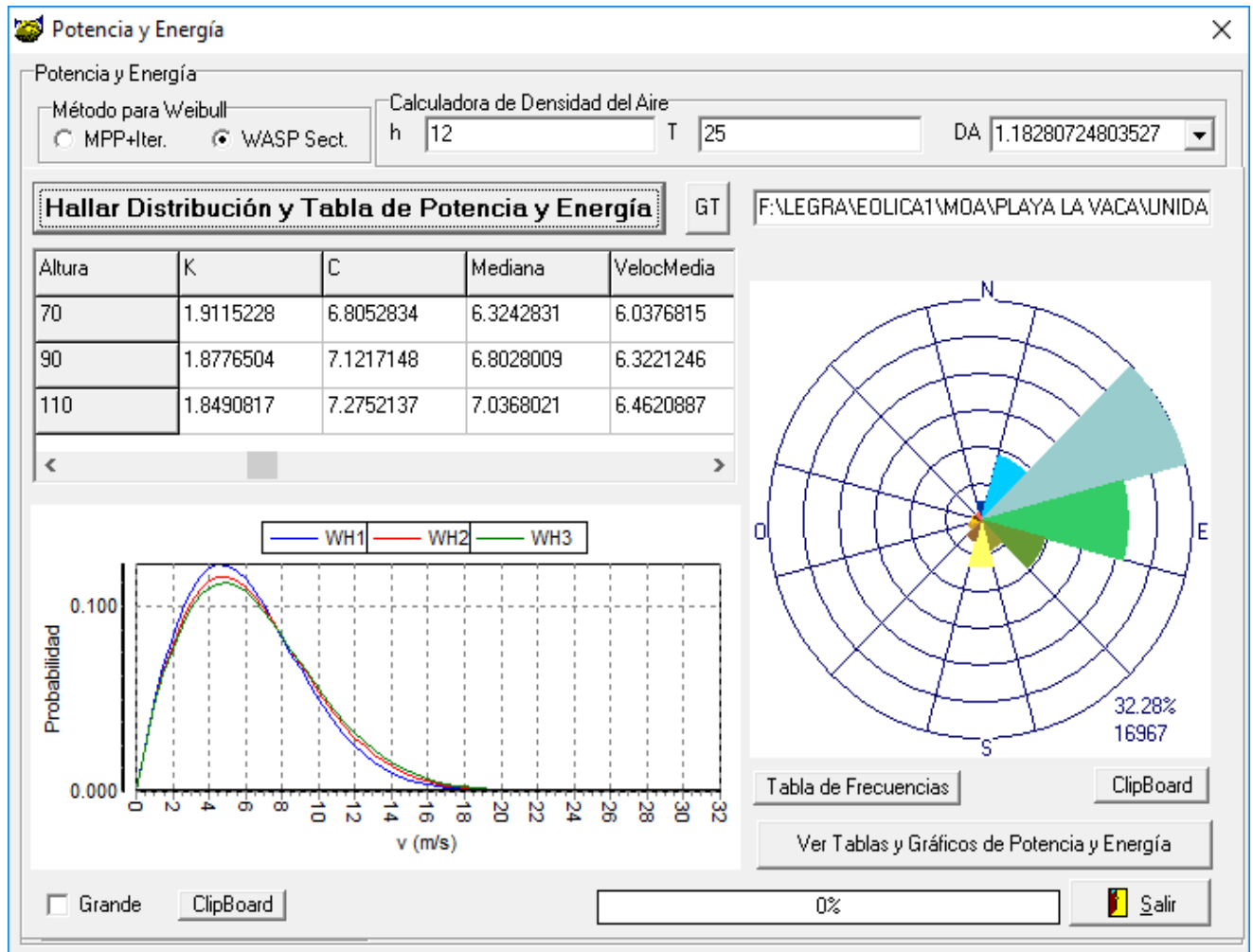


Figura 3.8: Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos para 70 m, 90 m y 110 m en Unidad Militar.

Tabla 3.10: Energía (kWh/m^2) por ubicación y altura calculadas mediante el Modelo de Weibull.

Altura Z	10 m	30 m	50 m	70 m	90 m	110 m
	Ubicación					
Unidad Militar	596,82	1336,57	1820,36	2258,20	2648,14	2881,70
Colina 4	545,32	1176,31	1672,96	2111,82	2534,41	2910,16
Colina 2	683,50	1779,87	1958,33	2119,89	2290,86	2408,35

3.6. Modelación 3D eolo-energética en la región

De los resultados del epígrafe anterior se toman los datos para obtener un modelo eolo-energético en cualquier parte de la región de estudio. La Tabla 3.11 describe para cada anemómetro de cada torre de muestreo, los principales parámetros que caracterizan cada punto de muestreo.

Tabla 3.11: Datos para obtener el modelo Eolo-energético en la región de estudio.

Torre de Muestreo	Z _o (m)	Z _r (m)	Z _t (m)	V _m (m/s)	σ (m/s)	K	C (m/s)
Unidad Militar OE = 695770,252 m SN = 225503,133 m	11,921957	0,000772	10	3,9768	2,0087	2,0777	4,4897
			30	5,118	2,7003	1,9794	5,7738
			50	5,6365	3,02	1,9459	6,3563
			70	6,0377	3,2874	1,9115	6,8053
			90	6,3221	3,4983	1,8777	7,1217
			110	6,4621	3,6256	1,8491	7,2752
Colina 4 OE = 694011,269 m SN = 223867,099 m	124,488249	0,000772	10	3,9505	1,8808	2,2192	4,4605
			30	5,1118	2,4178	2,2355	5,7715
			50	5,7614	2,7005	2,2582	6,5045
			70	6,249	2,925	2,2617	7,0549
			90	6,6203	3,123	2,242	7,4745
			110	6,9025	3,2943	2,2132	7,7937
Colina 2 OE = 693772,668 m SN = 224069,631 m	129,614005	0,000772	10	4,1953	2,0914	2,1082	4,7368
			30	5,7289	2,9124	2,0628	6,4672
			50	6,0036	2,9162	2,1702	6,7791
			70	6,2197	2,9681	2,2135	7,0228
			90	6,3686	3,0539	2,2014	7,191
			110	6,4462	3,1284	2,1723	7,2789

El primer paso es definir las características de la malla que se describen en la Tabla 3.12

Tabla 3.12: Características de la malla del modelo.

Variable	Mínimo	Máximo	Total de puntos en esa dirección
Este - Oeste	693372 m	695775 m	10
Sur - Norte	223857 m	226260 m	10
Altura Z	10 m	110 m	6

La proyección 2D tiene 100 puntos y, de estos, 5 están fuera de la frontera de la región que se estudia. La proyección 2D de la malla de 95 puntos se visualiza en la figura A31 del anexo 31.

El Segundo paso es determinar los valores del factor de suavización **s** y de la potencia **p** que posibilitan el cumplimiento de las condiciones 2.28, 2.29, 2.30, 2.31 y 2.32. También debe verificarse que Ω_{Ke} y Ω_{Ce} no sean bajas y que MPP_K y MPP_C sean bajas, tal como se explicó en el epígrafe 2.4.

Usando el botón *Optimizar* de la figura 2.9, para $CortOB = 0,1$ y $CortOR = 0,1$ así como una discretización de 10201 combinaciones (101 valores entre 0 y 50 del factor de suavización **S** por 101 valores entre 0,4 y 1,4 de la potencia **p** de la distancia), se obtienen 8759 combinaciones factibles, se obtienen los parámetros de la solución escogida: $S = 0,5$ y $p = 0,4$ para los cuales, los valores calculados: $O_1=0,0025074268236$, $O_2=0,044522928499$, $O_3=0,0040509392783$, $O_4=0,025045062391$ garantizan (según las ecuaciones 2.28-2.31) que todos los valores de K_e y C_e obtenidos en la malla generada por esta solución, están adecuadamente enmarcados por sus valores límites en los datos y, además, la función objetivo toma el valor mínimo de $FO = 5,78 \%$ obtenido como el promedio entre $\mu(\Omega_{eK}) = 4,797 \%$ y $\mu(\Omega_{eC}) = 6,76 \%$.

Para esa mejor malla de 570 nodos se obtuvieron los valores:

- El coeficiente de variación de las estimaciones de **K** es $\Omega_{Ke}=4,28 \%$ y el de las estimaciones de **C** es $\Omega_{Ce}=12,53 \%$; su promedio es $8,41 \%$, valores que no son demasiados bajos.
- Las pendientes principales máximas son bajas: $MPP_K = 0,0233^\circ$ y $MPP_C = 0,0408^\circ$.

El tercer paso es obtener el modelo mediante el botón *Est. una Malla* y se obtiene la malla 3D en un archivo que para cada punto de coordenadas S-N, E-O y Altura **Z** y parámetros Z_o , Z_r , se estiman los valores K_e y C_e y se calculan los valores de: los errores de estimación eK y eC , los coeficientes de variación Ω_{eK} y Ω_{eC} , así como la velocidad media, la desviación estándar de la velocidad, la intensidad de turbulencia, la moda de la velocidad, la densidad de potencia, la velocidad para densidad de potencia máxima, el factor de energía, la densidad del aire y la energía en kWh/m^2 . Todos estos valores pueden visualizarse en una tabla o mediante gráficos tal como el que se ilustra para 90 m en las figuras 3.9 - 3.15.

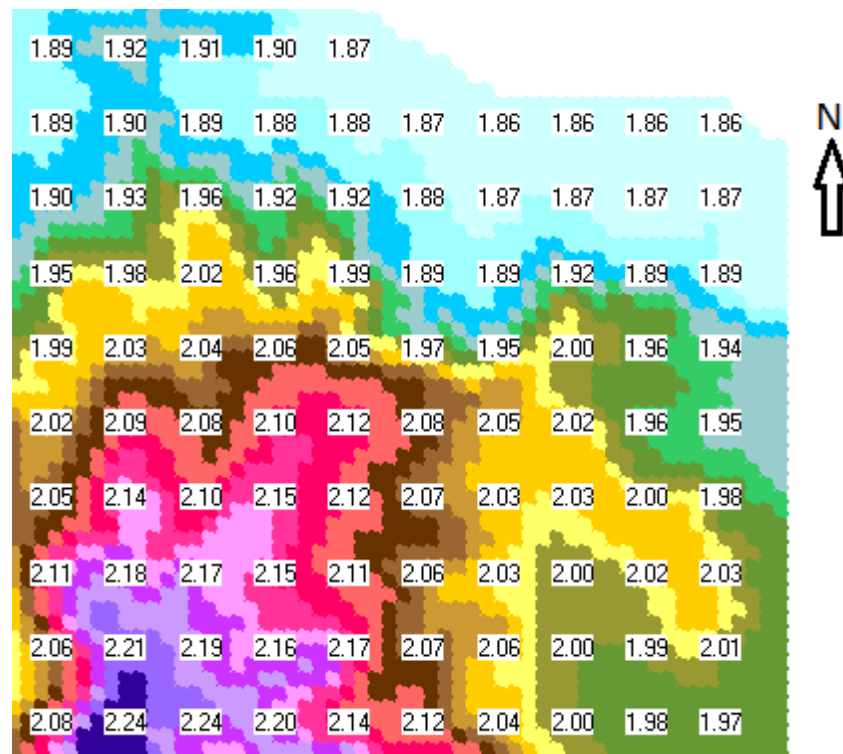


Figura 3.9: Valores estimados de K a 90 m de altura.

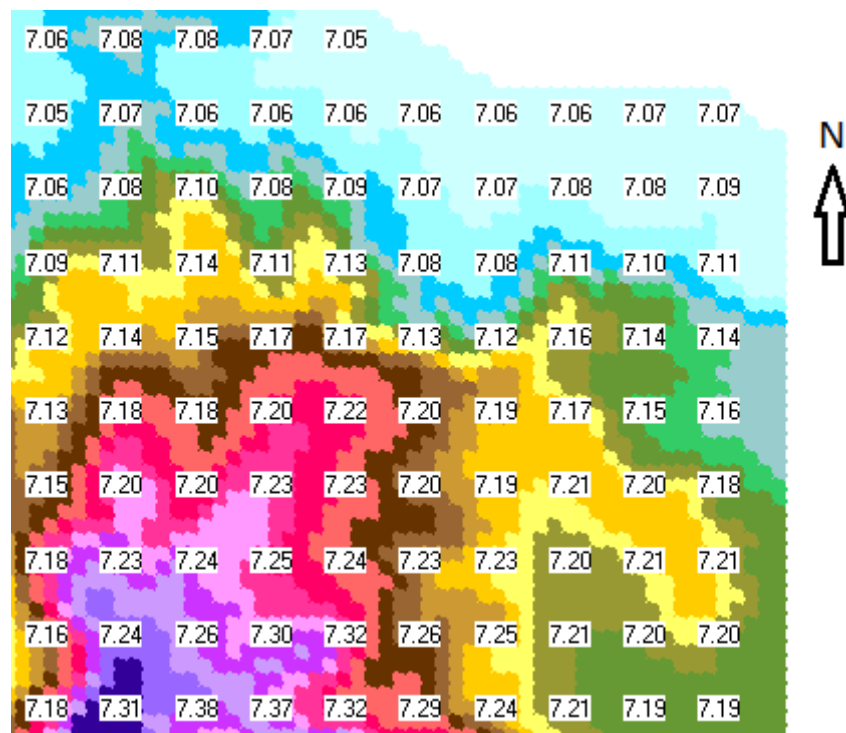


Figura 3.10: Valores estimados de C (m/s) a 90 m de altura.

Los resultados de las Figuras 3.9 y 3.10 indican coherencia con los datos de los muestreos disponibles y con lo que pudiera esperarse según la experiencia del autor, sin embargo, la calidad

de estos resultados debe evaluarse también mediante los coeficientes de variación de los errores de estimación de K , Ω_{eK} que se muestran en la Figura 3.11 y Ω_{eC} , en la Figura 3.12.

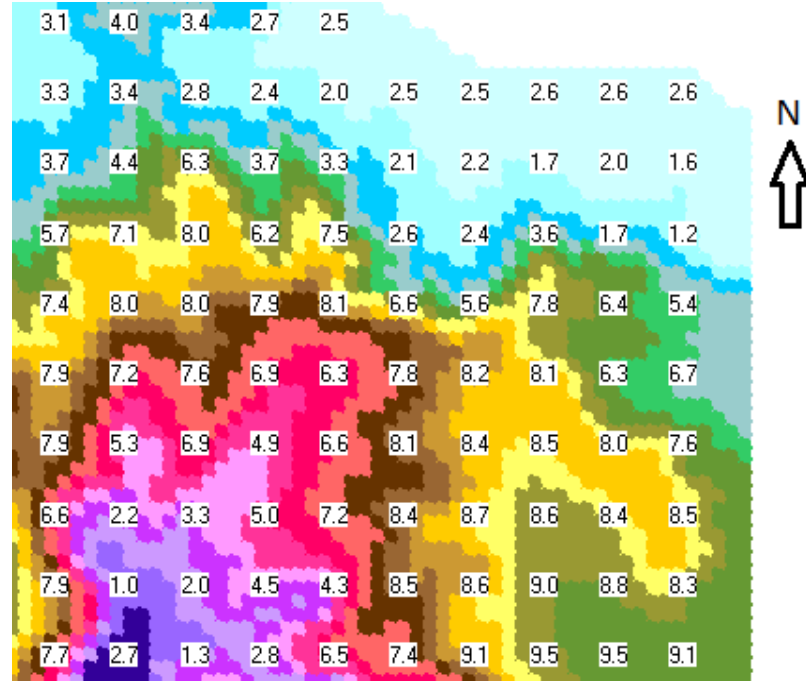


Figura 3.11: Valores Ω_{eK} (%) a 90 m de altura.

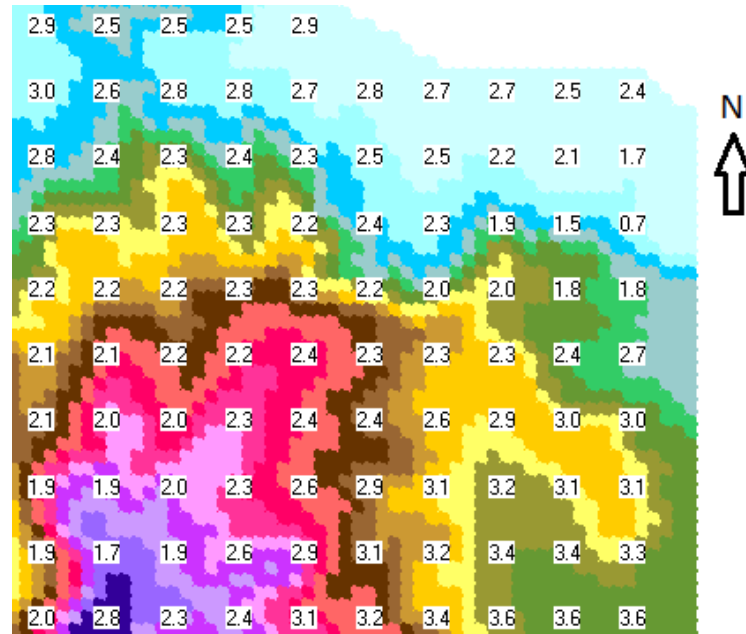


Figura 3.12: Valores de Ω_{eC} (%) a 90 m de altura.

Con estos argumentos, el lector puede reconocer en qué medida son válidos los valores que se muestran en las siguientes figuras:

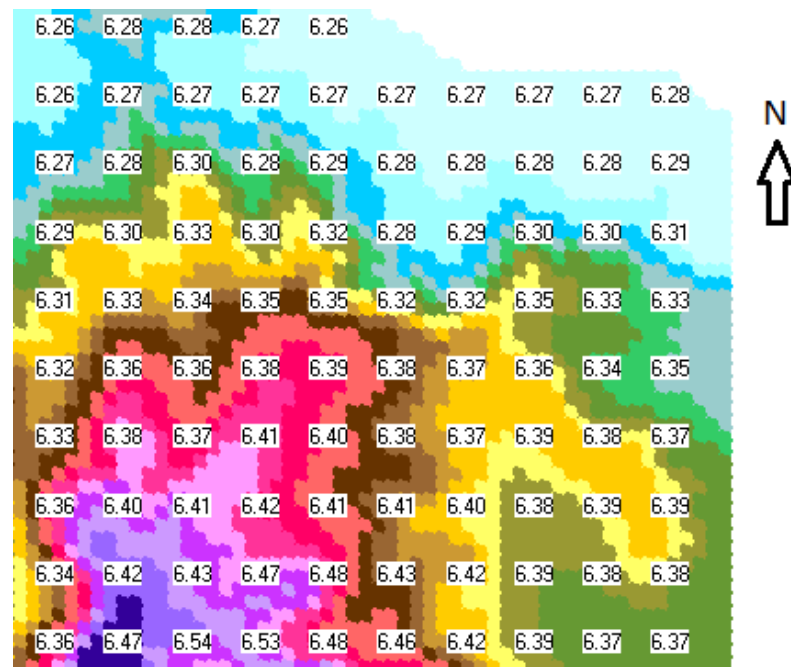


Figura 3.13: Valores estimados de velocidad media (m/s) a 90 m de altura.

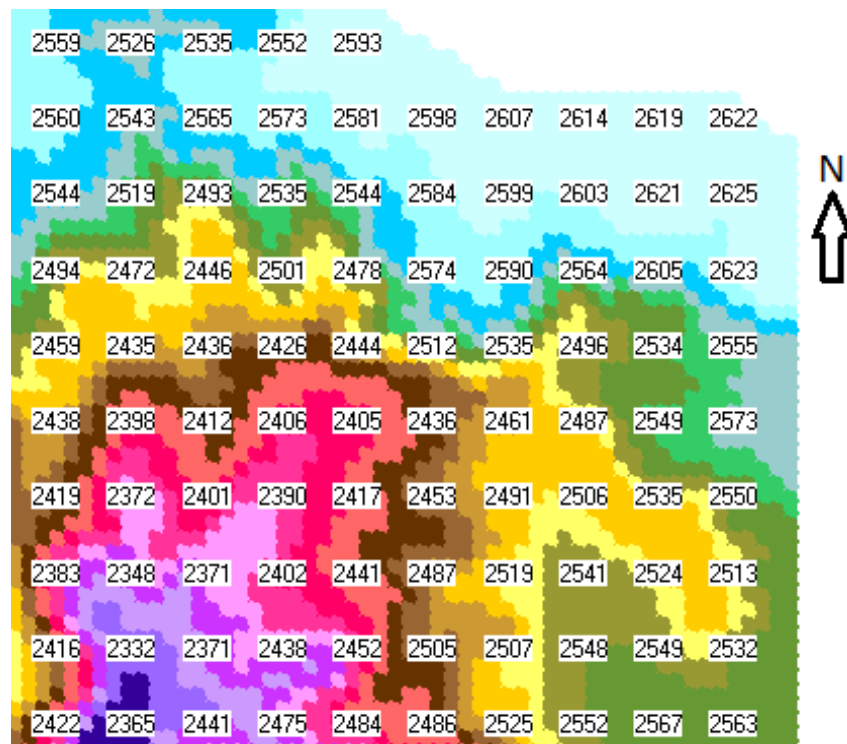


Figura 3.14: Valores estimados de energía anual (kWh/m²) a 90 m de altura.

Los resultados de velocidad media y energía anual de las Figuras 3.13 y 3.14 se corresponden con los datos del muestreo, con la orografía de la región y con la experiencia precedente, y esto también valida los procedimientos utilizados.

También debe ser analizada la capacidad de los aerogeneradores para aprovechar la energía del viento en cada punto de la malla. Para esto fue seleccionado en la base de datos del software WAsP (Risø National Laboratory) el aerogenerador NEG-Micon 1650/82 IECIII (1650 kW) que se visualiza en la figura A32 del Anexo 32 y se calculó en cada punto de la malla el factor de capacidad FC citado en el epígrafe 1.4. El modelo de FC a 90 m se muestra en la Figura 3.15.

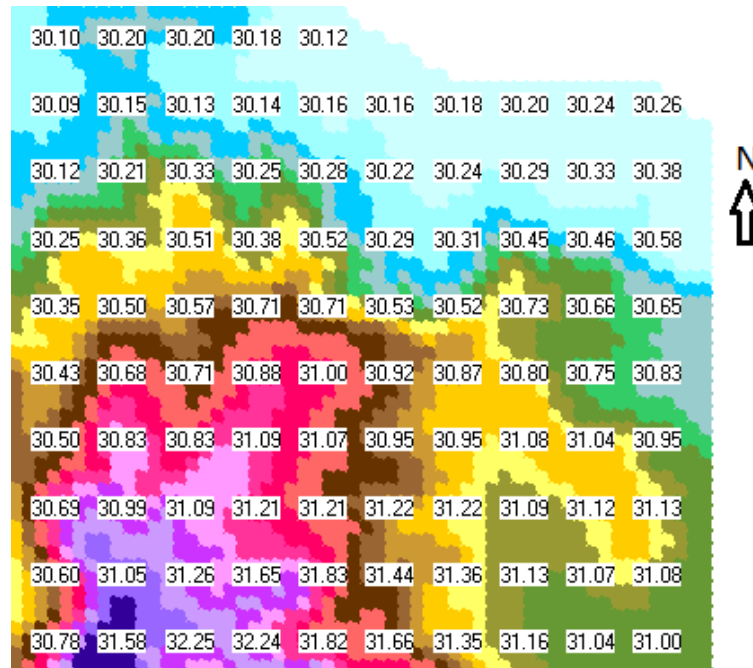


Figura 3.15: Factor de Capacidad (%) para aerogenerador NEG-Micon 1650/82 IECIII a 90 m.

Estos resultados indican claramente que este aerogenerador a esa altura puede ser un fuerte candidato para proyectar un parque eólico en la región promisoría que se estudia.

3.7. Argumento final para validar la nueva propuesta de modelación 3D

En un contexto científico los procesos de modelación deben considerar todos los datos disponibles, seleccionar los esenciales y utilizarlos de forma óptima para que los resultados sean coherentes y estén en correspondencia con la realidad. Estas han sido pautas de la presente investigación donde:

- El modelo de estimación 3D propuesto tiene en cuenta la información disponible en las torres de muestreo, los modelos topográficos y de rugosidad, la dirección predominante del viento, las variabilidades locales de K y C y las influencias o relaciones entre estos dos parámetros.

- La selección del modelo UPD permite realizar estimaciones usando los datos de todas las torres de muestreo disponibles, además, son seleccionados los valores de los parámetros p y s de manera que los resultados, tanto de las interpolaciones como de las extrapolaciones, estén acotados y presenten bajos errores de estimación.

Existe convicción y tradición investigativa sobre la necesidad de evaluar **siempre** las nuevas propuestas teórico-prácticas comparando con nuevos datos reales del objeto y campo que se investiga, así como con otros resultados teóricos y prácticos que ya se consideran validados.

En el caso de la presente investigación, es prácticamente imposible obtener nuevos datos en el escenario físico estudiado, no obstante, ha sido posible comparar los resultados presentados en este capítulo con los obtenidos mediante otros modelos y software reconocidos como es el caso de la aplicación informática WASP de Dinamarca (ver Anexo 35). Al respecto, deben hacerse algunos comentarios sobre el enfoque particular de la modelación que se aplica en el WASP:

1. En cada proyecto solo se modela con una fuente de datos (estación meteorológica puntual). Esto quiere decir que, para el caso de estudio de Playa La Vaca, se tienen que considerar 18 proyectos de modelación y simulación, de manera que cada uno de ellos tendrá un alcance geográfico particular propio. En otras palabras, la región donde se modela se divide en zonas donde es válido uno y solo uno de los modelos obtenidos para cada *Met. Station*; también puede interpolarse una nueva estación mediante el software utilitario **LibIntLT**.
2. La modelación de cada distribución de Weibull se hace mediante el procedimiento que se ha denominado Método por Sectores (ver el Anexo 19). Los valores de V_m en las modelaciones, se mantienen cercanos (aunque generalmente superiores) a los valores de V_m de los datos y esto implica que los números de C estén acordes a V_m . Sin embargo, en el modelo del WASP los valores de K son más elevados de lo que podría esperarse de los datos, lo cual significa que si C y el rango de velocidad no cambian, entonces disminuyen las probabilidades de las

velocidades en los extremos del rango de esta variable y aumentan las probabilidades de las velocidades cercanas al valor medio del rango.

En el Anexo 36 las figuras A36.1 y A36.2 ilustran esta peculiaridad y en la Tabla A36 se muestran comportamientos similares entre los valores de K , C y V_m calculados por ambos softwares. Se destaca que el parámetro K es el de mayores diferencias aun cuando no cambian significativamente las formas de los modelos, tal como muestran las figuras mencionadas.

3. El modelo para obtener V_m en cualquier punto de la malla se denomina *Bessel Expansion on a Zooming Grid* (Troen, 1990), y conocido como BZ, es extremadamente complejo (Ibarra 2010; Fernández, 2017). Este modelo tal como señalan Roque y Alonso (2019) tiene un conjunto de limitaciones (ver anexo 37) que deben ser conocidas y consideradas a la hora de usarlo y evaluar la calidad de los resultados.

En esta investigación, para la malla 2D de la figura A31 del anexo 31, se obtuvo un modelo a 90 m de altura con WAsP usando datos de Colina 2 a 50 m; los resultados se ilustran en la Figura 3.16.

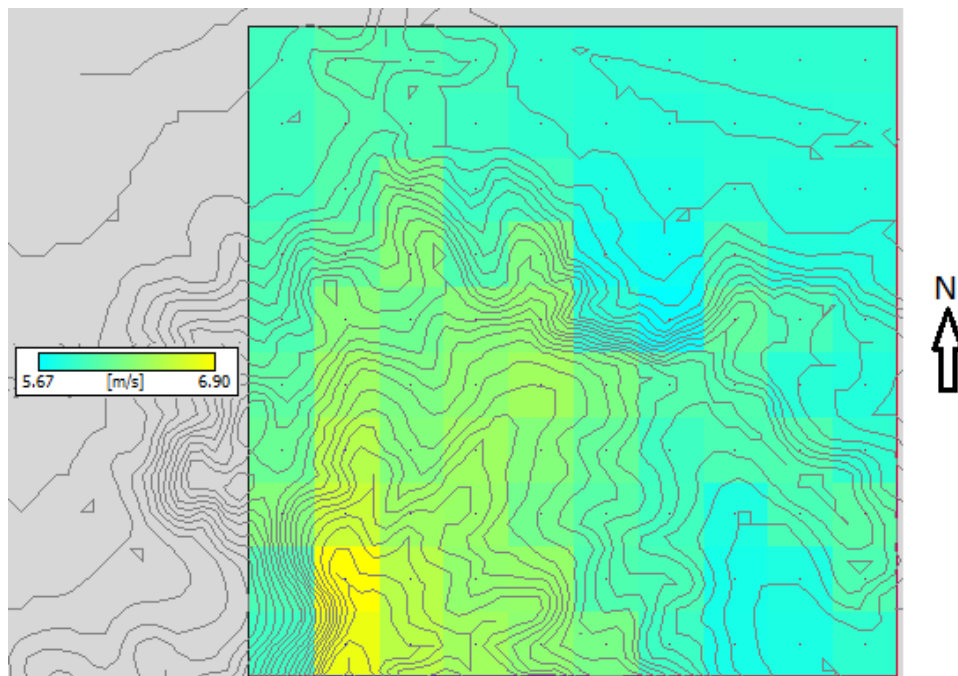


Figura 3.16: Modelo de V_m (m/s) a 90 m según WAsP con datos de Colina 2 a 50 m.

Los datos numéricos de V_m en la malla correspondiente se muestran en la Figura 3.17.

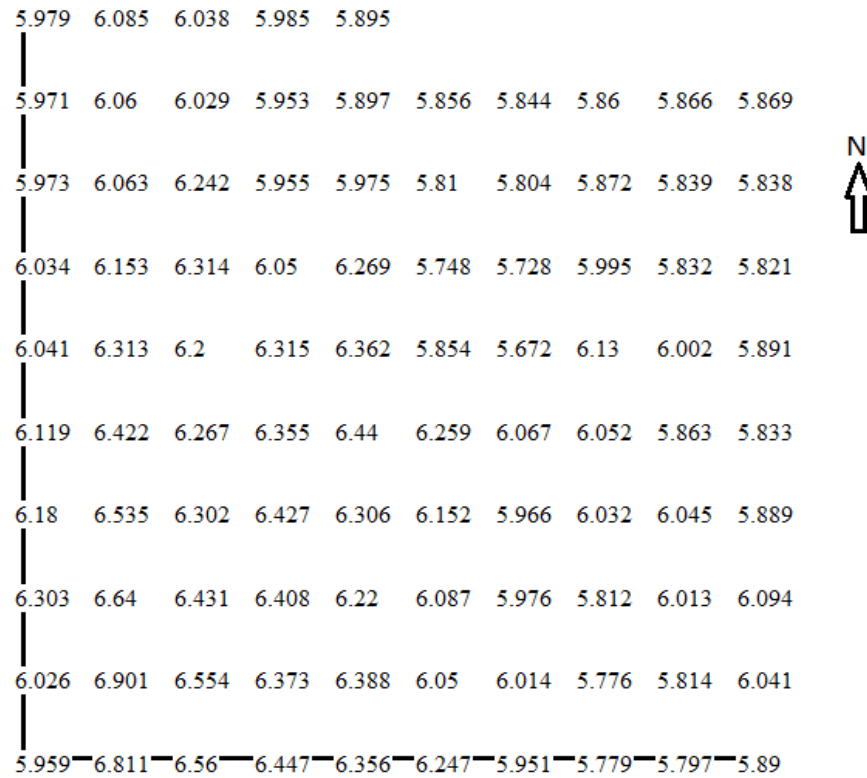


Figura 3.17: Valores de V_m (m/s) a 90 m según WASP usando datos de Colina 2 a 50 m.

Teniendo en cuenta los valores obtenidos por Eolica1 que se muestran en la Figura 3.13, los parámetros estadísticos básicos de las Diferencias Porcentuales Absolutas Relativas (DPAR) respecto a los resultados del WASP, son: Mínimo = 0,16 %, Máximo = 11,35 %, Media Aritmética $\mu = 4,87$ % y la Desviación Estándar $\sigma = 2,98$ %. Dadas las pequeñas diferencias entre los valores de K y C obtenidos por cada aplicación (ver tabla A36, inciso C en anexo 36), puede considerarse que el modelo obtenido en esta investigación es aceptablemente semejante al obtenido por WASP. Usando el utilitario LibIntLT.exe del WASP, se ha interpolado un modelo Wind Atlas a partir de los datos integrados a 50 m en Colina 2, Colina 4 y Unidad Militar (ver figura A.39 en el anexo 39). Con los resultados se ha modelado V_m a 90 m en la región y comparando nuevamente con los valores de la Figura 3.13, los resultados de las DPAR ahora son: Mínimo = 0,04 %, Máximo = 12,17 %, $\mu = 2,93$ % y $\sigma = 2,33$ % lo cual significa que la mayor calidad del modelo para obtener K, C, V_m , etc. en el WASP, están muy relacionadas con el uso de una mayor cantidad de fuentes de datos. Un resumen de estos resultados se muestra en la tabla A39 del anexo 39.

3.8. Breve argumentación económica de la propuesta descrita

El enfoque de esta investigación no ha sido disminuir los costos brutos de la prospección porque en general, estos no son altos con respecto al costo total del proyecto (ver Anexo 40). En próximos trabajos se optimizará el costo bruto de prospección incorporando procedimientos que minimicen el número de torres, de instrumentos de muestreo y de períodos de muestreo.

Sin embargo, en el presente trabajo se ha logrado un aumento significativo de la utilidad modelativa de los datos medidos ya que se incrementan la cantidad y calidad de la información y del conocimiento que de dichos datos se obtienen cuando se perfeccionan los siguientes procesos:

- Ubicación de las torres de muestreo para generar datos con alto potencial de información.
- Análisis crítico y correctivo de los datos muestreados para evitar la generación de conocimiento erróneo del fenómeno que se estudia.
- Modelación de calidad basada en estimadores óptimos que usen la información disponible.

Estos perfeccionamientos garantizan tomar las mejores decisiones durante el desarrollo posterior del proyecto y por tanto potencialmente contribuyen a su mejor balance económico en los escenarios tecnológico y medioambiental.

Conclusiones parciales

1. Se evidencia que los procedimientos propuestos en los epígrafes 2.1 hasta 2.4 son eficaces en el sentido de resolver cada tarea técnica planteada para el caso de estudio.
2. La aplicación informática desarrollada permite establecer algoritmos eficientes en tiempo y en recursos computacionales para aplicar todos los procedimientos implementados.
3. Los resultados que se obtienen mediante la Eolica1 son semejantes a los que se determinan mediante el WAsP. Este es un importante argumento que valida el procedimiento propuesto.
4. Se ha obtenido un modelo 3D eolo-energético de la región estudiada en el sector Playa La Vaca del municipio Moa y este modelo (Figura 3.15) indica que la región puede ser considerada de alto potencial energético.

CONCLUSIONES GENERALES

1. Se desarrolla un algoritmo matemático para el emplazamiento óptimo de la red de exploración (muestreo) de la velocidad del viento. En él se introduce el parámetro Error Probable de Estimación como criterio cuantitativo para la selección.
2. Se describe un procedimiento estándar para el análisis de la calidad de los datos, que incluye el completamiento de los datos ausentes mediante el método de Inverso de Potencia de la Distancia.
3. Se aplican los estimadores multivariantes (A,U,θ) para obtener simultáneamente los valores óptimos de los parámetros K y C en los nodos de una malla 3D a partir de un conjunto de datos de velocidad y dirección del viento muestreados en locaciones seleccionadas.
4. Se establece un procedimiento debidamente formalizado para determinar el modelo de los recursos eolo-energéticos de una región geográfica promisoría. Estos conocimientos facilitan la toma de decisiones para su mejor aprovechamiento.
5. Mediante el software que se desarrolla (Eolica1), el procedimiento propuesto se aplica eficaz y eficientemente al caso de estudio de la región promisoría Playa la Vaca del municipio Moa, provincia Holguín, Cuba. Los resultados para una altura sobre el nivel topográfico de 90 m son semejantes a los obtenidos mediante la aplicación WAsP con diferencias promedios no mayores de un 3 % lo cual constituye un consistente argumento de validación.

RECOMENDACIONES

1. Aplicar el procedimiento presentado a otras regiones promisorias cubanas y extranjeras.
2. Proponer al Grupo Eólico Nacional participar en un proyecto de prospección que comience con el diseño del muestreo.
3. Proponer a la Universidad de Ciencias Informáticas el desarrollo de una aplicación WEB con alcance nacional que contenga el sistema de procedimientos propuestos.
4. Incorporar, junto a otras instituciones nacionales, los resultados de la presente investigación y el software desarrollado al perfeccionamiento y automatización del diseño de parques eólicos cubanos.
5. Profundizar en el estudio de:
 - a. La optimización del número de torres de muestreo y otros parámetros de las campañas de prospección eólica de una región geográfica promisorias, en relación con los impactos económicos asociados a los escenarios tecnológico y ambiental.
 - b. Las ventajas prácticas de los modelos puntuales y de bloque del potencial eólico de una región geográfica promisorias.
 - c. Las técnicas matemáticas prácticas para evaluar la sensibilidad de los modelos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. --. “Normas técnicas hidrográficas # 42 Meteorología. Manual de procedimientos para la medición y procesamiento del viento en superficie”. Ministerio de Defensa, República del Perú, 2013. 33 pp. Disponible en: <https://www.dhn.mil.pe/Archivos/Oceanografia/normastecnicas/NormasTecnicasHidrograficasN%C2%B042.pdf>
2. 3TIER. “Informe Final. Atlas Eólico de Bolivia”. Un proyecto para la Corporación Financiera Internacional. 3TIER North America, Seattle, USA, 2008.
3. AHMED, A; EL-SULEIMAN, A. y NASIR, A. “An assessment of wind energy resource in north central Nigeria, Plateau”. Science Journal of Energy Engineering, 2013. Vol. 1, No 3, p. 13-17, doi: 10.11648/j.sjee.20130103.11.
4. ALENCAR DO NASCIMENTO FEITOSA, Everaldo *et al.* “Panorama do potencial eólico no Brasil”. Projeto BRA/00/029, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Brasília, 2002, p. 42-52.
5. ALONSO DÍAZ, Yoandy; BEZANILLA, Arnoldo; ROQUE, Alfredo; CENTELLA, Abel; BORRAJERO, Israel y MARTINEZ, Yosvany. “Wind resource assessment of Cuba in future climate scenarios”. Wind Engineering, 43(3), pp. 311-326, 2018. <https://doi.org/10.1177/0309524X18780399>.
6. ALSAAD, M.A. “Wind energy potential in selected areas of Jordan”. Energy Conversion and Management, 2013. Vol. 65 p. 704 – 708, doi:10.1016/j.enconman.2011.12.037.
7. ÁLVAREZ, M.; GUERRA, W y LAU, A. “Matemática Numérica”. Editorial Félix Varela, La Habana, 2007. 250 pp.
8. ÁLVARO PINILLA, S. “Manual de aplicación de la energía eólica”. Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - Universidad de Los Andes, Colombia. Contrato INEA-

- 065-96. 57 pp, 1997. Disponible en: www.ingenieroambiental.com/3008/energ%25c3%258da%2520e%25c3%2593lica.pdf
9. AMMONIT. “Medición de Viento para realizar un correcto pronóstico energético”. Edición 17.5, Berlín, 2000. Traducido por Sonsoles Yáñez, ECOSEM S.L., E - Valladolid. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/55916519/Ammonit-Torres-de-Medicion>
 10. ANAGREH, Y and AHMAD, B. “Renewable energy potential assessment in Jordan”. Renewable and Sustainable Energy Review, 2011. Vol. 15, p. 2232-2239, ISSN: 1364-0321.
 11. ARENAS LÓPEZ, J. P. “Modelos de velocidades de viento basados en ecuaciones diferenciales estocásticas”. Tesis para obtener el Grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2018.
 12. ARTILLO GARCÍA, Manuel. “Estudio del Potencial Eólico y Viabilidad de Parque Eólico en Andalucía”. Trabajo de Diploma. Departamento de Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2017. Disponible en: https://idus.us.es/xmlui/bitstream/handle/11441/65467/TFG_Manuel%20Artillo%20Garc%c3%ada.pdf?sequence=1&isAllowed=y
 13. ASOCIACIÓN DANESA DE LA INDUSTRIA EÓLICA. “Conceptos sobre la energía eólica”. [en línea], Manual de Referencia, Primera Parte. Dinamarca, 2000. [Consultado: 11 de febrero de 2013], Disponible en: <http://www.windpower.org/es/tour/wres/shear.htm>.
 14. AUKITINO, Tiaon; KHAN, M.G.M. y RAFIUDDIN Ahmed, M. “Wind energy resource assessment for Kiribati with a comparison of different methods of determining Weibull parameters”. Energy Conversion and Management, Volume 151, Pages 641-660, 2017. ISSN 0196-8904. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.027>.

15. AVELLA RODRÍGUEZ, Fabio André. “Tendencias recientes en el pronóstico de velocidad de viento para generación eólica”. Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de: Magíster en Ingeniería - Sistemas Energéticos. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 2017. Disponible: <http://bdigital.unal.edu.co/65099/1/1032436656.2017.pdf>
16. AVELLANEDA CUSARÍA, José Alfonso. “Estudio del potencial de generación de energía eólica en la zona del páramo de Chontales, municipios de Paipa y Sotaquirá. Departamento de Boyacá.”. Trabajo de tesis para optar al título de Maestría en Ingeniería con énfasis en Energías Alternativas. Universidad Libre, Bogotá, Colombia, 2012. Disponible en: <http://www.unilibre.edu.co/revistaavances/avances-10-2/02-Estudio+del+potencial+de+generacion+de+energia+eolica.pdf>
17. ÁVILA PRATS, D.; ALESANCO GARCÍA, R. y GARCÍA GARCÍA, F. “Coste del kWh eólico generado en Cuba, a partir de datos de viento de una región de buenos potenciales eólicos”. Ingeniería Mecánica. Vol. 13. No. 3, septiembre-diciembre, 2010, p. 38-45 ISSN 1815-5944 38.
18. AWS SCIENTIFIC, INC. “Wind Resource Assessment Handbook”. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Midwest Research Institute and U.S. Department of Energy. USA, 1997. 79 pp.
19. BARRERA, Pablo; CORTÉS, Javier J.; GONZÁLEZ, Guilmer F. y ZAVALETA, Jorge. “Un módulo de interpolación de datos dispersos y su aplicación a la generación de mallas hexaedrales estructuradas”. Departamento de Matemáticas, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional Autónoma de México, 2013. Disponible en: http://tikhonov.fciencias.unam.mx/pablo/pdf/UMIDDAGMHEMetNum_2013.pdf

20. BATISTA LEGRÁ, Y. y BELETE FUENTES, O. “Consideraciones sobre la exactitud de las redes de levantamiento topográfico”. 2013, Revista Minería y Geología Vol. 29, Nº 3, p 56-64. ISSN: 1993 8012.
21. BÉRRIZ PÉREZ, Luis. “Las energías renovables en Cuba”. Revista Energía y Tú, No. 22, p. 16-22, La Habana: Editorial Cubasolar, 2003.
22. BOYTEL JAMBUÍ, Fernando. “Geografía eólica de Oriente ”. Santiago de Cuba: Ed. Ciencia y Técnica, Instituto de Planificación Física, 1972. 251 pp.
23. BRONSHTEIN, I. N.; SEMENDYAYEV, K. A.; MUSIOL, G. y MÜHLIG, H. “Handbook of Mathematics”. Springer-Verlag, Berlin, 2007. 1163 p. ISBN: 978-3-540-72121-5
24. BIOMASS USERS NETWORK CENTRO AMÉRICA (BUN-CA). “Manuales sobre energía renovable: Eólica/ Biomass Users Network”. Primera Edición, 48 pp. San José, Costa Rica, 2002. ISBN: 9968-904-00-7.
25. BOWEN, A. J. y MORTENSEN N. G. Exploring the limits of WAsP the wind atlas analysis and application program. In A. Zervos, H. Ehmann, & P. Helm (Eds.), 1996 European Union wind energy conference. Proceedings (pp. 584-587). Bedford: H.S. Stephens & Associates. Disponible en: https://orbit.dtu.dk/files/116681565/Exploring_the_limits.pdf.
26. BURTON, Tony *et al.* “Wind energy. Handbook”. John Wiley & Sons, LTD, 2001. Chichester, England. 617 pp. ISBN 0-471-48997-2.
27. CADENAS, E. *et al.* “Analysis and forecasting of wind velocity in Chetumal, Quintana Roo, using the single exponential smoothing method”. Renewable Energy, 2010. Vol. 35, No. 5, p. 925-930, doi:10.1016/j.renene.2009.10.037.
28. CAMARGO do AMARANTE, Odilon A.; BROWER, Michael; ZAC, John y LEITE de SÁ, Antonio. “Atlas do potencial eólico brasileiro”. Ministerio de Minas y Energía, Brasilia,

2001. Disponible en: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas%20do%20potencial%20eolico%20brasileiro.pdf
29. CARRASCO DÍAZ, Magdiel. “Reconstrucción del campo de viento para la generación de mapas de potencial eólico a lo largo de la costa del estado de Tamaulipas, México”. Tesis de Postgrado. Repositorio Electrónico del Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2013. Consultado el: 15 de junio del 2014. Disponible en: <http://hdl.handle.net/123456789/11787>
30. CARRASCO DÍAZ, M., ROQUE RODRÍGUEZ, Alfredo y CARNESOLTAS CALVO, Mario. “Caracterización de la brisa de mar y el terral para un mejor aprovechamiento de la energía eólica”. Ciencias de la Tierra y el Espacio, julio-diciembre, 2012, Vol.13, No.2, pp.109-123, ISSN 1729-3790
31. CARCASSÉS CARCASSÉS, Joel. “Procedimiento para la ubicación de torres anemométricas para la caracterización detallada del potencial eólico en regiones promisorias”. Trabajo de Diploma presentado en opción al de Ingeniero Mecánico, ISMMM, 2014. 96 pp.
32. CASTRO FONSECA, Enrique. “Manual de Procedimientos para las Estaciones Meteorológicas”. Organización para estudios Tropicales, Costa Rica, 2008. Disponible en: <https://docplayer.es/2033971-Manual-de-procedimientos-para-las-estaciones-meteorologicas.html>
33. CHELOTTI, L.; ACOSTA, N.; FOSTER, M.; LEDESMA VALLVÈ, M.; COSTANTINO, D.; CID DE LA PAZ, M. y GUERRA, G. “Glosas de Geofísica”. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B. Chubut, Argentina, 2018. Disponible en: http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/geoaplicada/Contenidos/Tema%2001_La%20Ciencia%20Geof%C3%ADsica.pdf

34. CLARK, I. y HARPER, W. “Practical geostatistics”. Second Edition, Ecosse North America Llc, publishers. Kinkos, Westerville, Ohio USA, 2007. 318 p.
35. CONRADSEN, K.; NIELSEN, L. B. y PRAHM, L. P. “Review of Weibull Statistics for estimation of Wind Speed Distributions”. *J. Climate Appl. Meteor.*, **23**, 1173–1183. 1984. doi: [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450\(1984\)023<1173:ROWSFE>2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450(1984)023<1173:ROWSFE>2.0.CO;2)
36. CÓRDOVA LÓPEZ, Luis F. y LAMAZARES GONZÁLEZ, Roberto. “Simulación de los campos de viento y oleaje asociados a huracanes”. *Revista Ingeniería Hidráulica y Ambiental*, 2012. Vol. 33, No. 2, p. 50-65. ISSN 1815–591X
37. CUBAENERGÍA. “Informe Final sobre Cuba: Línea de base y estado del arte”. OLADE, Observatorio de energía renovable en América Latina y el Caribe. La Habana, 2013. 93 pp.
38. CUBAENERGÍA. “Balance anual de energía del 2021”. Disponible en: <https://www.cubaenergia.cu/>.
39. DELGADO GUERRA, S. y EXTREMERA SAN MARTÍN, D. “Bioenergía, otra alternativa en el cambio sostenible de la matriz energética cubana”. Sitio Cubadebate, 1 de abril del 2021. Disponible: <http://www.cubadebate.cu/especiales/2021/04/01/bioenergia-otra-alternativa-en-el-cambio-sostenible-de-la-matriz-energetica-cubana/>.
40. DÍAZ VIERA, M. A. “Geoestadística Aplicada”. México: Instituto de Geofísica, UNAM e Instituto de Geofísica y Astronomía, CITMA de Cuba, 2002. Disponible en: <http://mmc2.geofisica.unam.mx/cursos/geoest/GeoEstadistica.pdf>.
41. DONGBUM, Kang; KYUNGNAM, Ko y JONGCHUL, Huh. “Comparative Study of Different Methods for Estimating Weibull Parameters: A Case Study on Jeju Island, South Korea”. *Energies* 2018, 11, 356; doi:10.3390/en11020356.

42. DUTRA, Ricardo. “Energía Eólica Principios e Tecnologías”. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), CEPEL, Sistema Electrobras, 2009. Disponible en: http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf
43. ENRÍQUEZ GARCÍA, Lorenzo Alfredo. “Macro optimización técnica y económica del proyecto de los parques eólicos en América Latina y el Caribe”. Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas. Centro de estudios de energía y refrigeración Luis Fernando Brossard Pérez, Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial, Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, 2016. 126 pp.
44. FALLAS, Jorge. “Modelos digitales de elevación: Teoría, métodos de interpolación y aplicaciones”. Researchgate, 2007. 87 pp Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/229021279>
45. FALCES DE ANDRÉS, Alberto. “Planificación de parques eólicos mediante sistemas de información geográfica y algoritmos genéticos”. Tesis Doctoral. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Universidad de la Rioja, España, 2015. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/tesis/46569.pdf>
46. FERNÁNDEZ RODRÍGUEZ, A. “Comparación de los resultados de los programas de estimación del recurso eólico WASP y WINDSIM”. Trabajo de Grado en Ingeniería de la Energía. Departamento de Ingeniería Energética, Universidad Politécnica de Madrid, 2017. Disponible en; http://oa.upm.es/48430/1/PFG_Alejandro_Fernandez_Rodriguez.pdf
47. FIFFE VERDECIA, Pablo R. y MORENO FIGUEREDO, Conrado. “Manual de Instalación y Explotación de Molinos de Viento”. Ediciones Academia de Ciencias, La Habana, 1993.

48. GARRIDO ORTIZ, Doralis. “Evaluación y aprovechamiento de la energía Eólica de Colina Cuatro en la región de Moa”. Trabajo de Diploma presentado en opción al título de Ingeniero Mecánico, ISMMM, 2008. 97 pp.
49. GNANA SHEELA, K y DEEPA, S. “An Intelligent Computing Model for Wind Speed Prediction in Renewable Energy Systems”. *Procedia Engineering* N° 30 del 2012. Pág. 380 – 385.
50. GONZÁLEZ FERREIRO, Diego y BOSQUE SENDRA, Joaquín: “Generación de un mapa de vientos en un SIG”. [en línea], *Boletín de la A.G.E.* N° 47 del 2008, España. Pág. 51-77. [Consultado 12 de enero de 2013], Disponible en <http://www.boletinage.com/>.
51. GONZÁLEZ BARRERA, Andrés. “Prospección eólica en Cuba”. *Revista Energía y Tú*, No. 37, La Habana: Editorial Cubasolar, 2007.
52. GONZÁLEZ-LONGATT, Francisco; MEDINA, Humberto y SERRANO GONZÁLEZ, Javier. “Spatial interpolation and orographic correction to estimate wind energy resource in Venezuela”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 48, August 2015, Pages 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.042>
53. GUERRERO ROJAS, Yordan. “Modelación y simulación de sistema híbrido de generación eléctrica para la ciudad de Moa.”. Tesis presentada en opción al título al título académico de Máster en Electromecánica. ISMMM, 2012. 115 pp.
54. GUILLEMES-PEIRA, Ángel. “Influencia del oleaje y de la estabilidad atmosférica en la evaluación del potencial energético eólico”. *Ingeniería Mecánica*. Vol. 17. No. 2, mayo-agosto, 2014, p. 176-184. ISSN 1815-5944
55. GUZMÁN CARRANZA, Carlos A. y AGUIRRE SALDIVAR, Rina. “Aplicación de la metodología para el diseño de una red automática de monitoreo atmosférico”. [en línea]

- Informe del proyecto “Metodología para el diseño de una red automática de monitoreo atmosférico” perteneciente al Convenio de Colaboración PEP-UNAM 002/96, firmado por el Instituto de Ciencias del Mar y Limnología de la Universidad Nacional Autónoma de México y PEMEX-Exploración-Producción. Facultad de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México D.F, 2002. [Consultado: 03 de abril de 2013], Disponible en: <http://www.bvsde.ops-oms.org/bvsaidis/mexico11/ca-3.pdf>
56. HERNÁNDEZ ESCOBEDO, Quetzalcoatli; ESPINOSA ARENAL, Francisco; SALDAÑA FLORES, Ricardo y RIVERA BLANCO, Carlos. “Evaluación del potencial eólico para la generación de energía eléctrica en el estado de Veracruz, México”. DYNA, Vol. 79, Número 171, p. 215-221, 2012. ISSN Electrónico 2346-2183. ISSN Impreso 0012-7353. (2012).
57. HERRERA SÁNCHEZ, Omar *et al.* “Modelo de análisis de cargas máximas en aerogeneradores producidas por vientos extremos”. Ingeniería Mecánica. 2010, Vol. 13. No. 2, p. 22-31, ISSN: 1815-5944
58. HYAMS, Daniel. “CurveExpert. Version 1.3. A curve fitting system for Windows. Double-precision / 32-bit package”. Aplicación Informática, USA, 1997.
59. HOLTON, James R. “An introduction to dynamic meteorology”. INTERNATIONAL GEOPHYSICS SERIES, Volume 88. Elsevier Academic Press, USA, 2004. Disponible en: http://www.dca.ufcg.edu.br/DCA_download/An%20Introduction%20to%20Dynamic%20Meteorology.pdf
60. IBARRA LEYVA, M. “Uso de modelos numéricos para la prospección de energía eólica en el norte de Chile: validación de resultados de velocidad de viento según tres enfoques de modelación”. Tesis de Maestría en Gestión y Planificación Ambiental. Facultad de Ciencias Forestales y Conservación de la Naturaleza. Universidad de Chile, 2010. Disponible en: <http://mgpa.forestaluchile.cl/Tesis/Ibarra,%20Marcelo.pdf>

61. IBARGÜENGOYTIA GONZÁLEZ, P. H. *et al.* “Predicción de potencia eólica utilizando técnicas modernas de Inteligencia Artificial”. Revista Ingeniería Investigación y tecnología. Volumen XIX (número 4), octubre-diciembre 2018 1-11. ISSN 2594-0732 FI-UNAM. DOI. <http://dx.doi.org/10.22201/fi.25940732e.2018.19n4.033>
62. INSMET. “Atlas Eólico de Cuba”. Aplicación WEB. En línea: <http://www.insmet.cu/asp/genesis.asp?TB0=PLANTILLAS&TB1=EOLICO&TB2=WEST>. Consultada: 13 de agosto del 2019.
63. IZQUIERDO PUPO, Raúl, TERRERO MATOS, Eduardo y FUENTES, María del Carmen. “Caracterización del perfil eólico para fines industriales en la parte norte oriental de Cuba”. Revista Minería y Geología, Volumen XIV, Nro 1, Enero 1997. ISSN 0258 5979. Disponible en: <https://revista.ismm.edu.cu/index.php/revistamg/article/download/1596/966>
64. JARAMILLO SALGADO, O. A.: “Energía eólica teoría y conceptos”. Evento CAPEV 15 de la OLADE, Temixco, Morelos, MÉXICO, 2013. Disponible en: <https://www.slideserve.com/delano/energ-a-e-lica-teor-a-y-conceptos>.
65. JENSEN, N. O.; LUNDTANG PETERSEN, E. & TROEN, I. “Extrapolation of Mean Wind Statistics with Special Regard to Wind Energy Applications”. WMO. World Climate Programme Report No. WCP-86. World Meteorological Organization. WMO/TD, No. 15. 1984. Disponible en: http://orbit.dtu.dk/files/106096848/WCP_86.pdf
66. JUSTUS, C. G., HARGRAVES, W. R., MIKHAIL, A. y GRABER, D.: “Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions”. J. Appl. Meteor. 1978, 17, 350–353. doi: [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450\(1978\)017<0350:MFEWSF>2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450(1978)017<0350:MFEWSF>2.0.CO;2)

67. KEBLOUTI, Mehdi; OUERDACHI, Lahbassi y BOUTAGHANE, Hamouda. “Spatial Interpolation of Annual Precipitation in Annaba-Algeria - Comparison and Evaluation of Methods”. *Energy Procedia* 18 (2012) 468 – 475.
68. LABAÑINO CABRERA, Luis Enrique. “Aplicación en Matlab para calcular la producción anual de energía de aerogeneradores en el noroeste de Moa”. Trabajo de Diploma, ISMMM, 2014.
69. LECUONA NEUMANN, A. “La energía eólica: Principios básicos y tecnología”. Editorial Leganes, 2002. Departamento de Ingeniería, Universidad Carlos III de Madrid. 81 pp.
70. LEGRÁ LOBAINA, Arístides Alejandro y SILVA DIÉGUEZ, Oris Ramón. “La investigación científica: Conceptos y Reflexiones”. Editorial Félix Varela, La Habana, 2011. ISBN: 978-979-07-1631-7.
71. LEGRÁ LOBAINA, Arístides Alejandro *et al.* “Contribución al método de interpolación lineal con triangulación de Delaunay”. *Revista Minería y Geología*. 2014, Vol. 30, N° 2, p. 58-72. ISSN: 1993 8012.
72. LEGRÁ LOBAINA, A. A., LAMORÚ REYES, A. y CALA HINOJOSA, A.: “Evaluación de modelos 2D de variables geo-tecnológicas en un bloque de un yacimiento laterítico cubano. Quinta parte: Optimización combinatoria del método UPD”. *Revista Minería y Geología*, 32(4): 33-48, 2016. ISSN 1993 8012.
73. LEGRÁ LOBAINA, A. A. “Modelos de malla basados en estimadores (A,U,Θ) ”. *Revista HOLOS*, 33(4), 88-110, 2017. Doi: 10.15628/holos.2017.5351.
74. LEGRÁ LOBAINA, A. A. “Evaluación del error en estimaciones (A,U,Θ) ”. *Revista HOLOS*, 34(3), 23-45, 2018. Doi: 10.15628/holos.2018.6193

75. LEGRÁ LOBAINA, A. A. “Sensibilidad de los estimadores (A,U,Θ) ”. Revista HOLOS, 36(1), 1-18, 2020. Doi: 10.15628/ holos.2020.7282.
76. LEGRÁ LOBAINA, A. A. y TERRERO MATOS. E.: “Modelación de variables eólicas mediante estimadores (A,U,Θ) multivariados”. Revista Minería y Geología, 35(1): 84-99. 2019. ISSN 1993 8012.
77. LEGRÁ LOBAINA, A. A. “Elementos teóricos y prácticos de la investigación científico-tecnológica”. Editorial Félix Varela (en prensa), 2019.
78. LÓPEZ MENDIZABAL, Ramón *et al.* “Con el viento a favor-With a fair wind”. Fundación ESTEYCO. Primera Edición. España, 2015. 376 pp. ISBN-13: 978-84-943324-2-5.
79. MASTRÁNGELO, S.; IANNINI, R y GONZÁLEZ J. “Energía Eólica Teoría y Características de Instalaciones”. Boletín Energético N 13, 2014. 53 p. Disponible en: <http://kimerius.com/app/download/5789351978/Energ%C3%ADa+e%C3%B3lica.+Teor%C3%ADa+y+caracter%C3%ADsticas+de+instalaciones.pdf>
80. MATTIO, Héctor Fernando y TILCA, Fernando. “Recomendaciones para mediciones de velocidad y dirección de viento con fines de generación eléctrica, y medición de potencia eléctrica generada por aerogeneradores”. Ministerio de planificación federal inversión pública y servicios. Argentina, 2009. Disponible en: https://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/Recomendaciones_Mediciones_de_Viento.pdf
81. MATOS, F.; BATISTA, L.M. y PÉREZ, A. “Modelo simple para la predicción de la generación eólica (MOSIMPRE) utilizando los procesos sinópticos objetivos. Aplicación al parque eólico demostrativo de Turiguanó, Ciego de Ávila, Cuba”. Ecosolar (26): (oct.-dic., 2008). ISSN 1028-6004. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar26/HTML/articulo02.htm>.

82. METEOSIM TRUEWIND. “Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020”. Madrid, 2011.
83. MILLER, Irwin R. *et al.* “Probabilidades y Estadísticas para Ingenieros”. Volumen I y II. Editorial Félix Varela, Ciudad Habana, 2005. Pág. 163 y 326-365.
84. MEM del Perú. “Atlas Eólico del Perú”. Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú, Lima, 2008.
85. MEM del Perú. “Estudio para aprovechamiento eólico con fines energéticos y actualización del atlas eólico del Perú”. Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú, Lima, 2016.
86. MOLINA BARALLOBRE, Juan Gualberto. “Estudio de factibilidad de la Eolo energética en la comunidad de Cayo Grande al Este del municipio de Moa”. Trabajo de Diploma presentado en opción al título de Ingeniero Mecánico, ISMMM, 2005. 73 pp..
87. MONTEIRO CALDAS, Danilo. “Estúdio do potencial eólico e estimativa de geração de energia de un projeto eólico na cidade do Rio de Janeiro utilizando o WindPro e o WAsP”. Proyecto sometido al cuerpo docente del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica de la Universidad Federal de Río de Janeiro para la obtención del grado de Ingeniero Electricista. Marzo del 2010. Disponible en: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000767.pdf>
88. MONTESINOS, A. y MORENO, C. “Huracanes y parques eólicos en Cuba”. Revista Energía y Tú, No. 46, La Habana: Editorial Cubasolar, 2009. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia46/HTML/Articulo05.htm>
89. MORENO DÍAZ, Ángelo Héctor y MORENO BEGAZO, Manuel Alonso. “Estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta de energía eólica en Paracas”. Trabajo de

- investigación para optar el título profesional de Ingeniero Industrial. Universidad de Lima, Facultad de Ingeniería Industrial, Carrera de Ingeniería Industrial. Lima, Perú, 2017. 116 pp.
90. MORENO FIGUEREDO, C. *et al.* “Diez preguntas y respuestas sobre energía eólica”. Grupo de trabajo para el impulso de la energía eólica. Editorial Cubasolar, La Habana, 2007. 315 pp.
 91. MORENO FIGUEREDO, C. “Energía Eólica: Selección de artículos”. Editorial Cubasolar, La Habana, 2008. ISBN 959-7113-32-5.
 92. MORENO FIGUEREDO, C. “¿Cómo medir la potencialidad del viento?”. Revista Energía y Tú, No. 55, Editorial Cubasolar. La Habana, 2011. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia55/HTML/articulo03.htm>
 93. MORENO FIGUEREDO, C.*et al.* “¿Cuánto cuesta un parque eólico?”. Revista Energía y Tú, No. 61. Editorial Cubasolar, La Habana, 2013. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia61/HTML/articulo03.htm>
 94. MORENO FIGUEREDO, C.; LEIVA VIAMONTE, G. y LEANDRO MATOS, V. “Estado actual y desarrollo de la energía eólica en Cuba”. 2013. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar02/HTML/Articulo01.htm>
 95. MORENO FIGUEREDO, C. *et al.* “Doce preguntas y respuestas sobre energía eólica”. Grupo de trabajo para el impulso de la energía eólica. Editorial Cubasolar, La Habana, 2017. 603 pp.
 96. MORTENSEN, Niels G.; LANDBERG, Lars, TROEN, Ib; PETERSEN, Erik L.; RATHMANN, Ole and NIELSEN, Morten: “WASP Utility Programs”. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, September 2004. Disponible en: https://www.wasp.dk/-/media/Sites/WASP/WASP-support/WUPs30_helpfile.ashx?la=da&hash=4C04CC315810618E0766997EC1A6E4F080C522CE

97. MOSTAFAEIPOUR, Ali *et al.* “An analysis of wind energy potential and economic evaluation in Zahedan, Iran”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014. Vol. 30, p. 641–650, ISSN; 1364-0321.
98. MUR AMADA, Joaquín. “Wind power variability in the grid”. Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, España, 2009. Disponible en: <http://zaguan.unizar.es/record/5732/files/TESIS-2011-019.pdf>
99. MUR AMADA, Joaquín: “Curso de energía eólica”. Máster europeo en energías renovables y eficiencia energética. [en línea], Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, 2004. 107 pp. [Consultado: 19 de mayo de 2012], Disponible en: www.windygrid.org/manualEolico.pdf
100. NECCO CARLOMAGNO, G. V.: “La atmósfera. Origen, composición y estructura”. Taller de Introducción a las Ciencias de la Atmósfera. Departamento de Ciencias de la Atmósfera Facultad de Ciencias, Universidad de la República, Uruguay, 2016. Disponible en: http://meteo.fisica.edu.uy/Materias/TICA/Teorico2016/TICA_2016_Clase2_atmosfera.pdf
101. NIEBLA SOSA, Yadiery; SOLTURA MORALES, Rolando y ROQUE RODRÍGUEZ, Alfredo Eulalio. “Propuesta de una metodología para la descripción de la rugosidad en Cuba”. [en línea], Instituto de Meteorología del CITMA y Empresa Eléctrica de la República de Cuba, 2004 [Consultado: 20 de septiembre del 2013], Disponible: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar27/HTML/articulo02.htm>.
102. NIELSEN, H.A.; NIELSEN, T.S.; MADSEN, H.; SAN ISIDRO PINDADO, M.J. y MARTÍ, I. “Optimal Combination of Wind Power Forecasts”. *Wind Energy*. 2007; 10:471. Published online 19 July 2007 in Wiley Interscience (www.interscience.wiley.com). DOI: 10.1002/we.237

103. NOVO MESEGUÉ, Raúl. “Viento, vegetación y potencial eólico”. Revista Energía y Tú, (29): 8-13, enero-marzo del 2005a. Editorial Cubasolar, La Habana. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia29/HTML/articulo03.htm>.
104. NOVO MESEGUÉ, Raúl. “El viento en Cuba”. Revista Energía y Tú, (32): 4-11, octubre-diciembre del 2005b. Editorial Cubasolar, La Habana. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia32/HTML/articulo02.htm>.
105. NÚÑEZ TORRES, E.; RODRÍGUEZ NOA, R. PIERRA FUENTES, A. y REYES PÉREZ, O. “Sistema de Información para el Análisis de Datos del Viento”. Revista Cubana de Ciencias Informáticas Vol. 8, No. 3, Julio-Septiembre, 2014 ISSN: 2227-1899 | RNPS: 2301 Pág. 100-113 <http://rcci.uci.cu>
106. NÚÑEZ TORRES, Edgar. “Sistema de información para el análisis de datos del viento”. Tesis presentada en opción al título al título académico de Máster en Informática para la Gestión Medio Ambiental. Santa Clara, 2014. 78 pp.
107. OLIVER, M. “The Variogram and Kriging” in Handbook of Applied Spatial Analysis. Springer Berlin Heidelberg, 2010. p. 319-352. ISBN: 978-3-642-03647-7. DOI: 10.1007/978-3-642-03647-7_17
108. OJEDA PARDO, Fabián R.; BELETE FUENTES, Orlando y BATISTA LEGRÁ, Yordanis E. “Elaboración del modelo digital de elevaciones mediante tecnología 3D láser escáner”. Minería y Geología / v.30 n.1 /enero-marzo / 2014 / p. 95-103 ISSN 1993 8012.
109. OYARZO PÉREZ, Humberto. “Modelización matemática para evaluar energías para sistemas eólicos e híbridos eólico-diésel”. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Agrónomos. Madrid 2008. 307 pp. Disponible en: http://oa.upm.es/1855/1/HUMBERTO_OYARZO_PEREZ.pdf

110. PÉREZ, I; SÁNCHEZ M. L. y GARCÍA, M. A.: “Weibull wind speed distribution: Numerical considerations and use with sodar data”. *Journal of Geophysical Research*, VOL. 112, D20112, doi:10.1029/2006JD008278, 2007
111. PIERRA FUENTES, Adrián. “Sistema de Gestión de Información de los parámetros del viento”. *Ciencia & Futuro del ISMMM*, V. 4 No. 3, Año 2014. ISSN 2306-823X.
112. POSTIGO TOLEDO, Carlos Alberto. “Estudio de pre-factibilidad para la instalación de una planta generadora de energía eólica”. Trabajo de investigación para optar el título profesional de ingeniero industrial. Universidad de Lima, Facultad de Ingeniería Industrial, Carrera de Ingeniería Industrial. Lima, Perú, 2016. 179 pp.
113. PRANDO, R. “Energías renovables en la industria de procesos. 3er. Charla: Energía eólica”. Tecnología y Servicios industriales, Segundo Semestre. Instituto de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República de Uruguay, 2014. Disponible en: https://www.academia.edu/16161018/ENERG%C3%8DAS_RENOVABLES_EN_LA_INDUSTRIA_DE_PROCESOS._TECNOLOG%3%8DA_Y_SERVICIOS_INDUSTRIALES_SEGUNDO_SEMESTRE_INSTITUTO_DE_INGENIER%3%8DA_QU%3%8DMICA_FACULTAD_DE_INGENIER%3%8DA_UdelaR_3er._CHARLA_ENERG%3%8DA_E%3%93LICA.
114. PROENZA VELÁZQUEZ, Jorge *et al.* “Estudio del recurso eólico en la zona costera de la provincia Holguín”. [en línea], *Revista Ciencias Holguín*, ISSN 1027-2127, Año XII, 2006. [Consultado: 17 de Junio del 2011], Disponible: <http://www.ciencias.holguin.cu/index.php/cienciasholguin/article/viewFile/334/208>
115. PROENZA VELÁZQUEZ, Jorge *et al.* “Mapa de Potencial Eólico de la provincia Holguín”. [en línea], *Revista Ciencias Holguín*, ISSN 1027-2127, Año XIII, julio-septiembre, 2007.

[Consultado: 17 de Junio del 2011], Disponible en: <http://www.ciencias.holguin.cu/index.php/cienciasholguin/article/view/390>

116. RAMOS H. Rubén. “Política Energética Cubana: proyección hasta 2024”. Conferencia. Taller de Intercambio Científico entre Centro de Investigación de Energía Solar de Santiago de Cuba (CIES) y Centro de Estudio de Energía de Tecnología Avanzada de Moa (CEETAM). 2017.
117. RAMOS H. Rubén. “Producción de energías en Cuba”. Conferencia. Taller de Intercambio Científico entre Centro de Investigación de Energía Solar de Santiago de Cuba (CIES) y Centro de Estudio de Energía de Tecnología Avanzada de Moa (CEETAM). 2018.
118. RED IBEROAMERICANA DE GENERACIÓN EÓLICA (RIGE). “Nociones generales de energía eólica. Capítulo 4: Recurso eólico. Curso 2002”. Versión digital. Uruguay, 2002a. Consulta: 18-09-2013. Disponible en: <http://fing.edu.uy/infia/rige/curpas/material/Cuba/Cap4.pdf>.
119. RED IBEROAMERICANA DE GENERACIÓN EÓLICA (RIGE). “Nociones generales de energía eólica. Capítulo 5: Sistemas de Monitoreo del sitio. Curso 2002”. Versión digital. Uruguay, 2002b. Consulta: 18-09-2013. Disponible en: <http://fing.edu.uy/infia/rige/curpas/material/Cuba/Cap5.pdf>.
120. REYES TAMAYO, J. R., y RODRÍGUEZ CÓRDOVA, R. “Necesidad de la apropiación social de la tecnología eólica en Cuba”. Revista Universidad y Sociedad, 10(5), 2018, 113-120. Disponible en: <http://rus.ucf.edu.cu/index.php/rus>.
121. RÍOS HERNÁNDEZ, María José. “Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico”. Trabajo de Diploma. Universidad Politécnica de Cartagena, España, 2015. Disponible en: <http://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/4966/pfc6272.pdf;jsessionid=973728090547E0C2EEC7A9F96EAB2954?sequence=1>
122. RISØ NATIONAL LABORATORY. “Software WAsP”. Versión 8.2, Denmark, 2005.

123. RODRÍGUEZ GONZÁLEZ, Isnel. “Diseño de un Aeromotor a Escala de Laboratorio para la Región de Moa”. Tesis presentada en opción al título al título académico de Máster en Electromecánica. ISMMM, 2002. 75 pp.
124. RODRÍGUEZ INFANTE, Alina. “Estudio Morfotectónico de Moa y áreas adyacentes para la evaluación de riesgos de génesis tectónica”. Tesis Doctoral, ISMMM, 1998. 137 pp. Disponible en: <https://repoedum.ismm.edu.cu/files/original/5d867f13808869c27569ab80f7fd2696.pdf>
125. ROJANO, Roberto; PÉREZ, Jhonny; GALINDO, Andrés; MENDOZA, Yoma; SOTO, Dairo y TONCE, Enrique. “Determinación del punto de muestreo óptimo, para la evaluación de las concentraciones de Partículas Suspensas Totales (PST) en una zona semiurbana de Colombia”. Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, 31(3):201-212 · Diciembre 2008. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/260765333_Determinacion_del_punto_de_muestreo_optimo_para_la_evaluacion_de_las_concentraciones_de_Partículas_Suspensas_Totales_PST_en_una_zona_semiurbana_de_Colombia
126. ROQUE, I. D. “Proyectos de Inversión de Parques de Energía Eólica”. Revista de la Facultad de Contabilidad y Finanzas de la Universidad de La Habana, 2: 1-9, 2011. ISSN 2073-6061.
127. ROQUE, A. “Estimación y pronóstico del recurso eólico en Cuba”. Centro de Física de la Atmósfera (CFA), Instituto de Meteorología. Trabajo presentado en el Taller CUBAEOLICA 2019, Hotel Meliá Habana, Cuba. 10 al 12 de julio de 2019.
128. ROQUE, A.; CARRASCO, M.; y REYES, P. “Características del perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica sobre Cuba, atendiendo a la estratificación térmica de la atmósfera”. Revista Ciencias de la Tierra y del Espacio, Vol. 16, No. 2 p. 189-200, julio-diciembre 2015. ISSN 1729-3790.

129. ROQUE, A.; NIEBLA, Y.; CARRASCO, M.; y REYES, P. “Perfil vertical del viento en la capa superficial atmosférica sobre Cuba. Aplicación al estudio del viento como fuente de energía”. Revista Cubana de Meteorología, vol. 21 (2015), No. 1, ene - jun., p. 31-48. Disponible en: <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/view/188/0>
130. ROQUE RODRÍGUEZ, Alfredo; FERRER HERNÁNDEZ, Adrian; BORRAJERO MONTEJO, Israel; SIERRA LORENZO, Maibys; y VALDÉS VERDE, Alfredo: “Pronóstico de viento a corto plazo utilizando el modelo WRF en tres regiones de interés para el Programa Eólico Cubano”. Revista Cubana de Meteorología, Vol.22, No.2, pp.164-187, 2016, ISSN: 0864-151X. Disponible en: <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/download/217/174>
131. ROQUE, Alfredo, MONTENEGRO MORACÉN, Ursinio y PEÑA DE LA CRUZ, Arisleydis. “Particularidades del viento en la región oriental del país”. Revista Cubana de Meteorología, Vol.24, No.3, pp. 335-348, 2018, ISSN: 0864-151X. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/326423562>
132. ROQUE, A. “Estimación y pronóstico del recurso eólico en Cuba”. Centro de Física de la Atmósfera (CFA), Instituto de Meteorología. Trabajo presentado en el Taller CUBAEOLICA 2019, Hotel Meliá Habana, Cuba. 10 al 12 de julio de 2019.
133. ROQUE RODRÍGUEZ, Alfredo, ALONSO DÍAZ, Yoandy y SOLTURA MORALES, Rolando. “Estimación del recurso eólico sobre Cuba: modelo WA^{SP} vs modelo WEST”. Revista Cubana de Meteorología, 26(4), 2020, Academia de Ciencias de Cuba. Disponible en: <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/view/532/947>
134. ROSENMAI, Peter. “Using the Median Absolute Deviation to Find Outliers”. Eureka Estadistic, 2020. Disponible en: <https://eurekastatistics.com/using-the-median-absolute-deviation-to-find-outliers/>

135. SACHUMA, B. “Valoración Ingeniero Geológica de los suelos del sector Playa la Vaca para futuros trabajos constructivos”. Trabajo de Diploma, Departamento de Geología, Facultad Geología y Minas, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, 2012. Disponible en: <https://ninive.ismm.edu.cu/bitstream/handle/123456789/1607/TesisSachuma.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
136. SÁNCHEZ TORRES, G. y BRANCH, J. W. “Un procedimiento geométrico para la reconstrucción de superficies mediante funciones de base radial de soporte compacto”. Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia N.º 48. pp. 119-129. Junio, 2009.
137. SANTOS FUENTEFRÍA, Ariel; MARTINEZ GARCÍA, Antonio y CASTRO FERNÁNDEZ, Miguel. “Ajuste de las simulaciones de flujos continuados para el cálculo del Límite de Potencia Eólica”. Ingeniería Energética Vol. XXXIII, No. 2/2012, Mayo - Agosto p 113 - 122 ISSN 1815 – 5901.
138. SARMIENTO, A. “Modelo para la valoración integral de tecnologías de electrificación rural”. Revista Ingeniería Energética, vol. XXXVI, No. 2, (mayo/agosto 2015), pp. 136-146.
139. SHEPARD, D. “A two-dimensional interpolation for irregularly-spaced data function”. Proceedings ACM National Conference, 517-524, 1968. Disponible en: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.154.6880&rep=rep1&type=pdf>
140. SOLER TORRES, Edgardo; RIVERO MAGAÑA, Ramón; ROSALES SÁNCHEZ, IZQUIERDO NOVELLE, José. “Estudio de prospección eólica con fines energéticos en la Isla de la Juventud”. Ecosolar (44): (abril-junio, 2013). ISSN 1028-6004. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar44/Ecosolar44.html>
141. SOLTURA, R.; MON, S.; ROQUE, A. y AYALA, L. “Atlas Eólico de Cuba. Estadística y Climatología. Potenciales climáticos de generación eolo-eléctrica y bombeo eólico”. Revista

- Solar. Asociación Nacional de Energía Solar. Sección Mexicana de la International Solar Energy Society. No.33 (1997), p. 13-24.
142. SOLTURA, R. *et al.* “Mapa de potencial eólico de cuba. Aplicación del modelo de microescala WAsP”. Resultado Científico –Técnico, Instituto de Meteorología, Academia de Ciencia de Cuba, 2006. 47 pp.
143. SOLTURA, R. *et al.* “Primera edición del Mapa de Potencial Eólico de Cuba” En Eco Solar (21): (jul-sep., 2007a). ISSN 1028-6004. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar21/HTML/articulo06.htm>
144. SOLTURA, R. y ROQUE A. “Mapa del potencial eólico de Cuba”. Revista Energía y Tú, No. 37. Editorial Cubasolar. La Habana, 2007b. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Energia/Energia37/HTML/articulo03.htm>
145. SOLTURA, R.; GONZÁLEZ, A.; NOVO, R.; LEIVA, G.; VERA, O. y VÁZQUEZ, Y. “Resultados del Programa de Prospección Eólica 2005-2010. Certificación de los datos de viento y optimización de la red”. Memorias del evento CIER 2011.
146. SULLIVAN, P., EUREK, K y MARGOLIS, R. “Advanced Methods for Incorporating Solar Energy Technologies into Electric Sector Capacity-expansion Models: Literature Review and Analysis”. Technical Report NREL/TP-6A20-61185, July 2014. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61635.pdf>
147. SVEINBJORNSSON, Stefan. “Analysis of WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) in complex topographical conditions using measured production from a large scale wind farm.”. Thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science in Civil Engineering, University of Washington, 2013. Disponible en:

https://digital.lib.washington.edu/researchworks/bitstream/handle/1773/23584/Sveinbjornsson_washington_02500_11572.pdf?sequence=1

148. TABASSUM, Abbasi; PREMALATHA, M.; ABBASIN, T. y ABBASI, S.A. “Wind energy: Increasing deployment, rising environmental concerns”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31 (2014) 270–288. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.019>.
149. TERRERO MATOS. Eduardo. “Potencialidades Eólicas en la región de Moa, Cuba”. *Revista I²+D*. Vol. 6, Nro 1. p. 58-61. Colombia, 2008. Disponible en; https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria_sogamoso/article/view/87
150. TERRERO MATOS. E., LEGRÁ LOBAINA, A. A. y LAMORÚ REYES, A.: “Método de inverso de la potencia de la distancia para estimar la velocidad del viento”. *Ingeniería Energética* 35(3) p. 263-273, 2014, ISSN 1815-5901.
151. TERRERO MATOS. E., LEGRÁ LOBAINA, A. A. y CARCASSÉS CARCASSÉS, J.: “Procedimiento para diseñar el muestreo eólico en una región promisoría. Parte I: Teoría y algoritmo general”. *Ingeniería Energética* 36(2) p. 200-209, 2015a, ISSN 1815-5901.
152. TERRERO MATOS. E., LEGRÁ LOBAINA, A. A. y CARCASSÉS CARCASSÉS, J.: “Procedimiento para diseñar el muestreo eólico en una región promisoría. Parte II: Implementación y aplicación”. *Ingeniería Energética* 36(2) p. 210-219, 2015b, ISSN 1815-5901.
153. TERRERO MATOS. E. y LEGRÁ LOBAINA, A. A.: “Estimación por método UPD multivariable de un modelo óptimo 3D de recursos eoloenergéticos”. *Revista Minería y Geología* 36(1) p. 16-32, 2020a. ISSN 1993 8012. Disponible en: https://revista.ismm.edu.co/index.php/revistamg/article/download/art2_No1_2020/1481

154. TERRERO MATOS. E.; MORENO FIGUEREDO, C.; RETIRADO MEDIACEJA, Y.; y LEGRÁ LOBAINA, A. A.: “Modelo eolo-energético de la región Playa La Vaca usando estimadores multivariados”. Revista Ingeniería Energética 41(3) p. 1-10, 2020b. ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/download/602/pdf>
155. TROEN, I., & LUNDTANG PETERSEN, E. 1990. “El Atlas Eólico Europeo”. Roskilde: Risø National Laboratory. Disponible en; http://orbit.dtu.dk/files/113794558/El_Atlas_Eolico_Europeo.pdf
156. TROEN, I. “A high resolution spectral model for flow in complex terrain”. In N. O. Jensen, L. Kristensen, & S.E. Larsen (Eds.), 9. Symposium on turbulence and diffusion (pp. 417-420). American Meteorological Society. 1990. Disponible en: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/106820866/A_high_resolution_spectral_model_for_flow_in_complex_terrain.pdf
157. VALDÉS, J.M., VINAGRE, C. “Modelos de previsiones del viento”. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2012. Disponible en: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/viento/index.html>
158. VEGA, R.; LIMIA, M y MOROZOV, V. “Análisis estadístico de los valores extremos de la velocidad del viento en Cuba”. Informe Científico Técnico, Estudio Especial 70002, Instituto de Meteorología, La Habana, 1985. 58 pp.
159. VEGA R.; SARDIÑAS, M. E.; NIEVES, M. E. y CENTELLA, A. "Análisis estadístico-climatológico del régimen de la velocidad máxima del viento en Cuba" Informe Final de Resultado Científico, INSMET, 60 pp, 1990.

160. VEGA, R.; M. GARCÉS; LIMIA, M. y SARDIÑAS, M. “Actualización de la modelación estadística del régimen de la velocidad máxima del viento en la región occidental de Cuba”. Revista Cubana de Meteorología, Vol. 6, No. 1. 1999.
161. VIDAL HERRERA, Rafael. “Evaluación del recurso eólico en la Universidad Tecnológica de ciudad Juárez”. Tesis de Maestría, Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Departamento de Posgrado, Universidad de Ciudad Juárez, Chihuahua, 2014. 79 pp. Disponible en: <https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/685/1/Tesis%20Rafael%20Vidal%20Herrera.pdf>
162. VILLARUBIA LÓPEZ, Miguel. “Ingeniería de la Energía Eólica”. Ediciones Técnicas MARCOMBO, S.A. Barcelona, 2012. 282 pp. ISBN: 978-84-267-1580-7.
163. WANG, Xiaochen *et al.* “Are view of Wind Power Forecasting Models”. Energy Procedia N°12 de 2011. Pág.770 – 778.
164. WERAPUN, W.; TIRAWANICHAKUL, Y. y WAEWSAK, J.: “Comparative Study of Five Methods to Estimate Weibull Parameters for Wind Speed on Phangan Island, Thailand”. 2015 International Conference on Alternative Energy in Developing Countries and Emerging Economies. Energy Procedia 79 (2015) 976 – 981. doi: 10.1016/j.egypro.2015.11.596.
165. ZHU, B. *et al.* “A prediction model for wind farm power generation based on fuzzy modeling”. Procedia Environmental Sciences. 2012, Vol. 12, p. 122 – 129, ISSN: 1878-0296.

OTRAS BIBLIOGRAFÍAS REVISADAS

1. ACHENSON, D. J. “Elementary Fluid Dynamics”, Oxford Applied Mathematics and Computing Science Series, Oxford University Press, 1990, ISBN 0-19-859679-0
2. AGNESE RAMOS, D. “Estabilidade atmosférica em projetos eólicos: estimativa bayesiana do comprimento de Monin Obukhov e simulação do escoamento atmosférico”. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica, 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/321635545_estabilidade_atmosferica_em_projetos_eolicos_estimativa_bayesiana_do_comprimento_de_Monin_Obukhov_e_simulacao_do_escoamento_atmosferico.
3. AHLSTROM, Mark L. *et al.* “Predicting the Wind”. IEEE Power and Energy Magazine, December 2007. DOI: 10.1109/MPE.2007.906306.
4. ARAYA LÓPEZ, José Luis. “Experiencias en la aplicación operativa de un método multivariado de imputación de datos meteorológicos”. Tecnología en Marcha. Vol. 27, N° 3, Julio-Setiembre 2014. P. 70-79. Disponível em: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4896373.pdf>
5. BERNHARD, Brett; OAKLEAF, Mark y AHLSTROM, L. “Predicting the wind”, IEEE power and energy magazine, Volume: 5, Issue 6, Nov.-Dec. 2007.
6. BOSSAVY, A., GIRARD, R. and KARINIOTAKIS, G. “Forecasting ramps of wind power production with numerical weather prediction ensembles”. Wind Energy. 2013, Vol. 16, p. 51–63, doi: 10.1002/we.526.

7. BROWER, Michael C. “Wind Resource Assessment. A practical Guide to developing a wind project”. Wiley; first edition (June 19, 2012). 296 pp. ISBN-10: 1118022327
8. DE IACO, S. & POSA, D. “Wind velocity prediction through complex kriging: formalism and computational aspects”. Environ Ecol Stat (2016) 23: 115. <https://doi.org/10.1007/s10651-015-0331-x>
9. DIRECCIÓN DE HIDROGRAFÍA Y NAVEGACIÓN: “Normas técnicas hidrográficas. Meteorología”. República del Perú, 2013. Disponible en: <https://www.dhn.mil.pe/Archivos/Oceanografia/normastecnicas/NormasTecnicasHidrograficasN%C2%B045.pdf>
10. FERNÁNDEZ DíEZ, Pedro. “Energía Eólica”. [en línea], Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, España. [Consultado 20 de Noviembre del 2012] Disponible en <http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/index.html>. Pág. I-19.
11. GARCÍA GUERRA, Pedro Alfonso: “Geoestadística Operacional”. Departamento Nacional de Producción Mineral, Ministerio de Minas y Energía, República Federativa de Brasil. Brasilia, 1988. Pág. 20-21.
12. HERRERO NOVOA, Cristina: “Estudio de la velocidad del viento: análisis espacial y ajuste a una función de distribución”. Trabajo Fin de Grado, Grupo de Contaminación Atmosférica, Facultad de Ciencias, Universidad de Valladolid, 2016. Disponible en: <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/22939/TFG-G2337.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
13. IEE: Norma 61400-1. Wind Turbine Generator Systems. Segunda Edición, 1990. Disponible en: https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61400-1%7Bed2.0%7Den.pdf

14. INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN DE LA ENERGÍA (IDAE). “Energía eólica: Manuales de Energías Renovables”. Edición Especial Cinco Días, Madrid, 1996. ISBN 84-8036-413-0.
15. JONG, M. y THOMANN, G.: “Sampling Wind Data for Mean Wind Speed Estimation”. *J. Appl. Meteor.*, 1981. **20**, 323–327. Doi: [http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450\(1981\)020<0323:SWD FMW > 2.0.CO;2](http://dx.doi.org/10.1175/1520-0450(1981)020<0323:SWD FMW > 2.0.CO;2)
16. JOHNSON, G. L. ”Wind Energy Systems”. Electronic Edition. Manhattan, KS, 499 pp., 2001. Disponible en: https://wiki.duke.edu/download/attachments/13373206/Johnson_Wind_Energy_Systems.pdf
17. KOŞAR, Onur y ÖZGÜR, Mustafa Arif. “Wind energy resource assessment of Kütahya, Turkey using WAsP and layout optimization”. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 2020. 095765092093603. DOI; 10.1177/0957650920936030.
18. LAZIC, L., *et al.* “Wind forecasts for wind power generation using the ETA model”. *Renewable Energy*, 2010, Vol. 35, No.6, p. 1236-1243.
19. LOZANO, Sergio *et al.* “Elaboración de mapas de recurso eólico a partir de NWP”. Reporte Técnico. Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), Navarra, España, 2009. Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/a97d/48965792244a642d19e8701d00cd9768802d.pdf>
20. LOZANO, Sergio. “Modelos de Mesoscala: Evaluación del Recurso Eólico.”. Presentación en PowerPoint. Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), Navarra, España, 2010. Disponible en: https://www.aeolica.org/uploads/documents/jtaee2010/I_Sergio-Lozano_CENER.pdf?phpMyAdmin=nkH26XnGN7Ws3Rn1f-QjR33eVc7

21. MANWELL, J.F.; MCGOWAN, J.G. y ROGERS, A.L. “Wind energy explained. Theory, design y application”. John Wiley & Sons Ltd, USA, 2002. ISBN 0-470-84612-7.
22. MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A. y PEREIRA, E.B. “O aproveitamento da energia eolica (The wind energy resource)”. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Centro de Previsao do Tempo e Estudos Climaticos, Sao Jose dos Campos, SP, Brasil. Revista Brasileira de Ensino de Física, v. 30, n. 1, 1304 (2008). Disponible en: www.sbfisica.org.br.
23. MEASNET. “Evaluation of site-specific wind conditions”. Version 2, Abril 2016, 56 pp. Disponible en: http://www.measnet.com/wp-content/uploads/2016/05/Measnet_SiteAssessment_V2.0.pdf
24. MEDRANO HERNÁNDEZ, José Augusto; MORENO FIGUEREDO, Conrado y VAILLANT REBOLLAR, Julio Efraín. “Estudio de prefactibilidad técnica del aprovechamiento del viento como recurso energético en zonas pre-montañas”. Ingeniería Energética, vol. 40, n. 3, p. 223-233, 2019. Disponible en: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/573/pdf>
25. NANDI, Ch.; CHAKRABORTY, A. Kr. y TANUSHREE DEB, S. D. “Modeling and Simulation of Wind Farm with STATCOM in PSCAD/EMTDC Environment”. International Journal of Applied Information Systems (IJ AIS), Volume 1, No.7, March 2012. ISSN: 2249-0868. Foundation of Computer Science FCS, NY, USA. Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/3c94/62849fe31b48f28a259bf5970d140b535308.pdf>
26. PALUTIKOF, J. P.; BRABSON, B. B.; LISTER, D. H. y ADCOCK, S. T. “A review of methods to calculate extreme wind speeds”. Met. Apps, 6(1999): 119–132. doi: 10.1017/S1350482799001103

27. PEPPER, Darrell W. y GONZÁLEZ, María Ramos. “A Localized Meshless Technique for Generating 3-D Wind Fields”. *Computation* 2018, 6(1), 17; <https://doi.org/10.3390/computation6010017>.
28. PRADOS MARTÍN, Enrique. “Aplicabilidad de los modelos de evaluación de inversiones en condiciones de riesgo al análisis de rentabilidad de centrales eólicas”. Tesis doctoral, Universidad de Granada, España, 2011. Disponible en: <https://hera.ugr.es/tesisugr/20149840.pdf>
29. RODRIGUES DA SILVA, Jeandson; MARCOS TEIXEIRA, Antonio; NECO RABELO, Magna Livia y VAZ DOS SANTOS, Antônio. “Análise de potencial eólico utilizando o software WAsP e dados de medição de anemômetro de torres meteorológicas”. In book: A Aplicação do Conhecimento Científico nas Engenharias 2, pp.128-134 (Atena Editora), 2019. DOI: 10.22533/at.ed.45619040414.
30. RINGKJØB, Hans-Kristian; HAUGAN, Peter M. y SOLBREKKE, Ida Marie. “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 2018, 440-459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>
31. SESSAREGO, Matias; ZHONG SHEN, Wen; VAN DER LAAN, Maarten Paul; HANSEN, Kurt Schaldemose y JUN ZHU, Wei. “CFD Simulations of Flows in a Wind Farm in Complex Terrain and Comparisons to Measurements”. *Appl. Sci.* 2018, 8, 788; doi:10.3390/app8050788.
32. SERRANO RICO, J.C. “Comparación de métodos para determinar los parámetros de Weibull para la generación de energía eólica”. *Scientia et Technica Año XVIII*, 18(2) 315-320, 2013. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4384040.pdf>

33. SOLTURA, R.; VÁZQUEZ MONTENEGRO, R.J; MON, Sara I. Y RODRÍGUEZ, G. “Aplicaciones del bombeo eólico a la ganadería en Cuba”, 1998. Disponible en: <https://docplayer.es/14824491-Aplicaciones-del-bombeo-eolico-a-la-ganaderia-en-cuba.html>
34. SØRENSEN, Bent. “Energy conversion, transmission and storage”. Editorial Ap, Dinamarca, 2007. 327 pp.
35. SUÁREZ SUÁREZ, Mariel: “Análisis comparativo de los programas WAsP y Openwind en los casos de estudio de los parques eólicos Qollpana (Bolivia) y El Perdón (España)”. Tesis de la Maestría Científica en Tecnologías de Energías Renovables; Convenio UMSS-UPNA, Universidad Pública de Navarra, 2019. Disponible en: https://academica-e.unavarra.es/xmlui/bitstream/handle/2454/33759/TFM_Mariel_Suarez_Suarez.pdf?sequence=1&isAllowed=y
36. TORRES DURÁN, Armando y MORENO FIGUEREDO, Conrado. “Evaluación del potencial eólico en el Consejo Popular de Cojímar”. Revista Cubana de Meteorología, Vol.24, No.3, pp. 256-267, 2018, ISSN: 0864-151X. Disponible en: <http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/download/432/520>
37. TROUB, Brandon; GARRIDO, Rockwell; MONTALVO, Carlos y RICHARDSON, J.D. “Characterization of a two-dimensional static wind field using Radial Basis Functions”. SIMULATION: Transactions of The Society for Modeling and Simulation International Volume: 95 issue: 6, page(s): 561-567. 2018. <https://doi.org/10.1177/0037549718789492>
38. URRABRAIRA, Jorge. “Modelación 3D de elementos químicos de la limonita en la presa de rechazo nueva, Empresa Pedro Sotto Alba.” Tesis de Maestría, Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba, 2015. Disponible en: <http://ninive.ismm.edu.cu/bitstream/handle/123456789/1187/TesismaestriaUrra.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

39. VALLÉE, F.; LOBRY, J. and DEBLECKER, O. “Application and comparison of wind speed sampling methods for wind generation in reliability studies using non-sequential Monte Carlo simulations”. *Euro. Trans. Electr. Power*, 19: 1002–1015. (2009). Doi: 10.1002/etep.278
40. VANEK, Francis M. y ALBRIGHT, Louis S. “Energy Systems Engineering. Evaluation & implementation”. McGraw-Hill, 2008. 532 pp. DOI: 10.1036/0071495932.
41. VERA MORALES, Juan M. “Incertidumbre y confiabilidad de métodos de interpolación espacial en el complemento de registros hidrológicos”. Tesis de Maestría en Recursos Hídricos y Ambiental, Universidad Autónoma de Querétaro, 2012. Disponible en: <http://ri-ng.uaq.mx/bitstream/123456789/493/1/RI000069.pdf>
42. WATTS D. y JARA, D. “Statistical analysis of wind energy in Chile”. *Renewable Energy*, 2011. Vol. 36, p. 1603-1613, doi:10.1016/j.renene.2010.10.005.
43. ZUÑIGA, I. y CRESPO, E. “Meteorología y Climatología”. Madrid, España: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2010. ISBN 978-84-362-6082-3.

ANEXOS

Anexo 1: Turbulencias del viento

Cuando se habla de energía eólica, la turbulencia es un fenómeno indeseable, que reduce la producción de electricidad y la vida útil de los aerogeneradores. Por eso es importante adquirir conocimientos básicos sobre la turbulencia, para poder disminuir sus efectos negativos.

Según Moreno Figueredo *et al.* (2017), la turbulencia, es un fenómeno universal, sinónimo de cambios rápidos en la dirección y velocidad del viento, se manifiesta por los remolinos surgidos al pasar el viento sobre obstáculos naturales o artificiales. Un flujo de aire atmosférico que tiene dirección y velocidad estables (ordenadas) se dice que es laminar.

Dada la complejidad del estudio de la turbulencia atmosférica se cita textualmente a Burton (2001), página 17:

Turbulence is clearly a complex process, and one which cannot be represented simply in terms of deterministic equations. Obviously it does obey certain physical laws, such as those describing the conservation of mass, momentum and energy. However, in order to describe turbulence using these laws it is necessary to take account of temperature, pressure, density and humidity as well as the motion of the air itself in three dimensions. It is then possible to formulate a set of differential equations describing the process, and in principle the progress of the turbulence can be predicted by integrating these equations forward in time starting from certain initial conditions, and subject to certain boundary conditions. In practice, of course, the process can be described as 'chaotic' in that small differences in initial conditions or boundary conditions may result in large differences in the predictions after a relatively short time. For this reason, it is generally more useful to develop descriptions of turbulence in terms of its statistical properties.

Entonces dado que en las capas más cercanas a la superficie terrestre el viento se comporta como un flujo turbulento, las mediciones se realizan cada 5-10 segundos y cada 10 minutos se reportan:

la velocidad promedio (tendencia), velocidad máxima y la desviación estándar (variabilidad) de la velocidad de las mediciones realizadas en ese intervalo de tiempo.

Este proceder permite expresar la turbulencia del aire mediante la magnitud denominada intensidad de la turbulencia I definida como el coeficiente de variación de V, es decir, la relación porcentual entre la desviación típica (estándar) σ_m de la velocidad del viento, en m/s; y la velocidad media temporal del viento V_m , en m/s, en ese período, según la ecuación A1.1.

$$I = 100 \frac{\sigma_m}{V_m} \quad \text{Ec. A1.1}$$

Asimismo, se estudia la rafagosidad (López Mendizabal *et al.*, 2015) que tiene en cuenta los valores máximos de viento – rachas o picos de viento – que implican variaciones bruscas de esfuerzos dinámicos estructurales y que se caracteriza mediante el Factor de Rafagosidad que se define como el cociente entre la velocidad máxima registrada en el periodo de tiempo considerado, normalmente de una hora, y la velocidad media.

$$FR = \frac{V_{\max}}{V_m} \quad \text{Ec. A1.2}$$

Anexo 2: Tabla para calcular K a partir de σ_m y V_m

Tabla A2: Cálculo de K a partir de σ_m (m/s) y V_m (m/s).

K	σ_m/V_m
1,2	0,837
1,4	0,724
1,6	0,640
1,8	0,575
2,0	0,523
2,2	0,480
2,4	0,444
2,6	0,413
2,8	0,387
3,0	0,363
3,2	0,343
3,5	0,316
4,0	0,281
5,0	0,229
6,0	0,194
7,0	0,168
8,0	0,148
9,0	0,133
10	0,12

Fórmula: $K = 0,9791 \left(\frac{\sigma_m}{V_m} \right)^{-1,1058}$

Anexo 3: Distribución de Rayleigh

Siguiendo las ideas de Jaramillo (2013) esta distribución tiene la ecuación:

$$FR(V) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{V}{V_m} \right) e^{-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_m} \right)^2} \quad \text{Ec. A3.1}$$

Donde $FR(V)$ es la probabilidad de que el viento tome la velocidad V (m/s) siendo V_m (m/s) es la velocidad media.

Desde el punto de vista gráfico, en la Figura A3 se muestra el comportamiento de esta distribución.

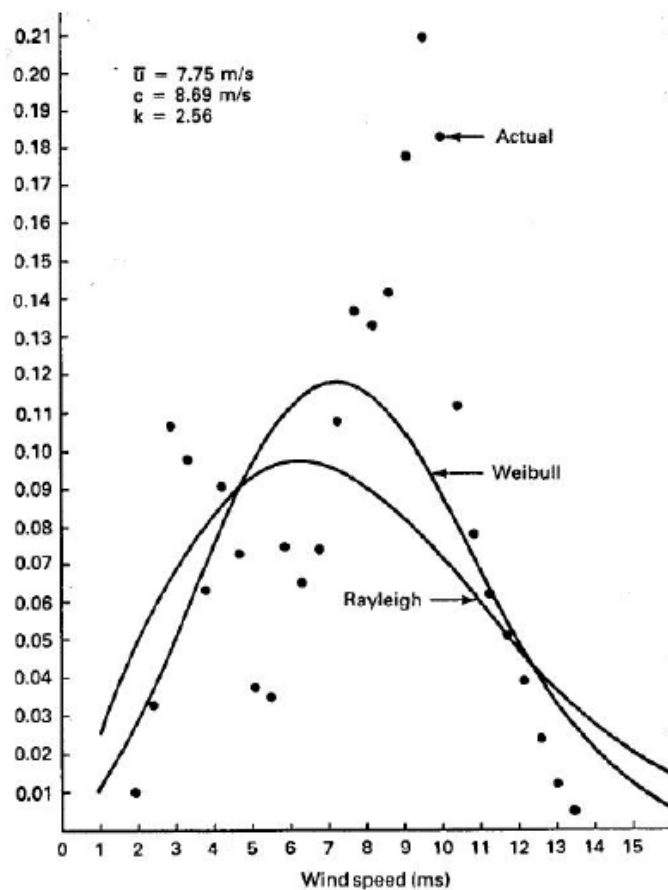


Figura A3: Comparación de las distribuciones de Weibull y de Rayleigh. Fuente: Jaramillo, 2013.

Anexo 4: Clases y longitudes de rugosidades. Índice de energía

Según el Atlas Eólico Europeo (Moreno Figueredo *et al.* 2017) el índice de energía expresa la energía eólica real disponible respecto a la que pudiera disponerse si no tomara el valor 0, es decir, un índice de energía de 73 % indica que la rugosidad del terreno es tal que provoca la pérdida de un 27 % de energía eólica disponible cuando no hay rugosidad.

Tabla A4: Relaciones entre n , Z_r , IE y tipo de terreno.

Clase de rugosidad n	Longitud de rugosidad Z_r (m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0,0002	100	Superficie de agua, terreno abierto, superficie lisa
0,5	0,0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), Césped.
1	0,03	52	Campos abiertos sin cercados. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Campos con algunas casas y arbolados de hasta 8 m situados como mínimo a 1250 m
2	0,1	39	Campos con algunas casas y arbolados de hasta 8 m situados como mínimo a 500 m
2,5	0,2	31	Campos con algunas casas y arbolados de hasta 8 m situados como mínimo a 250 m
3	0,4	24	Pueblos, bloques y terrenos accidentados y desigual
3,5	0,8	18	Ciudades con edificios altos
4	1,6	13	Grandes ciudades con edificios muy Elevados.

Un modelo funcional entre $Z_r(n)$ se puede obtener ajustando los datos de las 2 primeras columnas a un *spline* lineal (Hyams, 1997; Álvarez *et al.* 2007) que no es otra cosa que un ajuste por tramos mediante una línea quebrada que se denomina Ec. A4.1.

Ecuaciones A4.1

$$\text{Para } n \text{ en } [0 ; 0,5]: \quad Z_r = 0,0002 + 0,0044 (n)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [0,5 ; 1]: \quad Z_r = 0,0024 + 0,0552 (n-0,5)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [1 ; 1,5]: \quad Z_r = 0 \quad + 0,05 (n-1)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [1,5 ; 2]: \quad Z_r = 0,055 + 0,09 (n-1,5)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [2 ; 2,5]: \quad Z_r = 0,1 \quad + 0,2 (n-2)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [2,5 ; 3]: \quad Z_r = 0,2 \quad + 0,4 (n-2,5)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [3 ; 3,5]: \quad Z_r = 0,4 \quad + 0,8 (n-3)$$

$$\text{Para } n \text{ en } [3,5 ; 4]: \quad Z_r = 0,8 \quad + 1,6 (n-3,5)$$

Para el modelo $n(Z_r)$ se tiene:

Ecuaciones A4.2

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,0002 ; 0,0024]: \quad n = 227,272727 (Z_r-0,0002)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,0024 ; 0,03]: \quad n = 0,5 + 18,115942 (Z_r-0,0024)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,03 ; 0,055]: \quad n = 1 + 20 (Z_r-0,03)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,055 ; 0,1]: \quad n = 1,5 + 11,111111 (Z_r-0,055)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,1 ; 0,2]: \quad n = 2 + 5 (Z_r-0,1)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,2 ; 0,4]: \quad n = 2,5 + 2,5 (Z_r-0,2)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,4 ; 0,8]: \quad n = 3 + 1,25 (Z_r-0,4)$$

$$\text{Para } Z_r \text{ en } [0,8 ; 1,6]: \quad n = 3,5 + 0,625 (Z_r-0,8)$$

Anexo 5: Pasos para seleccionar ubicaciones de torres de muestreo

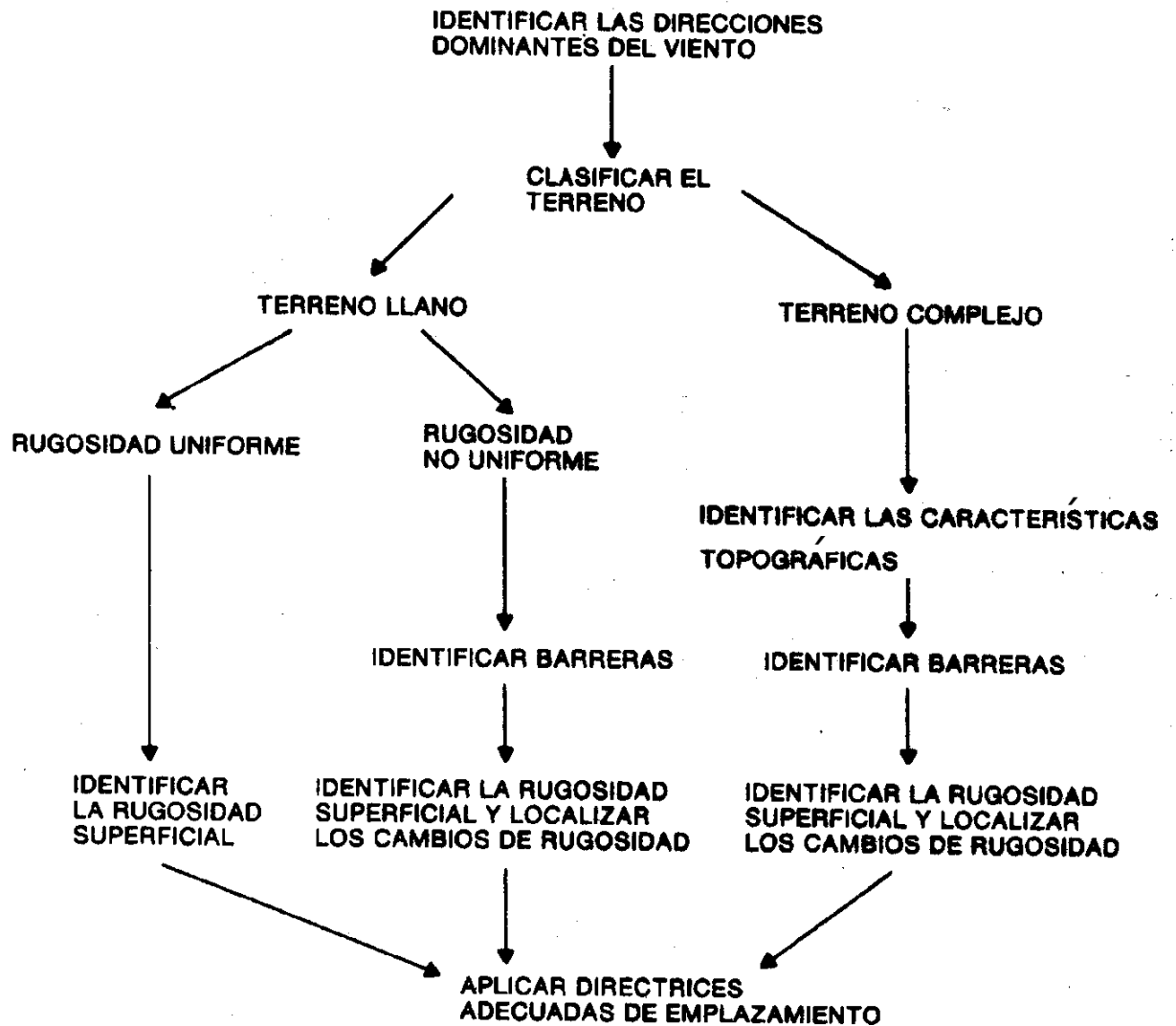


Figura A5: Pasos para seleccionar ubicaciones de torres de muestreo. Fuente: Jaramillo, 2013.

Anexo 6: Algoritmo para obtener las coordenadas del muestreo eólico

Con el fin de entender el desarrollo y uso del software se presenta el algoritmo general siguiente:

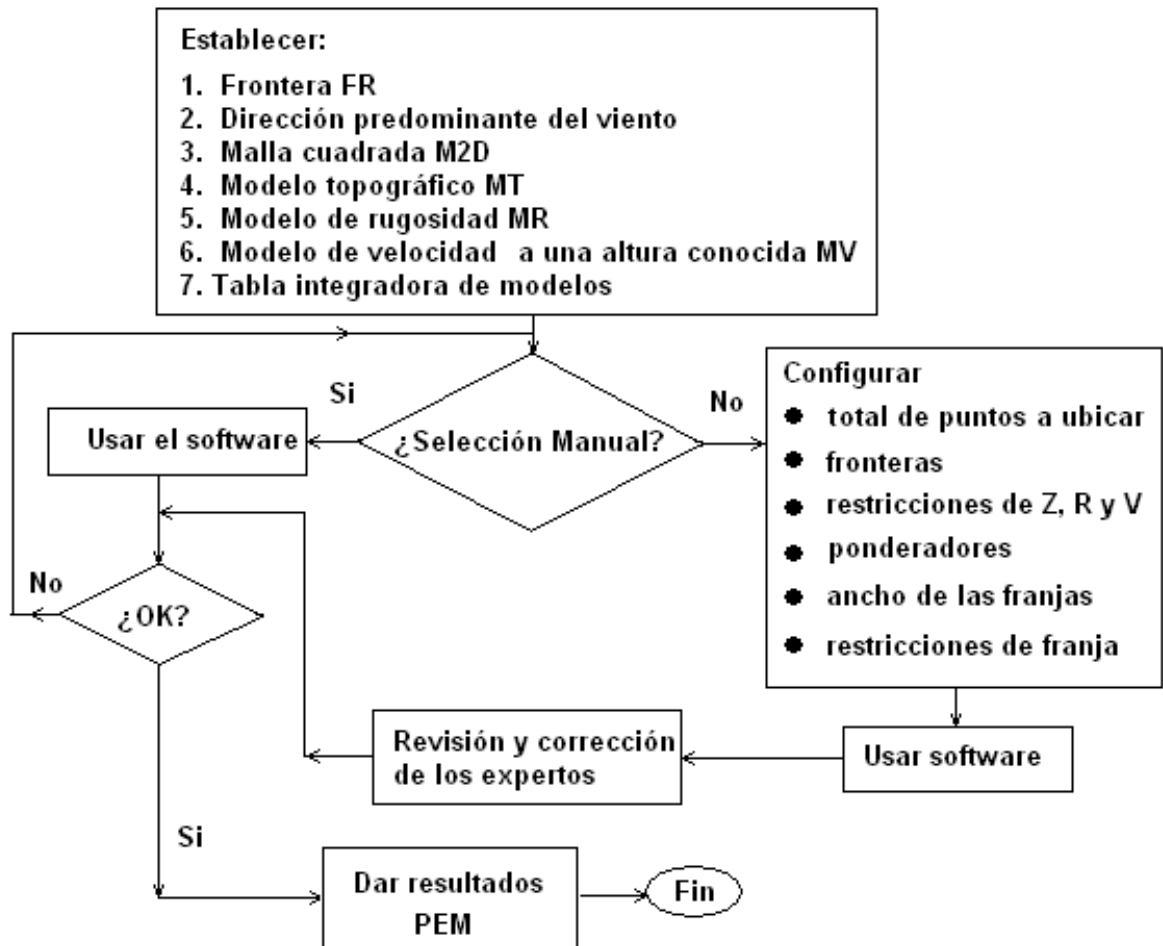


Figura A6: Algoritmo para determinar las coordenadas de las ubicaciones de torres de muestreo registradas en el archivo PEM.

Anexo 7: Comportamiento de interpolaciones y extrapolaciones por IPD

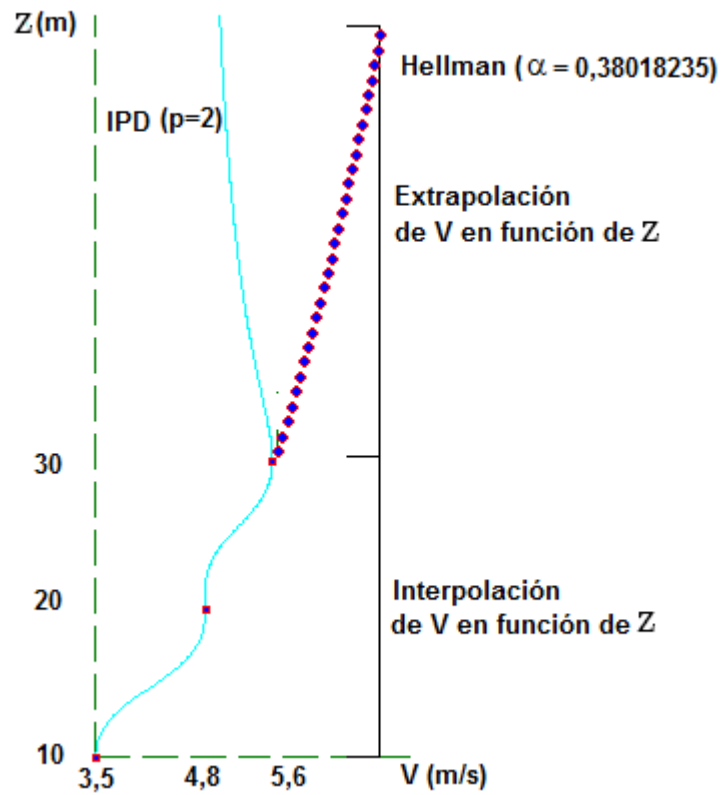
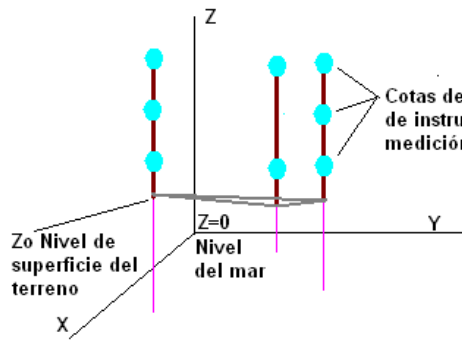


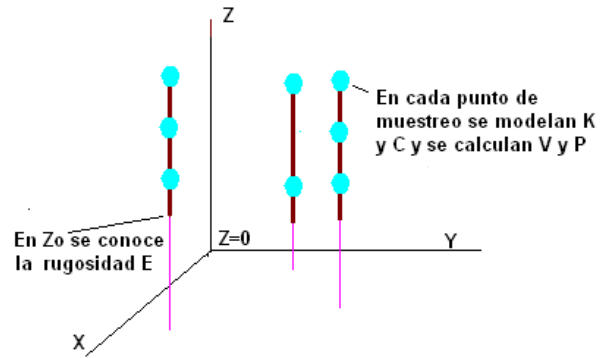
Figura A7: Ejemplo de interpolación y extrapolación por IPD y de extrapolación por Hellman de la velocidad V (m/s) a diferentes alturas Z (m) (ecuación 1.8).

Nótese que el valor de α se calculó, mediante la ecuación 1.8, usando los dos puntos superiores conocidos.

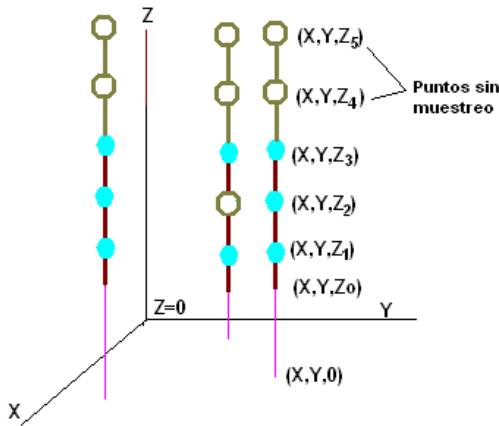
Anexo 8: Obtener K, C, V y P en cotas de un punto (X,Y) de muestreo



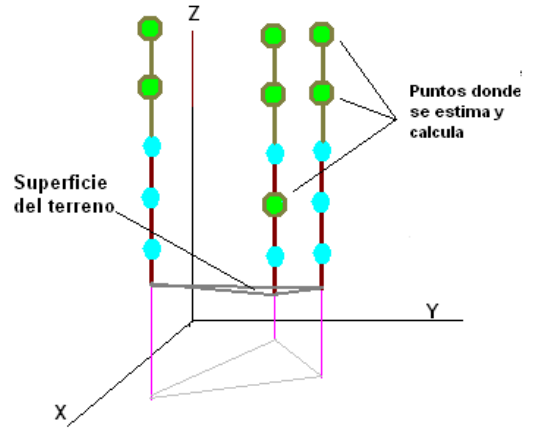
a. Muestreo mediante instrumentos en torres



b. Modelación de K y C y cálculo de V y P en puntos de muestreo



c. Puntos no muestreados en las coordenadas (X,Y) del muestreo



d. Estimación de K y C y cálculo de V y P en estos puntos

Figura A8: Obtención de los valores de K y C a varias alturas en las coordenadas planas (X,Y) de los puntos de muestreo.

Anexo 9: Estimadores puntuales (A,U, θ) univariados

El texto que sigue está tomado de Legrá (2018).

Según Legrá (2017) se define el conjunto de los datos denominado:

$$W = \left\{ (P_i; U_i) \mid P_i \in \mathbb{R}^n ; U_i \in \mathbb{R} \right\} \quad \text{Ec. A9.1}$$

Donde se supone que existe una relación funcional (generalmente desconocida) $U=F(P)$.

El propósito de los estimadores puntuales es obtener aproximadamente el valor de U (un valor, o sea: univariado) en un punto multidimensional $P_e \in \mathbb{R}^n$; es decir: hallar $U_e \approx U_R = F(P_e)$.

Sea la expresión Θ_{ij} que puede definirse por una de las ecuaciones A9.2 y A9.5.

$$\text{a. } \Theta_{ij} = \xi(P_i; P_j) \quad \text{Ec. A9.2}$$

Donde ξ es una única función real que opera sobre las coordenadas P_i y P_j .

Un ejemplo de amplio uso es la distancia euclidiana \mathbf{d} (Bronshtein *et al.*, 2007). Se denomina

$d_{ij} = d(P_i; P_j)$ a la distancia euclidiana entre los puntos P_i y P_j y se expresa para \mathbb{R}^3 como:

$$d_{ij} = \sqrt{(X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2 + (Z_i - Z_j)^2} \quad \text{Ec. A9.3}$$

Un caso especial es la distancia euclidiana con factor de suavización s :

$$d_{ij} = \sqrt{(X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2 + (Z_i - Z_j)^2 + s^2} \quad \text{Ec. A9.4}$$

Cuando la escala vertical es notoriamente diferente a las escalas horizontales es conveniente *escalar* todas las escalas de manera que sean iguales las distancias entre los extremos de la vertical Z y los extremos en el plano XY . Esto se logra multiplicando $(X_i - X_j)$, $(Y_i - Y_j)$ y $(Z_i - Z_j)$ por factores adecuados.

$$\text{b. } \Theta_{ij} = \psi_i(P_j) \quad \text{Ec. A9.5}$$

Donde ψ_i es una función de un conjunto de funciones dadas (Base de Funciones) que se evalúa en el punto P_j .

El lector debe considerar en lo que sigue que el producto escalar (denotado \bullet) de dos vectores filas, de dos vectores columnas e incluso de un vector fila por un vector columna o viceversa, se calcula como la suma de todos los resultados que se obtienen al multiplicar dos a dos los elementos de igual índice de cada vector. El producto entre matrices o entre matrices y vectores cuando sea posible se realiza en la forma usual del producto matricial (Bronshtein *et al.*, 2007).

Sea una función real $\varepsilon(P)$ que se denomina Deriva o Desplazamiento de la variable U la cual puede ser establecida de antemano o determinarse de manera que cumpla ciertas condiciones prefijadas. Para modelos geométricos simples se asume generalmente como un polinomio de grado pequeño que asocia un número real a cada coordenada P. Para los estimadores (A,U, Θ) hay dos casos esenciales:

- a) Se conoce que existe la deriva $\varepsilon(P)$ y se conoce su formulación matemática.

En este caso se estima U_e mediante las ecuaciones equivalentes:

$$\underline{\text{Clase U}\Theta}: \quad U_e = [A]^{-1}[U] \bullet [\Theta_e] + \varepsilon(P_e) \quad \text{Ec. A9.6}$$

Que se puede escribir como:

$$U_e = [L] \bullet [\Theta_e] + \varepsilon(P_e) \quad \text{Ec. A9.7}$$

Donde:

$$[L] = \begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ \dots \\ L_m \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.8}$$

$$\underline{\text{Clase }\Theta U}: \quad U_e = [A_T]^{-1}[\Theta_e] \bullet [U] + \varepsilon(P_e) \quad \text{Ec. A9.9}$$

Que se puede escribir como: $U_e = [\lambda_e] \bullet [U] + \varepsilon(P_e)$

Donde

$$[\lambda_e] = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \dots \\ \lambda_m \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.10}$$

$$[A] = \begin{bmatrix} \Theta_{11} & \Theta_{12} & \dots & \Theta_{1m} \\ \Theta_{21} & \Theta_{22} & \dots & \Theta_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Theta_{m1} & \Theta_{m2} & \dots & \Theta_{mm} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.11}$$

Dando por hecho de que esta matriz $[A]$ y su transpuesta $[A_T]$ tienen inversas. Además:

$$[U] = \begin{bmatrix} U_1 - \varepsilon(P_1) \\ U_2 - \varepsilon(P_2) \\ \dots \\ U_m - \varepsilon(P_m) \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.12}$$

$$[\Theta_e] = \begin{bmatrix} \Theta_{e1} \\ \Theta_{e2} \\ \dots \\ \Theta_{em} \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.13}$$

Los resultados obtenidos mediante las ecuaciones A9.6 y A9.9 son iguales. La ventaja de usar la ecuación A9.6 consiste en que los valores del vector $[L]$ se calculan una sola vez para estimar para varios puntos diferentes P_e . Si se usa la ecuación A9.9 será necesario calcular los valores de $[\lambda_e]$ para cada punto P_e lo cual aumenta la laboriosidad del proceso de crear un modelo de malla.

- b) Se conoce que existe la deriva $\varepsilon(P)$ pero se desconoce su formulación matemática.

Supóngase que la deriva puede escribirse como una combinación lineal según los coeficientes

$[b] = [b_1, \dots, b_t]$, de t funciones conocidas: $\theta_1(P), \dots, \theta_t(P)$. O sea.

$$\varepsilon(P) = \sum_{k=1}^t b_k \theta_k(P) \quad \text{Ec. A9.14}$$

$$= \begin{bmatrix} b_1 \\ \dots \\ b_t \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} \theta_1(P) \\ \dots \\ \theta_t(P) \end{bmatrix} = [b] \bullet [\theta(P)] \quad \text{Ec. A9.15}$$

Clase $U\Theta$: Los valores de [L] y de [b] se obtienen al resolver el sistema de ecuaciones:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^m L_i \Theta_{ji} + \sum_{k=1}^t b_k \theta_k(P_j) = U_j \\ \sum_{i=1}^m L_i \theta_h(P_i) = 0 \\ j = 1, 2, \dots, m \\ h = 1, 2, \dots, t \end{array} \right. \quad \text{Ec. A9.16}$$

Que se escribe matricialmente:

$$\begin{bmatrix} A & \theta_{mt} \\ \theta_{tm} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L \\ b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_w \\ 0 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.17}$$

Donde:

$$[U_w] = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_m \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.18}$$

Y el valor estimado se obtiene:

$$U_e = \sum_{i=1}^m L_i \Theta_{ei} + \sum_{k=1}^t b_k \theta_k(P_e) \quad \text{Ec. A9.19}$$

Que se escribe matricialmente:

$$U_e = \begin{bmatrix} A & \theta_{mt} \\ \theta_{tm} & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} U_w \\ 0 \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} \Theta_{e1} \\ \dots \\ \Theta_{em} \\ \theta_1(P_e) \\ \dots \\ \theta_t(P_e) \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.20}$$

$$= \begin{bmatrix} L \\ b \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} \Theta_e \\ \theta_e \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.21}$$

Clase ΘU : Los valores de $[\lambda]$ y de $[b]$ se obtienen al resolver el sistema de ecuaciones:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^m \lambda_i \Theta_{ij} + \sum_{k=1}^t b_k \theta_k(P_j) = \Theta_{ej} \\ \sum_{i=1}^m \lambda_i \theta_h(P_i) = \theta_h(P_e) \\ j = 1, 2, \dots, m \\ h = 1, 2, \dots, t \end{array} \right. \quad \text{Ec. A9.22}$$

Que se escribe matricialmente:

$$\begin{bmatrix} A_T & \theta_{mt} \\ \theta_{tm} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_e \\ b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Theta_e \\ \theta_e \end{bmatrix} \quad \text{Ec. A9.23}$$

Y el valor estimado se obtiene:

$$U_e = \begin{bmatrix} A_T & \theta_{mt} \\ \theta_{tm} & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Theta_e \\ \theta_e \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} U_W \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_e \\ b \end{bmatrix} \bullet \begin{bmatrix} U_W \\ 0 \end{bmatrix} = [\lambda_e] \bullet [U_W]$$

$$= \sum_{i=1}^m \lambda_i U_i \quad \text{Ec. A9.24}$$

El lector podrá notar que si se estima en la clase $U\Theta$ usando la ecuación A9.19 entonces este solo tiene que ser resuelto una vez y sus soluciones permiten estimar U_e para cualquier valor de P_e . Una ventaja adicional es que también se puede mostrar explícitamente la expresión general de la deriva.

Una aproximación o cota del error de estimación puede obtenerse mediante la ecuación:

$$\alpha_e = \sum_{i=1}^m |\lambda_i| |U_i - U_e| \quad \text{Ec. A9.25}$$

O mediante la adecuación de escalas:

$$\mathcal{L}_e = \frac{\sigma_{d_{ij}}}{\sqrt{m_d}} \sum_{i=1}^m |\lambda_i| \|U_i - U_e\| \quad \text{Ec. A9.26}$$

Donde d_{med} es el valor medio de las m_d distancias no nulas que se pueden calcular entre parejas de coordenadas de los puntos de W :

$$d_{med} = \frac{\sum_{\substack{i, j=1, \dots, m \\ d_{ij} \neq 0}} d_{ij}}{m_d} \quad \text{Ec. A9.27}$$

que permite calcular la Desviación Estándar de las m_d distancias mencionadas:

$$\sigma_{d_{ij}} = \sqrt{\frac{\sum_{\substack{i, j=1, \dots, m \\ d_{ij} \neq 0}} (d_{ij} - d_{med})^2}{m_d - 1}} \quad \text{Ec. A9.28}$$

Anexo 10: Influencia del ángulo α en el modelo de estimación UPD

Primero, sin perder generalidad, se ejemplificará para el caso 2D que los valores estimados Z_e están más influenciados por los datos (P_i, Z_i) cuando P_i está más cercanos a P_e .

Sean los datos $(2;0;4)$ $(4;2;4)$ $(2;4;8)$ y $(0;2;4)$. Nótese que todos están a la misma distancia de $P_e=(2;2)$. Estimando $Z_e(P_e)$ siguiendo un modelo UPD con $p=1,45$ y $s=0$ y una deriva con $t=1$ y $\theta_1(P)=1$, se obtiene que $L=[0,25;0,25;0,25;0,25]$, $[b]=[-1,3919]$ y $Z_e=5$. En la figura A10.2 se ilustra el comportamiento del estimador para estos datos.

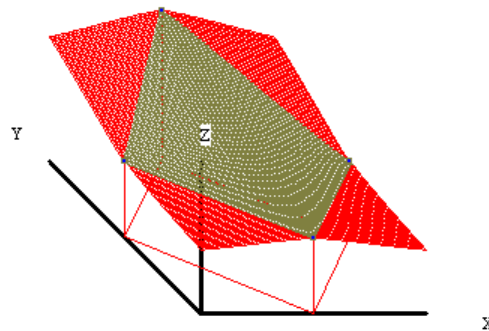


Figura A10.1: Modelo 2D del estimador UPD con el dato $(2;4;8)$.

Acerquemos el punto $(2;4)$ al punto P_e tomando este dato como $(2;3;8)$. Los resultados son $L=[0,1133;0,2407;0,5327;0,1133]$, $[b]=[-0,9115]$ y $Z_e=6,1309$, lo cual muestra la veracidad de la aseveración de que los valores estimados Z_e están más influenciados por los datos (P_i, Z_i) cuando P_i está más cercanos a P_e . La figura A10.2 ilustra el comportamiento del estimador para los datos.

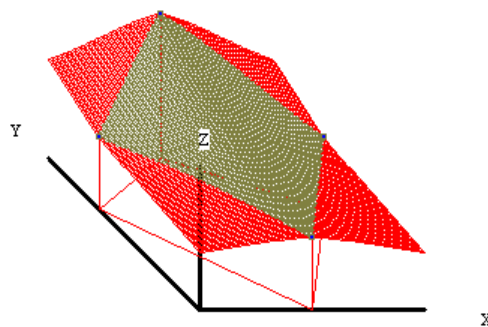


Figura A10.2: Modelo 2D del estimador UPD con el dato $(2;3;8)$.

En segundo lugar, veamos cómo transformar la distancia para lograr que los puntos con direcciones cercanas al ángulo de dirección predominante del viento α (o $\alpha+\pi$) se asuman como más cercanos y por tanto sus informaciones influyan más durante la estimación.

Se conoce a partir de la ecuación A9.4 que:

$$d_{ij} = \sqrt{(X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2 + (Z_i - Z_j)^2 + s^2}$$

Esta ecuación se puede escribir como:

$$d_{ij} = \sqrt{D_{xy} + (Z_i - Z_j)^2 + s^2} \quad \text{Ec. A10.1}$$

Donde: $D_{xy} = (X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2$

Con el fin de presentar un algoritmo práctico viable la transformación que proponen los matemáticos e informáticos de la Universidad de Moa contempla que todos los ángulos planos se toman en el intervalo $[0;\pi]$. Entonces se asume que:

$$d_{ij} = \sqrt{(a + b\delta)D_{xy} + (Z_i - Z_j)^2 + s^2} \quad \text{Ec. A10.2}$$

Donde a y b se calculan tal que cumplan que:

- $a \in (0;1]$ es la fracción de D_{xy} que se quiere obtener cuando $\delta=|\alpha-\beta_{ij}|=0$, y:
- $b=2(1-a)/\pi$ que garantiza que cuando $\delta=\pi/2$ entonces D_{xy} mantiene su valor.

Anexo 11: Soportes Global y Compacto

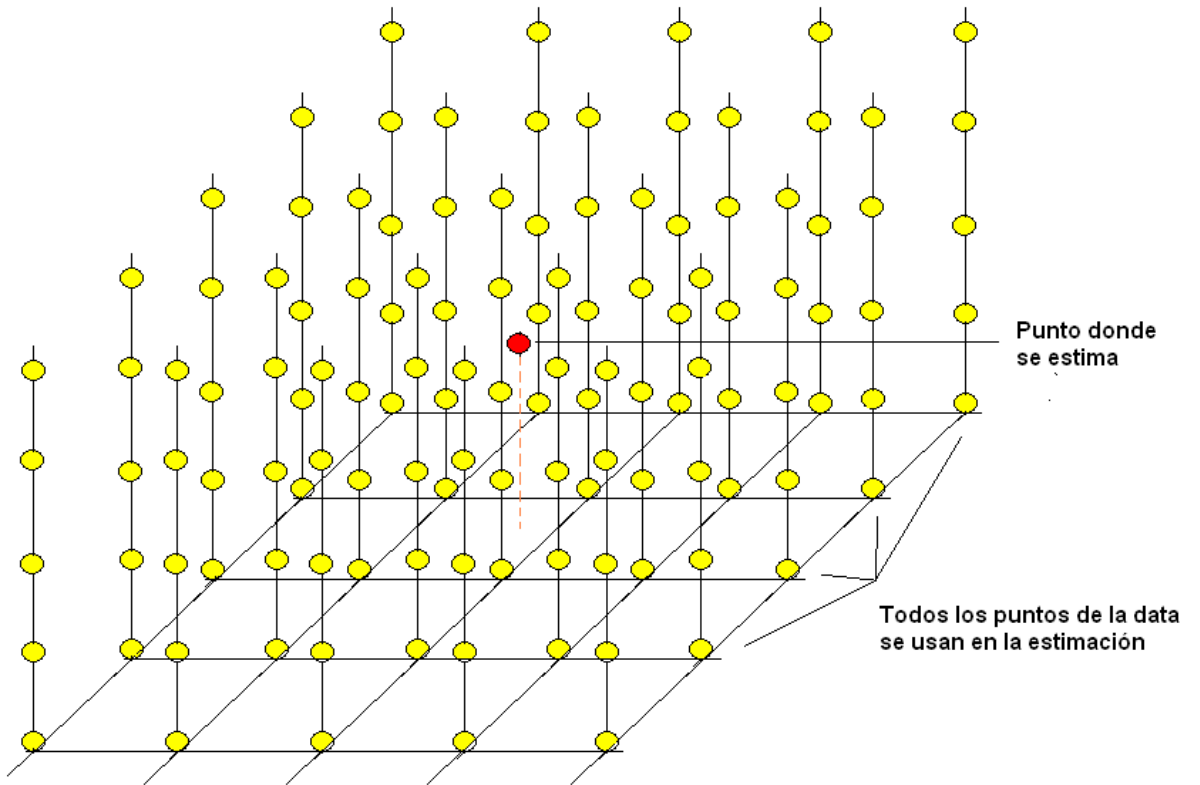


Figura A11.1: Soporte Global para una estimación puntual. Los datos usados en amarillo.

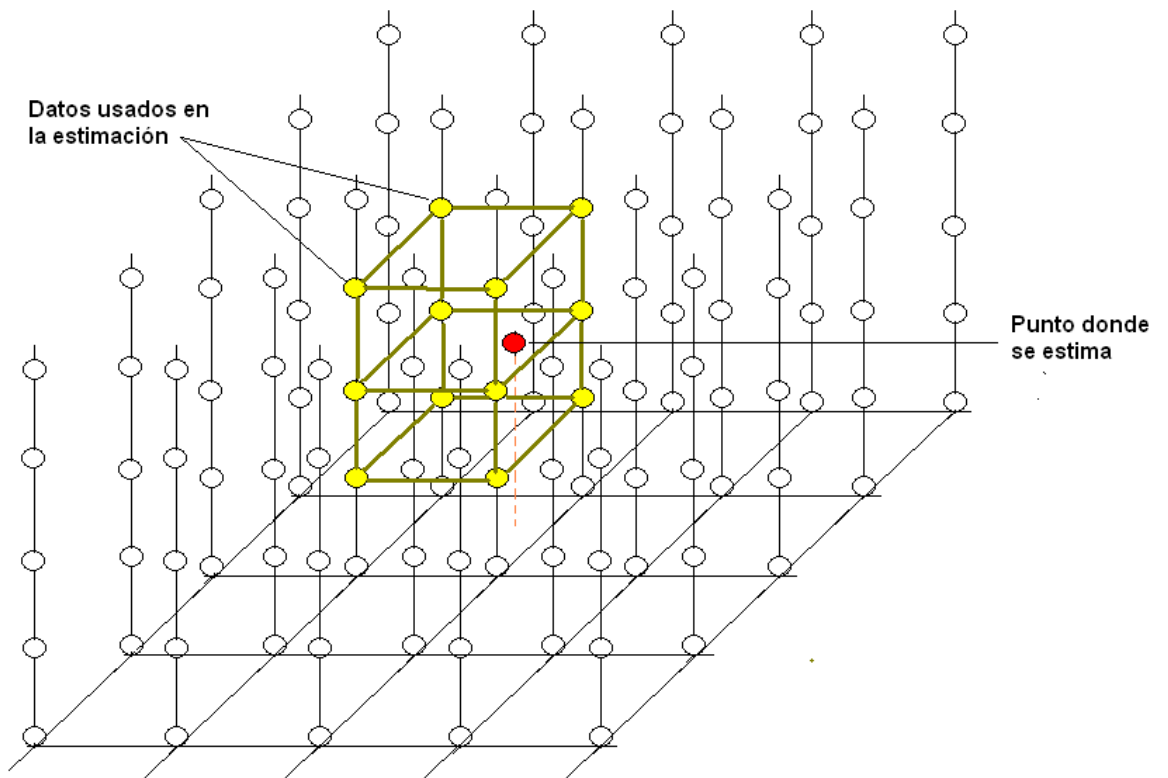


Figura A11.2: Soporte Compacto para una estimación puntual. Los datos usados en amarillo.

Anexo 12: Obtención de K y C combinando (A,U,θ) y estimación vertical

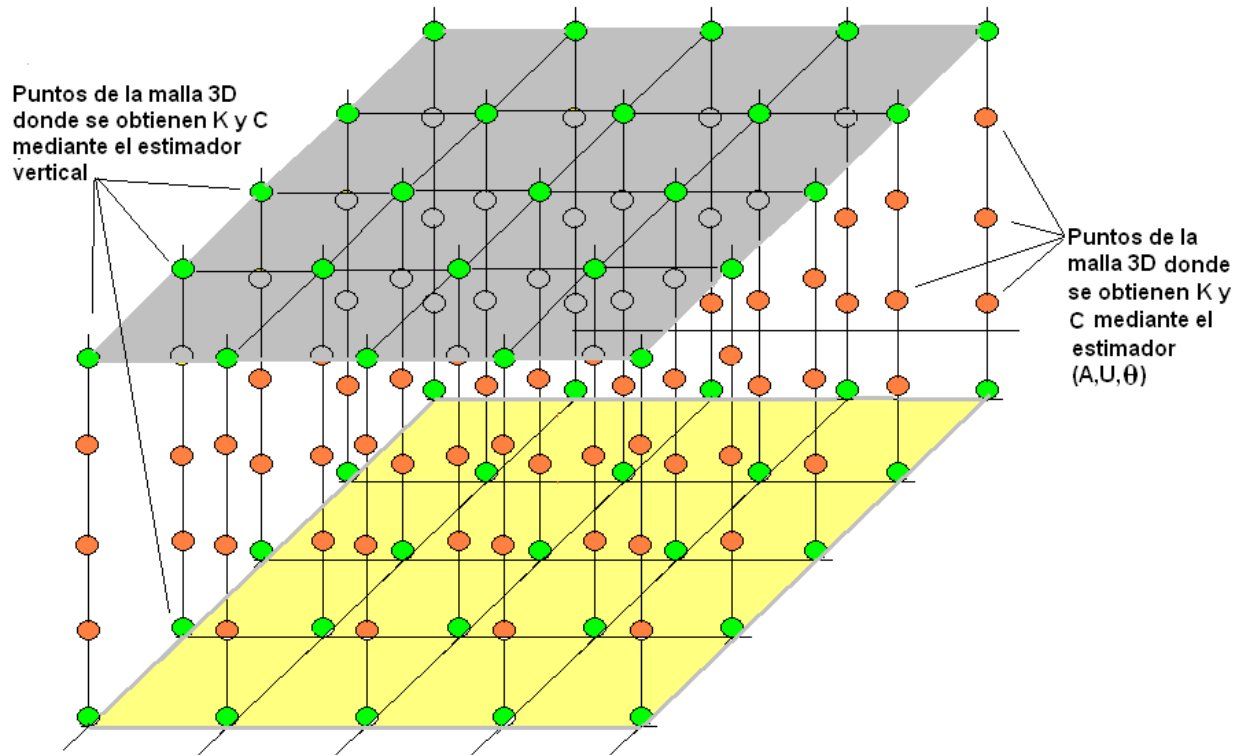


Figura A12: En los puntos de la malla que tienen cotas intermedias se estiman K y C con el estimador (A,U,θ) . En los puntos de cotas pequeñas y grandes, K y C se estiman mediante las ecuaciones A17.7 – A17.9 (estimador vertical).

Anexo 13: Modelos de rugosidad y velocidad media en la aplicación Eolica

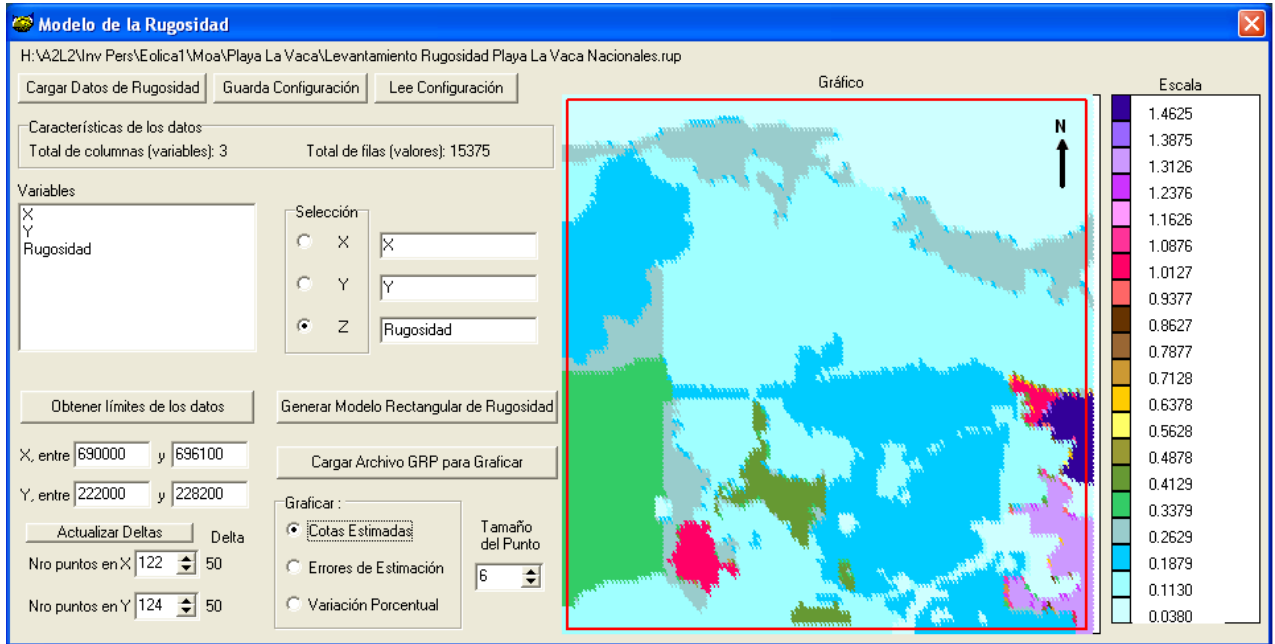


Figura A13.1: Ventana para modelar el coeficiente de rugosidad n .

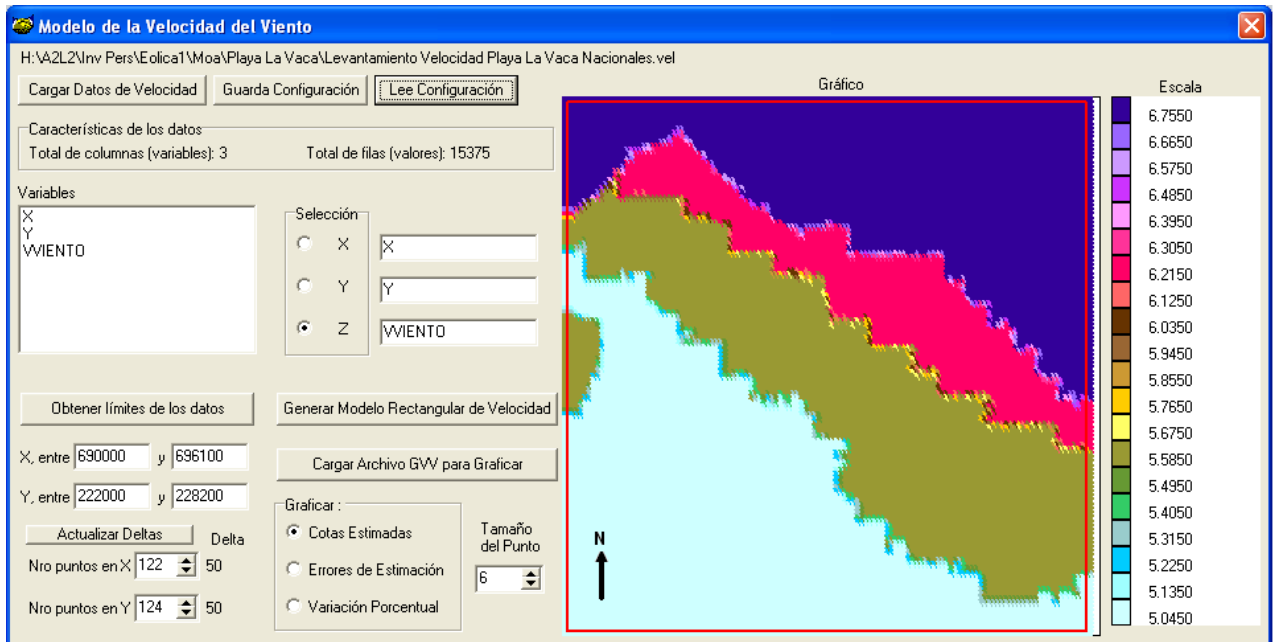


Figura A13.2: Ventana para modelar la velocidad media a cierta altura Z^* .

Anexo 14: Diálogo para revisar y corregir errores en las direcciones.

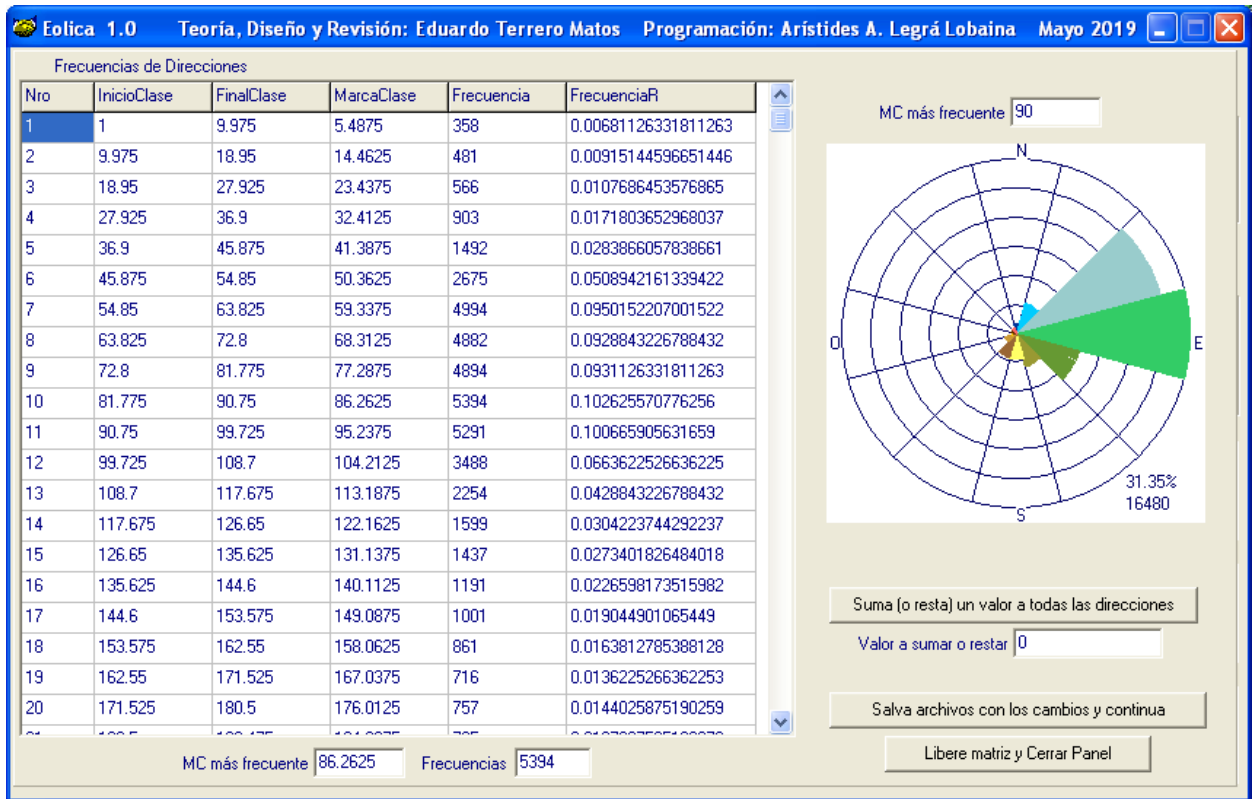


Figura A14: Revisión y corrección de direcciones.

Anexo 15: Series temporales de velocidades y direcciones

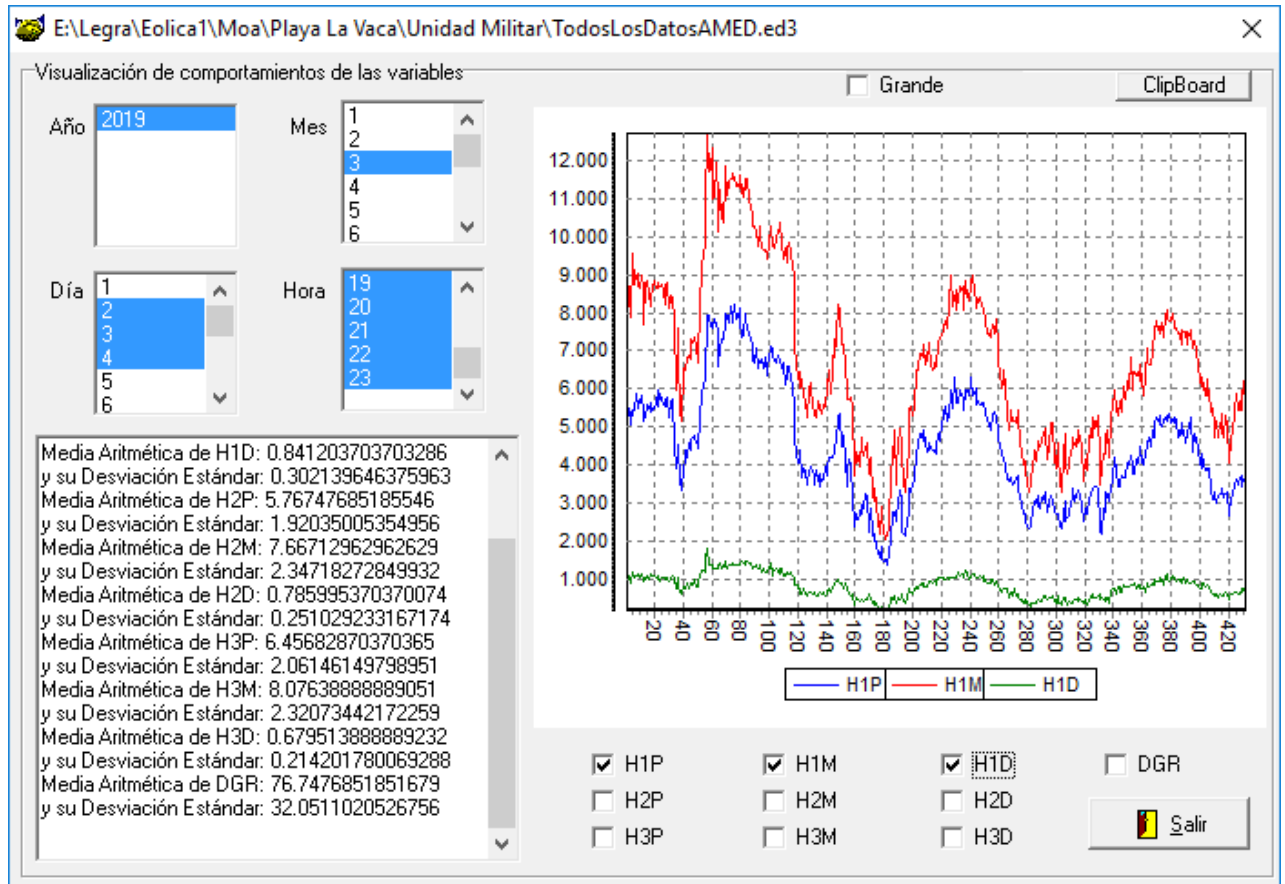


Figura A15: Series temporales de velocidades (media, máxima y desviación estándar) y direcciones.

Anexo 16: Tablas de potencia y energía a partir de los datos

Tablas de densidad de potencias, turbulencias y energía

Potencia y Energía

Calculadora de Densidad del Aire

h | 0 | T | 25 | DA | 1.184 | Salir

Temperatura Media por Hora y mes del Año Guardar Leer

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	20	21	20	21	22	22	23	23	21	21	20	19
1	21	22	21	22	23	23	24	24	22	22	21	20
2	20	21	20	21	22	22	23	23	21	21	20	19
3	21	22	21	22	23	23	24	24	22	22	21	20
4	20	21	20	21	22	22	23	23	21	21	20	19
5	21	22	21	22	23	23	24	24	22	22	21	20
6	20	21	20	21	22	22	23	23	21	21	20	19

Densidad Media del Aire por Hora y mes del Año Altura 30 Calcular

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1.1998	1.1958	1.1998	1.1958	1.1918	1.1918	1.1878	1.1878	1.1958	1.1958	1.1998	1.204
1	1.1958	1.1918	1.1958	1.1918	1.1878	1.1878	1.1838	1.1838	1.1918	1.1918	1.1958	1.1998
2	1.1998	1.1958	1.1998	1.1958	1.1918	1.1918	1.1878	1.1878	1.1958	1.1958	1.1998	1.204
3	1.1958	1.1918	1.1958	1.1918	1.1878	1.1878	1.1838	1.1838	1.1918	1.1918	1.1958	1.1998
4	1.1998	1.1958	1.1998	1.1958	1.1918	1.1918	1.1878	1.1878	1.1958	1.1958	1.1998	1.204
5	1.1958	1.1918	1.1958	1.1918	1.1878	1.1878	1.1838	1.1838	1.1918	1.1918	1.1958	1.1998
6	1.1998	1.1958	1.1998	1.1958	1.1918	1.1918	1.1878	1.1878	1.1958	1.1958	1.1998	1.204

Opciones de cálculo de potencias

Densidad Constante del Aire

Densidad Variable del Aire

Direcciones de Interés (en grados)

Desde Hasta Usar

Tabla de Potencias, Turbulencias y Energías en direcciones de interés

Figura A16: Temperaturas (grados Celsius) y densidad (kg/m^3) por horas de cada mes.

Nota: El botón Tabla de potencias, turbulencias y energías en direcciones de interés conduce a resultados como los siguientes:

Resultados Estadísticos de Densidad de Potencia (W / m^2) y Energía ($\text{kW h} / \text{m}^2$ en 1 años)

Tomando todos los ángulos

Archivo H:\ A2L2 \ INV PERS \ EOLICA1 \ MOA\PLAYA LA VACA \ COLINA 4 \
 TODOSLOSDATOSAMED.E20

Media Aritmética de Densidad de Potencias para $Z=10$: 61,7709585871964

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 76,2068136152966

Media Aritmética de Densidad de Potencias para $Z=30$): 132,529730450957

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 162,315876544175

Media Aritmética de Densidad de Potencias para $Z=50$): 186,93241512463

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 223,623353726202

Promedio del Índice de Turbulencias para $Z=10$: 20,0177142110128

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 5,8284312888529

Promedio del Índice de Turbulencias para $Z=30$: 15,1510218733734

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 5,6691135802446

Promedio del Índice de Turbulencias para $Z=50$: 13,1440308307613

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 5,762132938339

Suma de Energía para $Z=10$: 541,113597223839

Suma de Energía para $Z=30$: 1160,9604387504

Suma de Energía para $Z=50$: 1637,52795649175

Anexo 17: Histogramas y distribución de Weibull. Métodos de ajuste

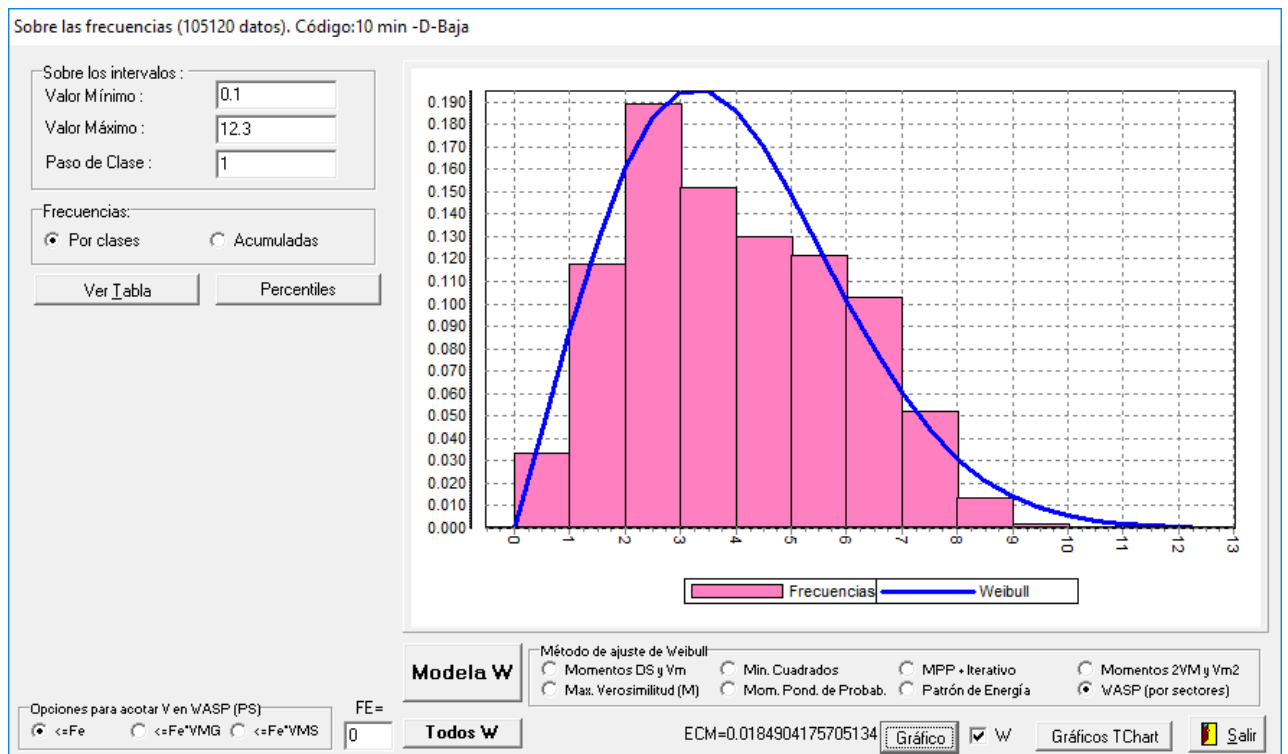


Figura A17: Histogramas y cálculos del modelo por distribución de Weibull.

El botón **Modelar W** conduce a un informe como el siguiente:

Total de datos: 52560

Velocidad media de los datos: 3,98418918061896 (m/s)

Desviación estándar de los datos: 1,96164587334405 (m/s)

Coefficiente de variación de los datos: 0,492357612657162

Aplicando método del WASP (por sectores)

K: 2,0776751190424

C: 4,48968485064855 (m/s)

Velocidad Media: 3,97684103307139 (m/s)

Desviación Estándar: 2,00874982041698 (m/s)

Intensidad de Turbulencia: 50,51 %

Moda: 5,81249045487505 (m/s)

Densidad de Potencia (W / m²): 68,5209578785531

Factor de energía: 1,8402932159678

Velocidad donde se obtiene máxima potencia: 4,45665015989415 (m/s)

Error Cuadrático Medio: 0,0184904175705134 (m/s)

El botón **Todos W** modela e informa sobre 8 métodos de ajuste de una distribución de Weibull que se presentan en esta investigación (Dongbum *et al.*, 2018).

A continuación, se describen algunos de estos métodos y, además: el método de Estimación Vertical (que no se usa en la práctica de esta tesis) y el método de los momentos V_m^2 y $(V_m)^2$ que se usa en el método por sectores.

Método de los Momentos V_m y σ_m

Las ecuaciones, 1.13 y 1.14 indican la relación entre V_m , σ_m , K y C que permite concluir que si se conocen los dos primeros valores entonces es posible calcular los dos últimos. En este sentido, Moreno *et al.* (2017) explican que si se conocen la velocidad media V_m y la desviación estándar σ_m entonces se puede calcular el parámetro de forma (K) de la distribución de Weibull ya que

$\frac{\sigma_m}{V_m} = \frac{q_2}{q_1^2} - 1$. El cálculo se facilita con la tabla que se presenta en la página 125 del texto citado

y que parcialmente se reproduce en la tabla A2 del anexo 2 junto a la fórmula correspondiente (Villarubia, 2012). El valor de C se obtiene mediante 1.13; este método tiene la ventaja de ser simple; o sea: es más eficiente y depende menos de los valores extremos de las velocidades medidas.

Método de la Máxima Verosimilitud (modificado)

Según Pérez *et al.* (2007):

$$K = \frac{\pi}{\sqrt{6}} \left[\frac{n(n-1)}{n \left(\sum_{i=1}^n \ln^2(v_i) \right) - \left(\sum_{i=1}^n \ln(v_i) \right)^2} \right]^{0.5} \quad \text{Ec. A17.1}$$

$$C = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v_i)^K \right)^{1/K} \quad \text{Ec. A17.2}$$

Método de los Mínimos Cuadrados

Algunos trabajos (Justus *et al.*, 1977; Falces de Andrés, 2015), describen un procedimiento para obtener K (adimensional) y C (m/s) que se basa en los pasos (Conradsen *et al.*, 1984; Serrano, 2013):

- a) Se define la función de distribución acumulativa de Weibull

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \quad \text{Ec. A17.3}$$

- b) Tomando el logaritmo neperiano en ambos miembros de la ecuación anterior y realizando algunas transformaciones se obtiene:

$$\ln[-\ln(1-F(V))] = K \ln(V) - K \ln(C) \quad \text{Ec. A17.4}$$

- c) Asumiendo que: $Y = \ln[-\ln(1-F(V))]$; $X = \ln(V)$; $A = K$; $B = -K \ln(C)$, entonces se ajusta por el Método de los Mínimos Cuadrados el modelo $Y = A X + B$ de manera que se obtienen los valores de los parámetros de Weibull: $K = A$ y $C = e^{-B/K}$.

Debido a que este ajuste no es exacto, es importante conocer el coeficiente de correlación r que informe sobre la calidad del ajuste y por tanto permite evaluar la eficacia del modelo de Weibull.

Método de Momentos Ponderados de Probabilidad

Según Pérez *et al.* (2007):

$$K = \frac{\ln(2)}{L_2} \quad \text{Ec. A17.5}$$

$$C = \exp\left[L_1 + \frac{0,5772}{K}\right] \quad \text{Ec. A17.6}$$

Donde:

$$L_1 = b_0$$

$$L_2 = 2 b_1 - b_0$$

y:

$$b_0 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(v_i)$$

$$b_1 = \sum_{i=1}^n \frac{n-i}{n(n-1)} \ln(v_i)$$

Método de momentos ponderados de probabilidad y aproximación iterativa

Se calculan K y C mediante las ecuaciones del método anterior y luego se aproximan estos valores mediante un procedimiento iterativo que permite que los valores de K y C sean tales que el valor del Error Cuadrático Medio (err) sea pequeño con lo cual se consigue que la distribución esté bien ajustada al histograma de frecuencias relativas.

Método de Estimación Vertical

Según Moreno *et al.* (2006) también pueden obtenerse valores de K y C a la altura Z del punto (X,Y) si se conocen K_o, C_o y V_o a la altura Z_o mediante las ecuaciones siguientes:

$$K = \frac{1 - 0,088 \ln(Z_o / 10)}{1 - 0,088 \ln(Z / 10)} K_o \quad \text{Ec. A17.7}$$

$$C = C_o \left(\frac{Z}{Z_o} \right)^\beta \quad \text{Ec. A17.8}$$

$$\text{Donde } \beta = \frac{0,37 - 0,088 \ln(C_o)}{1 - 0,088 \ln(Z_o / 10)} \quad \text{Ec. A17.9}$$

Método del factor de patrón de energía

Según Werapun *et al.* (2015) se calcula:

$$E_{\text{pf}} = \frac{\overline{v^3}}{(\overline{v})^3} \quad \text{Ec. A17.10}$$

$$k = 1 + \frac{3,69}{E_{\text{pf}}^2} \quad \text{Ec. A17.11}$$

Finalmente, el valor de C se calcula mediante la ecuación 1.13.

Método de los momentos $V_{m,y}^2 (V_m)^2$. (Troen y Lundtang, 1990)

Se calcula:

$$e = \frac{(\overline{v})^2}{\overline{v^2}} \quad \text{Ec. A17.12}$$

Se resuelve la ecuación numérica no lineal en k:

$$e = \frac{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2k}\right)} \quad \text{Ec. A17.13}$$

Para resolver la ecuación, en este trabajo se sigue la propuesta del Departamento de Matemáticas de la Universidad de Moa que consiste en usar el método de Bisección. Finalmente, el valor de C se calcula mediante la ecuación 1.13.

Método por Sectores propuesto por el WASP (Troen y Lundtang, 1990).

Para cada uno de los $i=1,2,\dots,12$ sectores de la rosa de los vientos se calcula K_i y C_i mediante el método del factor de patrón de energía (que incluye el cálculo de la media aritmética de la velocidad en el sector i : $M_i = \left(\bar{v}\right)_i$.

Si se desea puede calcularse cada valor E_{pfi} descartando las velocidades del viento menores que cierto valor de cota que:

- se fija según el valor de $FE > 0$
- es una fracción $FE * V_mG$, donde V_mG es la media general de V ; y FE está entre 0 y 1
- es una fracción $FE * V_mS$, donde V_mS es la media de V en cada sector; y FE entre 0 y 1

Para cada sector i se calcula las frecuencias f_i y las medias: $u_i^2 = \left(\overline{v^2}\right)_i$ y se obtienen los valores medios ponderados:

$$M = \frac{\sum_{i=1}^{12} f_i * M_i}{\sum_{i=1}^{12} f_i} \quad \text{Ec. A17.14}$$

$$u^2 = \frac{\sum_{i=1}^{12} f_i * u_i^2}{\sum_{i=1}^{12} f_i} \quad \text{Ec. A17.15}$$

Finalmente se obtienen K y C mediante el método de los momentos V_m^2 y $(V_m)^2$.

En el Capítulo 3 de esta investigación este es el método utilizado sin eliminar ningún dato sea cual sea el valor de su velocidad.

Anexo 18: Modelos de Distribución de Weibull y de Rosa de los Vientos

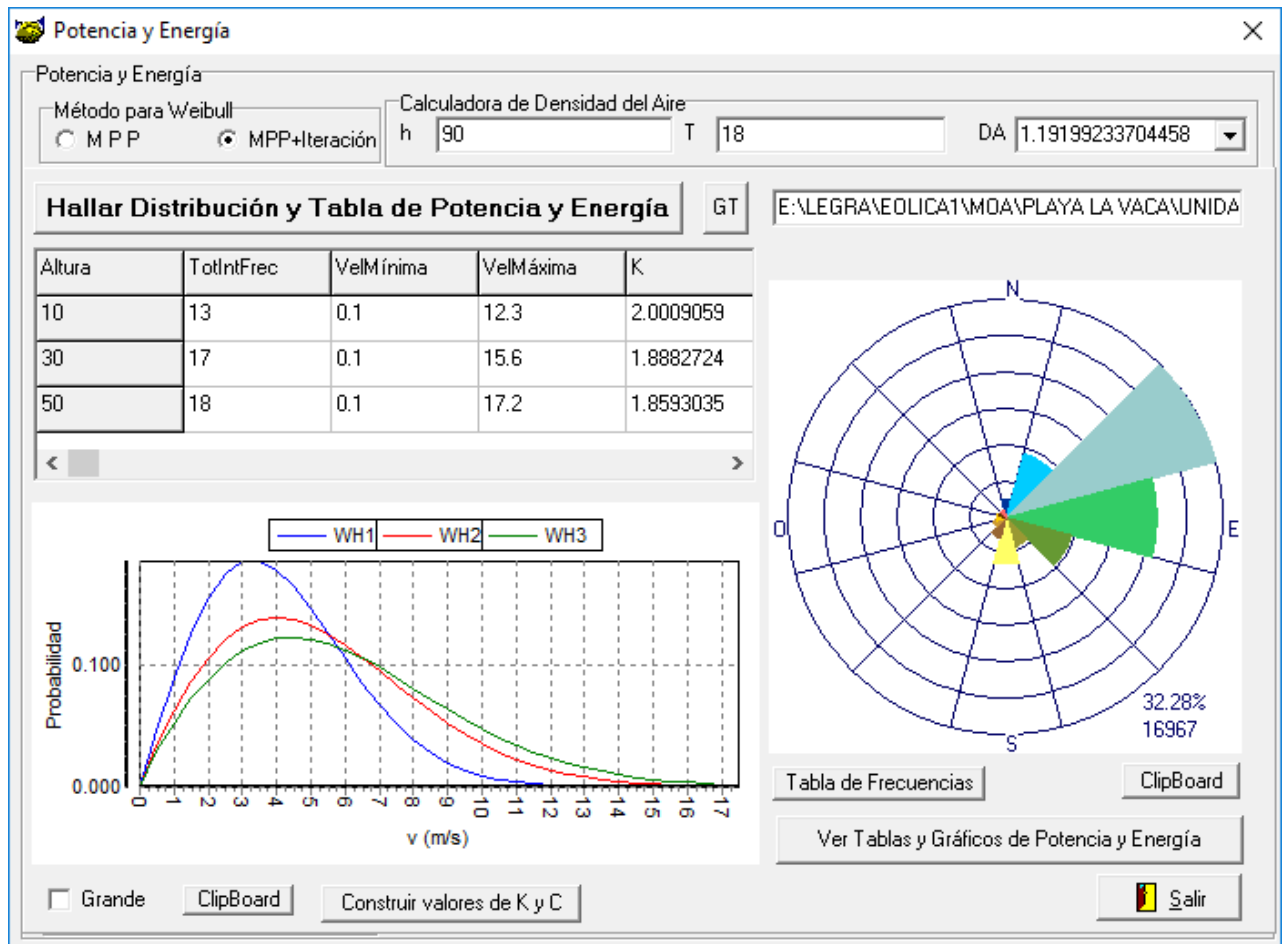


Figura A18: Diálogo para obtener tablas de potencias y energía a partir de K y C para las alturas muestreadas y modeladas.

Anexo 19: Datos para obtener modelos 3D de K y C

Eolica 1.0 Teoría, Diseño y Revisión: Eduardo Terrero Matos Programación: Aristides A. Legrá Lobaina Marzo 2020

Datos inferiores para estimador AUF

Nombre	X	Y	Z	K	C	Zo	Lr	Vm
Unidad Militar	695770.252	225503.133	10	2.0776751190424	4.48968485064855	11.9219573980121	0.0007720000000000	3.97684103307139
Unidad Militar	695770.252	225503.133	30	1.97937551140785	5.77382303937053	11.9219573980121	0.0007720000000000	5.11801466262949
Unidad Militar	695770.252	225503.133	50	1.94585739821196	6.35627260803916	11.9219573980121	0.0007720000000000	5.63653026188316
Unidad Militar	695770.252	225503.133	70	1.91152277588844	6.80528335526133	11.9219573980121	0.0007720000000000	6.03768145755868
Unidad Militar	695770.252	225503.133	90	1.87765038758516	7.12171480251915	11.9219573980121	0.0007720000000000	6.32212460833089
Unidad Militar	695770.252	225503.133	110	1.84908173233271	7.2752136673521	11.9219573980121	0.0007720000000000	6.46208874744537
Colina 4	694011.269	223867.099	10	2.21922668814659	4.46050520311347	124.488249203493	0.0007720000000000	3.95048173832639
Colina 4	694011.269	223867.099	30	2.23548601567745	5.77151035951161	124.488249203493	0.0007720000000000	5.11182524271844
Colina 4	694011.269	223867.099	50	2.25820387899876	6.5044925792262	124.488249203493	0.0007720000000000	5.76144798890431
Colina 4	694011.269	223867.099	70	2.26170695573092	7.05489813772528	124.488249203493	0.0007720000000000	6.24904716590944
Colina 4	694011.269	223867.099	90	2.24202378839254	7.47450323522522	124.488249203493	0.0007720000000000	6.62030568466841
Colina 4	694011.269	223867.099	110	2.21316813677549	7.79366912629027	124.488249203493	0.0007720000000000	6.90246990818703
Colina 2	693772.668	224069.631	10	2.10820424556732	4.73683328800645	129.61400452822	0.0007719999999999	4.19533034676716
Colina 2	693772.668	224069.631	30	2.06278472393751	6.46715141114602	129.61400452822	0.0007719999999999	5.72887252809165
Colina 2	693772.668	224069.631	50	2.1701989248395	6.77910272151415	129.61400452822	0.0007719999999999	6.00361812706395
Colina 2	693772.668	224069.631	70	2.21345971524715	7.02279325185304	129.61400452822	0.0007719999999999	6.2197453972578
Colina 2	693772.668	224069.631	90	2.20144431293011	7.19097227984488	129.61400452822	0.0007719999999999	6.36859221040913
Colina 2	693772.668	224069.631	110	2.17232558131218	7.27891554986684	129.61400452822	0.0007719999999999	6.44624621577148

Cerrar Panel

Figura A19: Datos para obtener modelo 3D eolo-energético.

Anexo 20: Representación de variables del modelo 3D de K y C

Modelo de Recursos Eólicos y sus gráficos

@X	Y	Z	Z0	LR	K	EK
693372	223857	10	80.5800000000119	0.00116799999999991	2.14637869337139	0.315523675568
693372	223857	30	80.5800000000119	0.00116799999999991	2.14990580443344	0.324302730032
693372	223857	50	80.5800000000119	0.00116799999999991	2.04529179743289	0.358927909639
693372	223857	70	80.5800000000119	0.00116799999999991	2.0596579567946	0.480793650696
693372	223857	90	80.5800000000119	0.00116799999999991	2.0619082124431	0.527126405569
693372	223857	110	80.5800000000119	0.00116799999999991	2.05673527097893	0.525309333355
693372	224124	10	76.4500000283003	0.00116799999994553	2.12960917121519	0.378652075937
693372	224124	30	76.4500000283003	0.00116799999994553	2.13330533828864	0.386919016749
693372	224124	50	76.4500000283003	0.00116799999994553	2.00308692878406	0.576360880798
693372	224124	70	76.4500000283003	0.00116799999994553	2.02747973539536	0.708683826201
693372	224124	90	76.4500000283003	0.00116799999994553	2.03513477345397	0.746243158717
693372	224124	110	76.4500000283003	0.00116799999994553	2.02985442070497	0.752121359188
693372	224391	10	92.6399999023437	0.00116799999999991	2.15562982964954	0.427340862108
693372	224391	30	92.6399999023437	0.00116799999999991	2.15833509725989	0.429961461842
693372	224391	50	92.6399999023437	0.00116799999999991	2.00397151145685	0.756748663242
693372	224391	70	92.6399999023437	0.00116799999999991	2.04660000713328	0.822754267609
693372	224391	90	92.6399999023437	0.00116799999999991	2.06759944439614	0.788913044730
693372	224391	110	92.6399999023437	0.00116799999999991	2.06291692967141	0.802516786566
693372	224658	10	72.1399999999947	0.00116799999999991	2.12544762622534	0.486993405736
693372	224658	30	72.1399999999947	0.00116799999999991	2.12708786447837	0.491776715354
693372	224658	50	72.1399999999947	0.00116799999999991	1.96392097907294	0.943387422849

Ver Gráfico Salir

Figura A20.1: Representación en tabla de variables del modelo 3D de K y C.

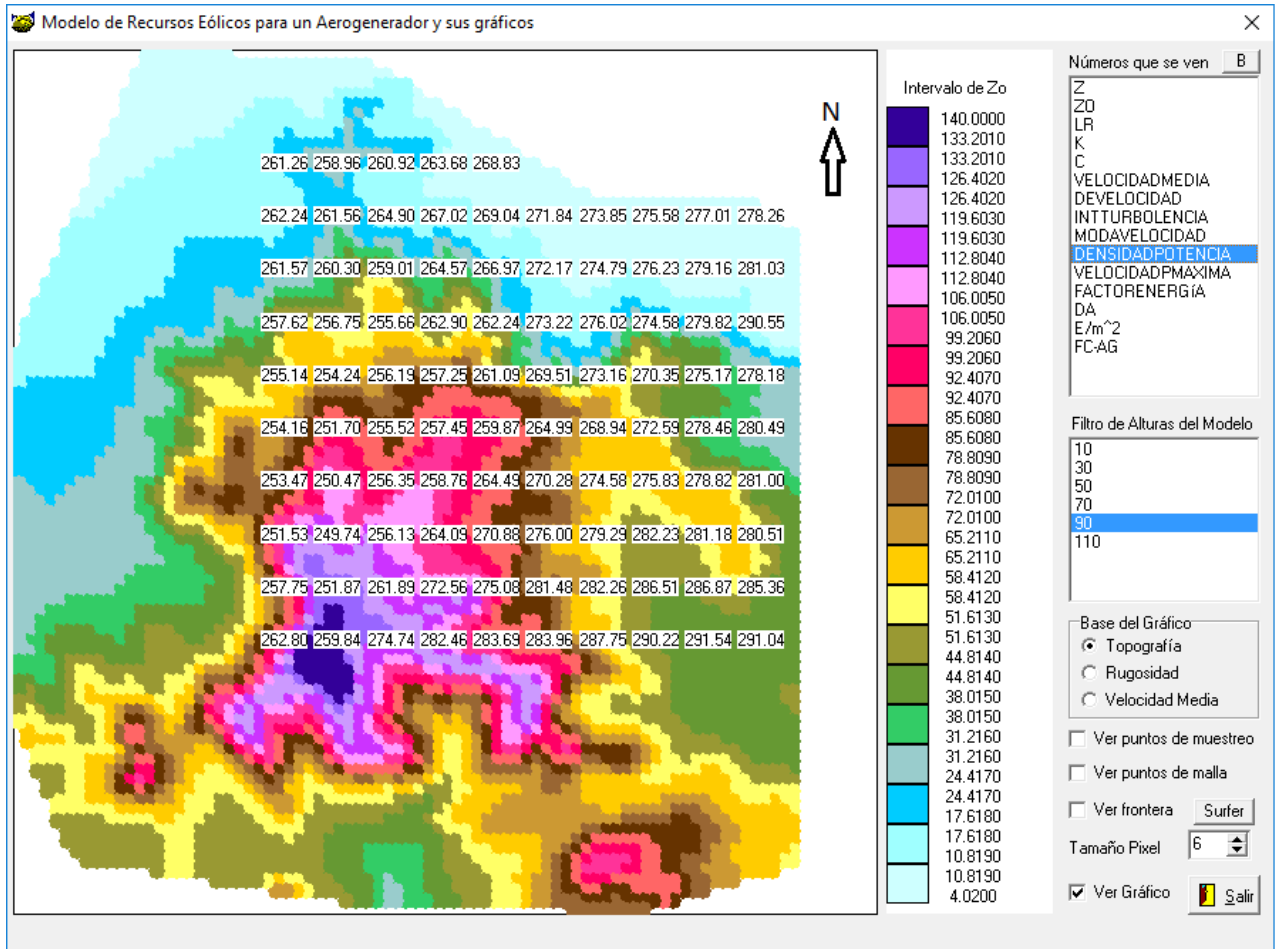


Figura A20.2: Representación gráfica de la variable DP del modelo 3D.

Anexo 21: Datos técnicos y económicos de aerogeneradores

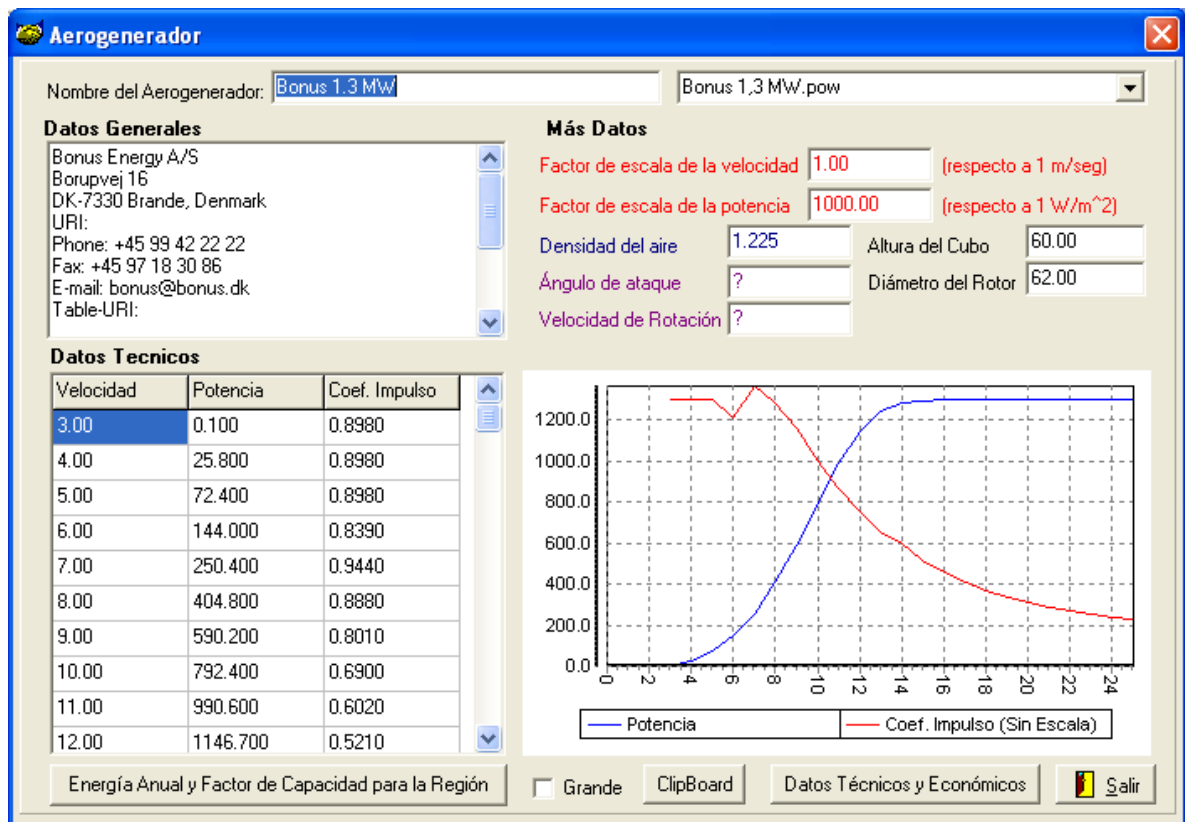


Figura A21: Diálogo para visualizar datos de los aerogeneradores.

Anexo 22: Parques eólicos existentes en Cuba hasta el 2016

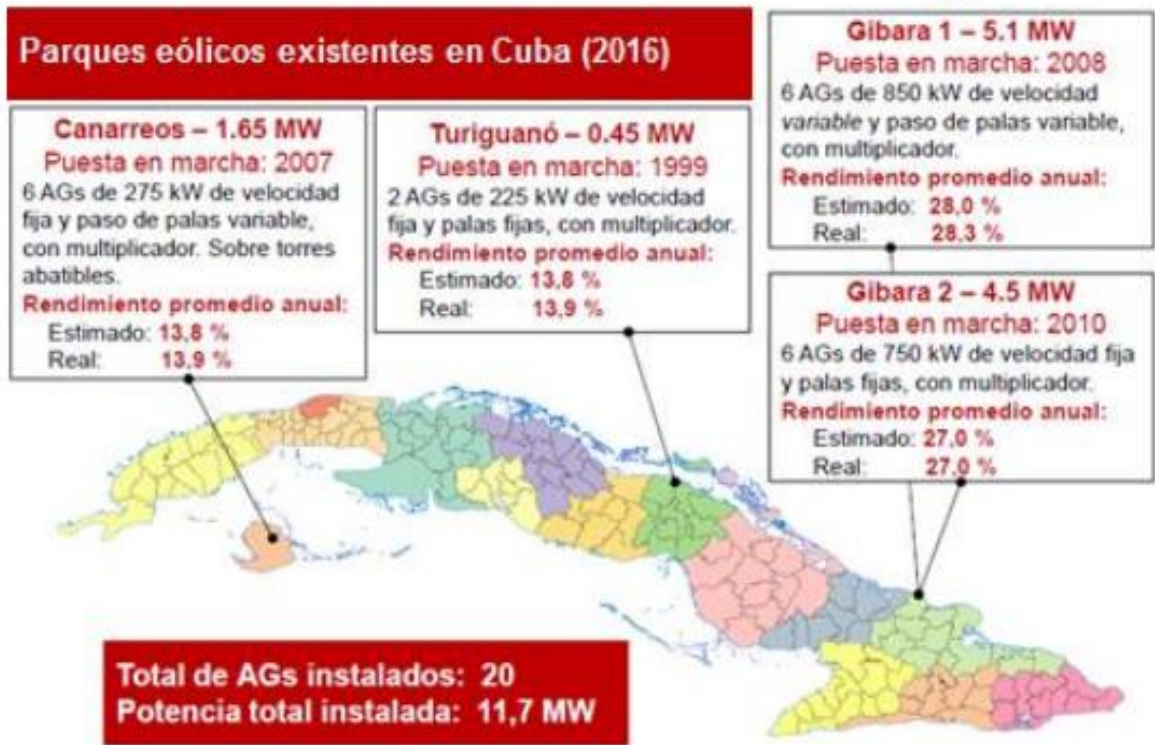


Figura A22. Parques eólicos en Cuba hasta el 2016. Fuente: Moreno Figueredo, 2018: Taller Internacional de Operación y Mantenimiento de Parques Eólicos.

Anexo 23: Programa de 13 Parques Eólicos - 633 MW hasta el 2024

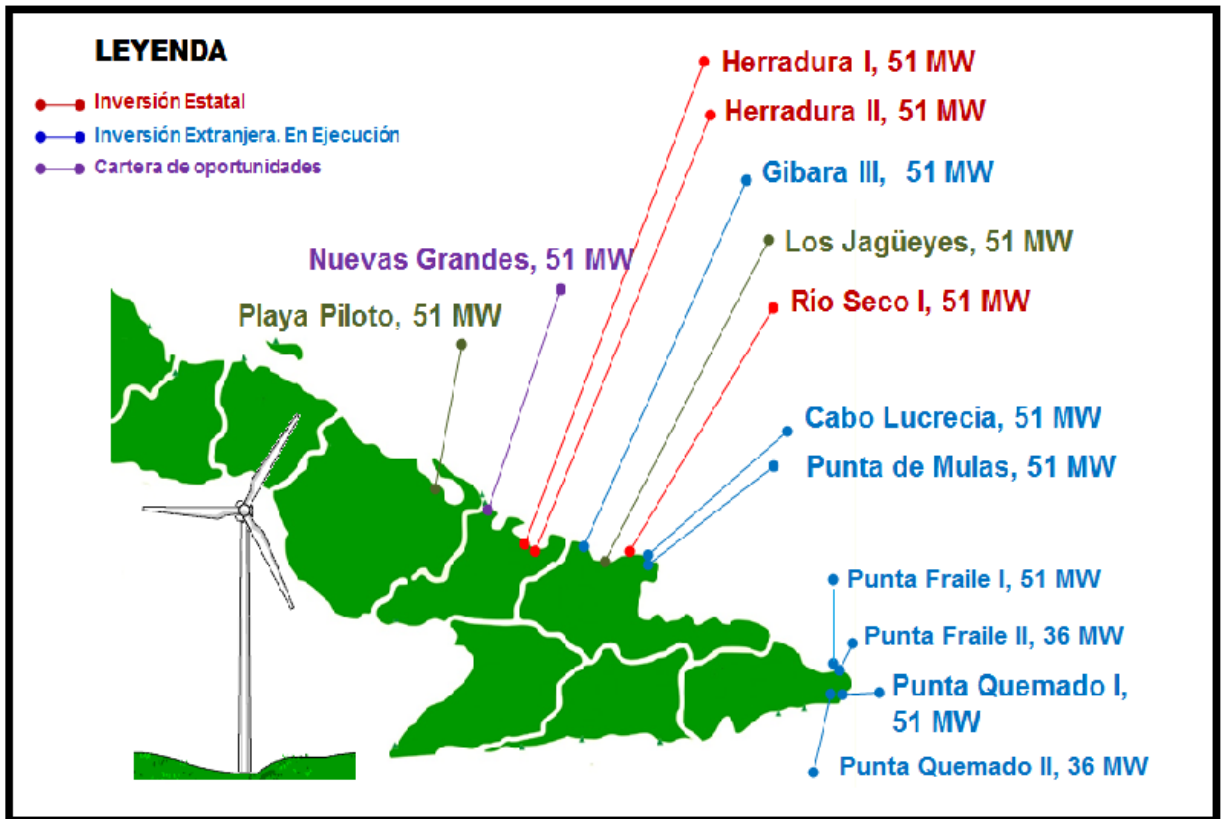


Figura A23. Programa para la instalación de 13 Parques Eólicos - 633 MW hasta el 2024. Fuente:

Ramos, 2017.

Anexo 24: Región de estudio: Sector Playa la Vaca



Figura A24.1: Foto aérea de la región geográfica que contiene a la ciudad de Moa y colinda con el Sector Paya la Vaca.

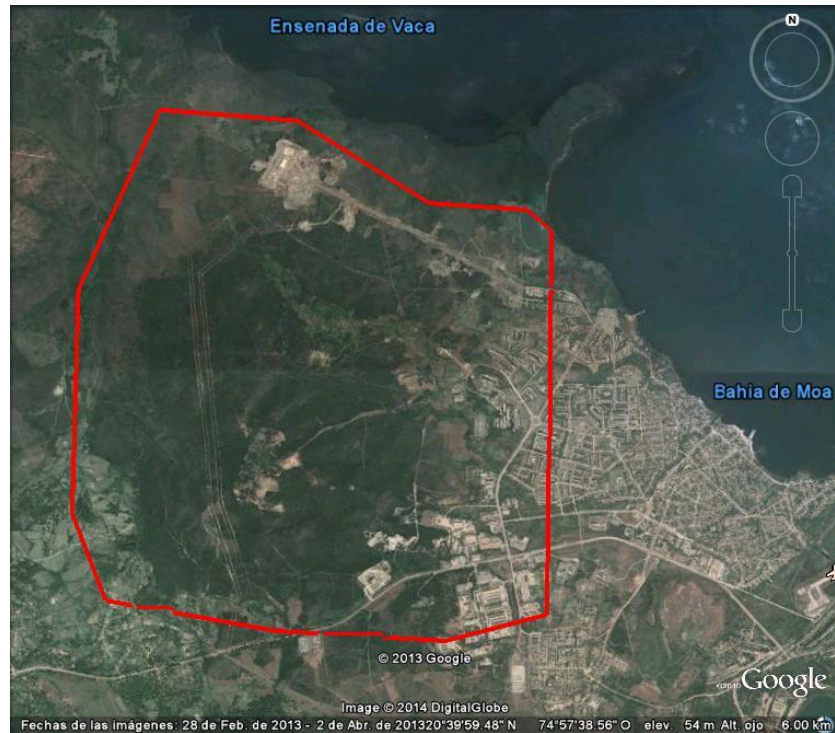


Figura A24.2: Foto aérea de la región de estudio en el Sector Playa la Vaca.

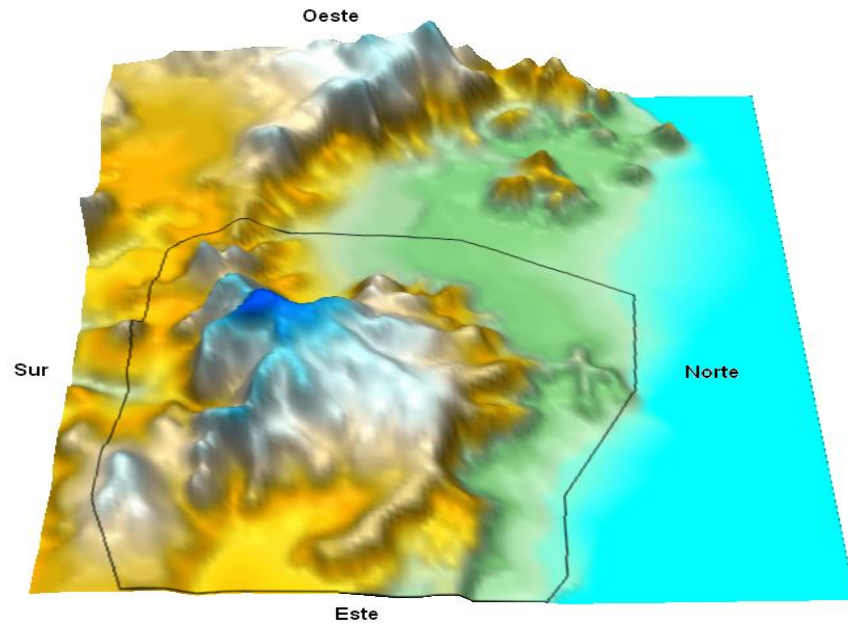


Figura A24.3: Vista 3D del Sector Playa la Vaca (Fuente: Carcassés, 2014).

Tabla A24: Coordenadas nacionales planas de los puntos (nodos) de la frontera de la región de estudio dentro del Sector Playa la Vaca.

X: Oeste-Este (m)	Y: Sur-Norte (m)
692794,243	226778,407
692138,865	225259,848
692138,865	223413,6
692418,599	222710,268
693849,242	222486,48
695271,892	222438,526
696079,126	222686,29
696087,119	225835,302
695847,346	226003,143
695056,097	226027,12
693937,158	226698,483
692794,243	226778,407

Anexo 25: Frontera de búsqueda de torres de medición en la región de estudio

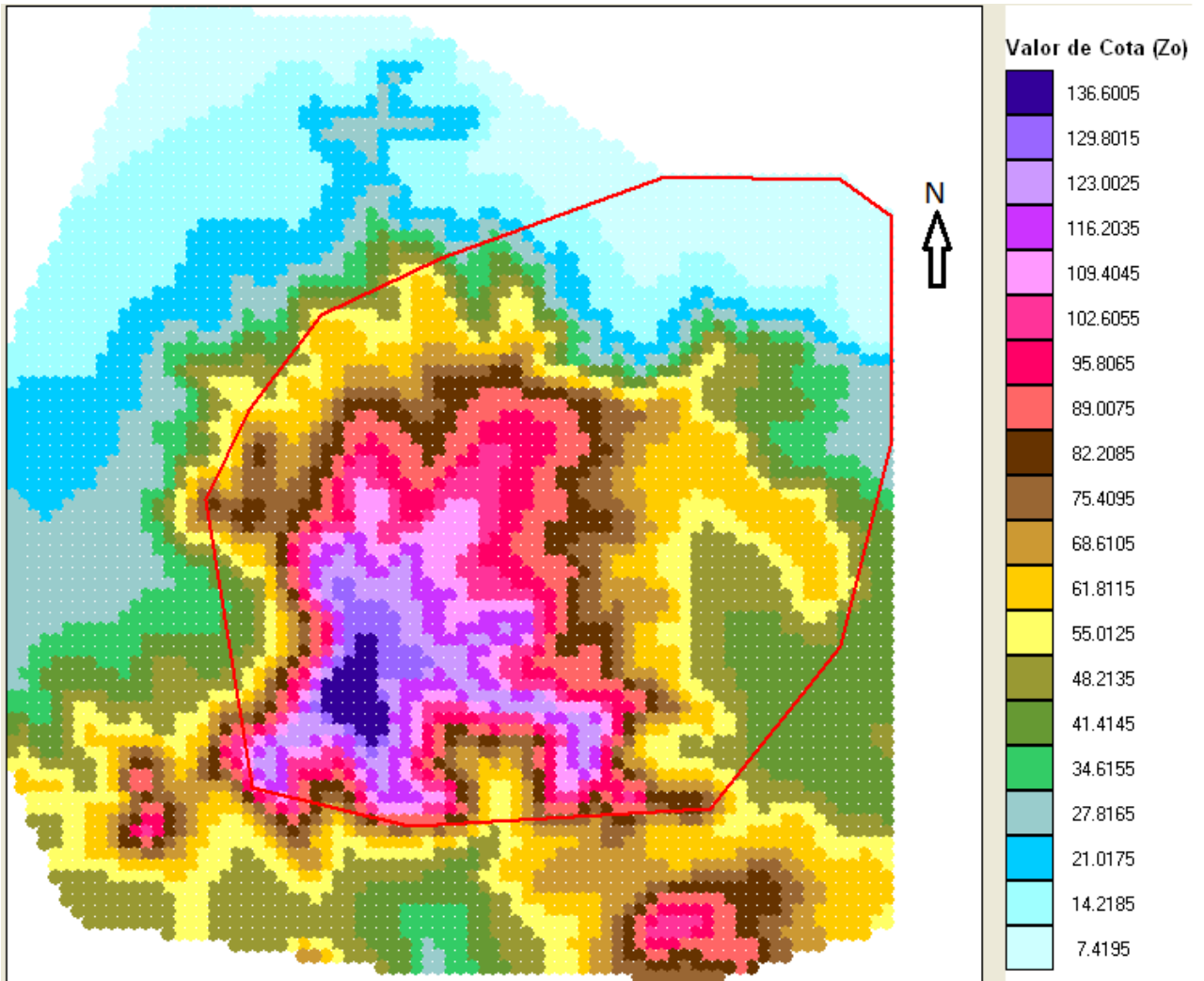


Figura A25: Frontera de la región de búsqueda de posibles torres de muestreo.

Anexo 26: Ubicación de torres de medición en la región de estudio según GEN

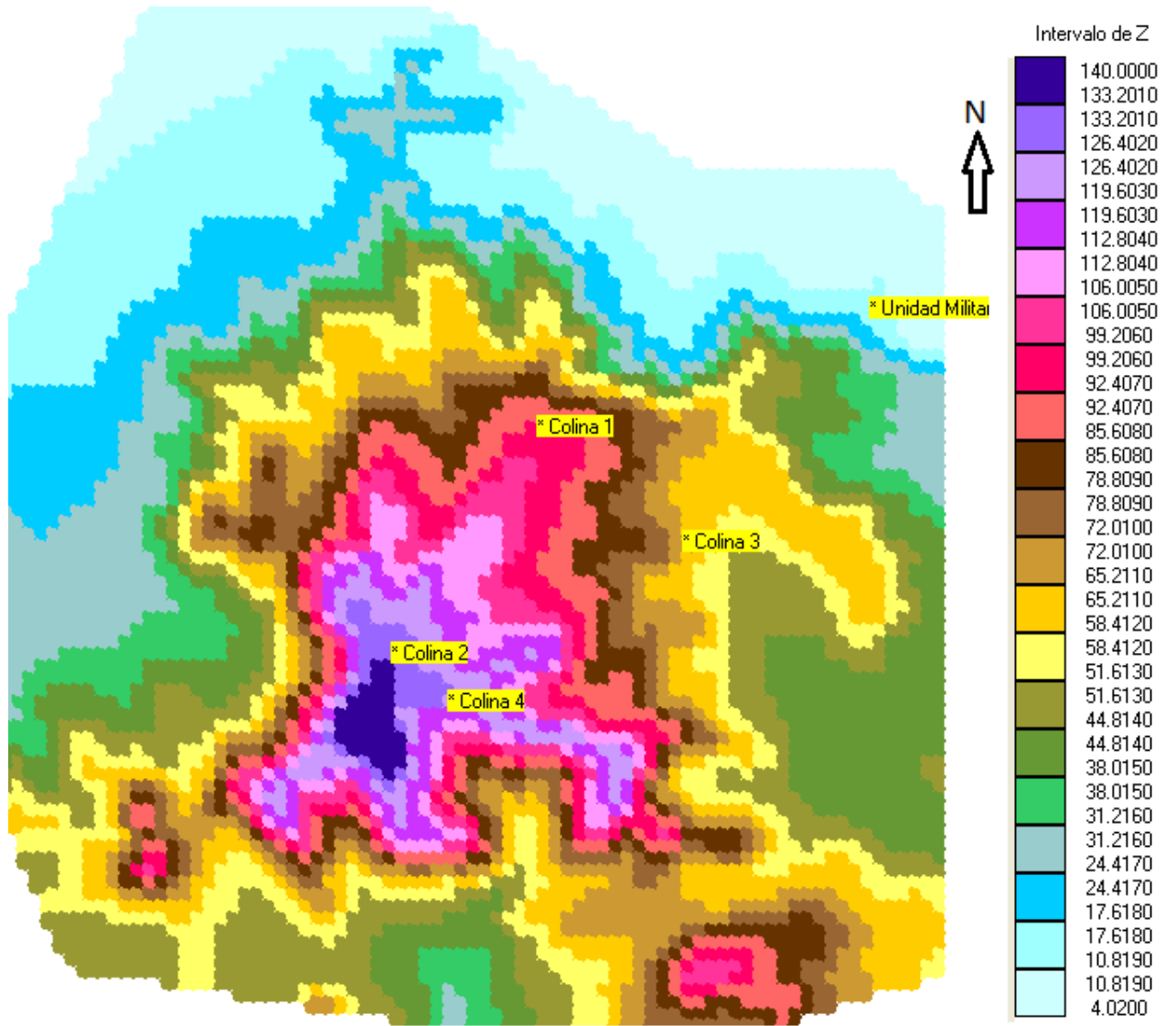


Figura A26.1: Visualización 2D de la ubicación de torres de medición en la región promisoría.

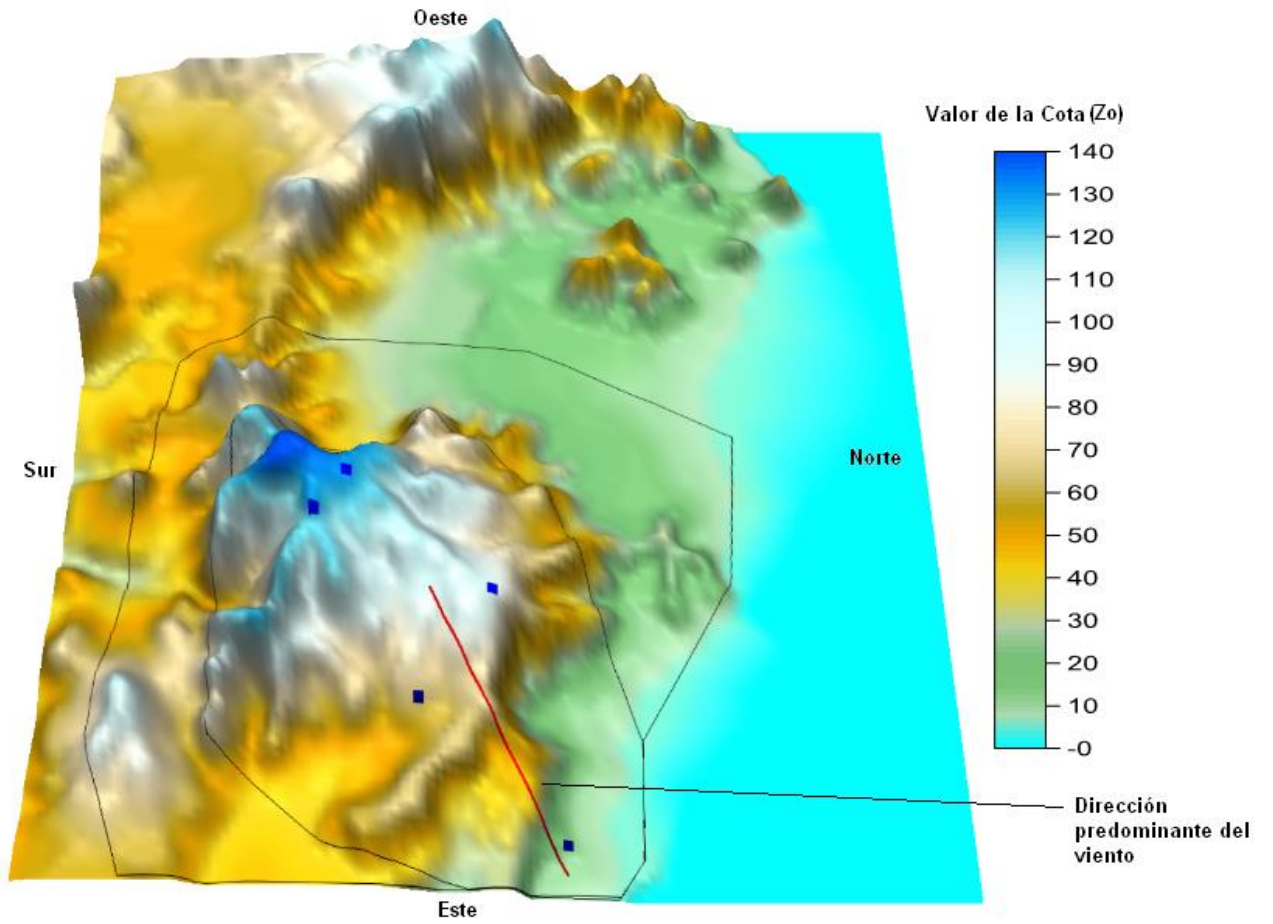


Figura A26.2: Visualización 3D de la ubicación de torres de medición en la región promisoría.

Obsérvense las fronteras de la región promisoría y la frontera de la región de búsqueda.

Anexo 27: Propuesta de ubicación de torres de muestreo en la región

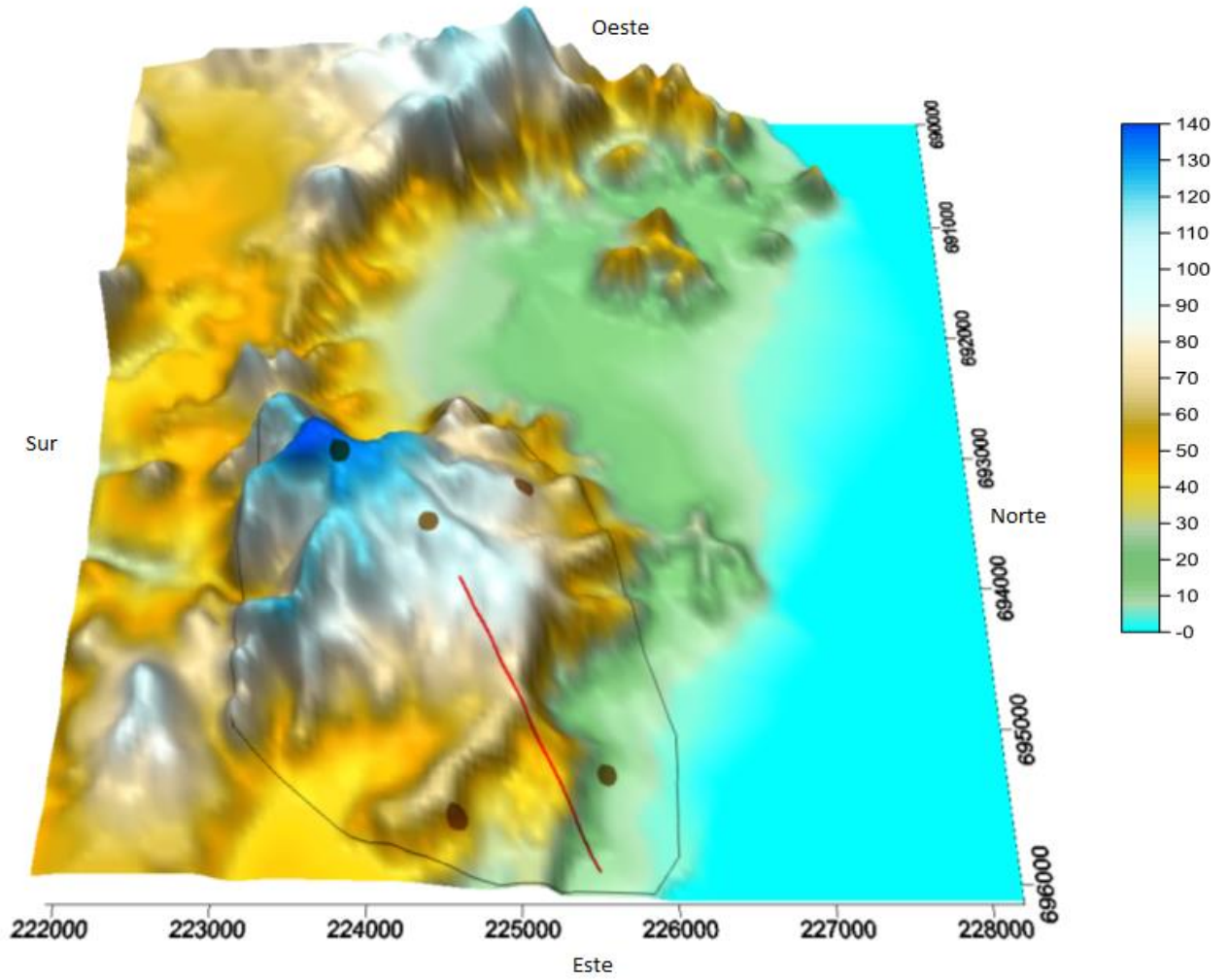


Figura A27: Visualización 3D de nueva propuesta de la ubicación de torres de medición en la región promisoría.

Anexo 28: Valores estadísticos de los datos de muestreo y modelación

Para la altura $Z=10$ m se denota la velocidad promedio durante intervalos de 10 minutos como H1P; la velocidad máxima en el intervalo a esa altura como H1M; y la desviación estándar en el intervalo a esa altura como H1D. Semejantes notaciones se utilizan para la altura $Z=30$ m con H2P, H2M y H2D y para la altura $Z=50$ m con H3P, H3M y H3D.

Tabla A28.1: Estadísticas de la torre de muestreo Unidad Militar en 10, 30 y 50 m de altura

Variable	H1P	H1M	H1D	H2P	H2M	H2D	H3P	H3M	H3D	DGR
Parámetros										
Mínimo (m/s)	0,1	0,3	0,01666667	0,1	0,4	0,011111111	0,1	0,3	0,0125	0,5
Máximo (m/s)	12,3	17,6	2,8	15,6	22,4	3,2	17,2	23,9	3,3	359,5
Rango (m/s)	12,2	17,3	2,7833333	15,5	22	3,1888889	17,1	23,6	3,2875	359
Media Aritmética (m/s)	3,984	6,029	0,757	5,129	6,854	0,713	5,648	7,127	0,611	105,301
Error Típico MA (m/s)	0,009	0,013	0,002	0,012	0,015	0,002	0,013	0,015	0,001	0,310
Desviación Estándar (m/s)	1,962	3,018	0,409	2,661	3,405	0,379	2,991	3,520	0,323	71,083
Error Típico DE (m/s)	0,006	0,009	0,001	0,008	0,011	0,001	0,009	0,011	0,001	0,219
Coefficiente Variación (%)	49,236	50,058	54,008	51,886	49,677	53,177	52,952	49,386	52,888	67,505
Desviación Media (m/s)	1,660	2,574	0,349	2,247	2,881	0,314	2,505	2,952	0,252	53,060
Media Geométrica (m/s)	1,014	1,014	0,000	1,014	1,014	0,000	1,014	1,014	0,000	1,014
Media Cuadrática (m/s)	4,441	6,742	0,860	5,778	7,653	0,808	6,391	7,948	0,691	127,048
Media Armónica (m/s)	2,737	4,272	0,493	3,340	4,792	0,478	3,402	4,846	0,430	58,122
Media Ponderada (m/s)	3,994	6,018	0,752	5,118	6,850	0,702	5,650	7,126	0,601	105,024
Mediana (m/s)	3,7	5,7	0,7	4,75	6,5	0,7	5,3	6,85	0,6	83

Para la altura $Z=70$ m se denota la velocidad promedio durante intervalos de 10 minutos como H4P; la velocidad máxima en el intervalo a esa altura como H4M; y la desviación estándar en el intervalo a esa altura como H4D. Semejantes notaciones se utilizan para la altura $Z=90$ m con H5P, H5M y H5D y para la altura $Z=110$ m con H6P, H6M y H6D.

Tabla A28.2: Estadísticas de la torre de muestreo Unidad Militar en 70, 90 y 110 m de altura.

Variable	H4P	H4M	H4D	H5P	H5M	H5D	H6P	H6M	H6D	DGR
Parámetros										
Mínimo (m/s)	0,02060878	0,16050672	0,00324347	0,00633448	0,08115095	0,00095516	0,00246953	0,04707418	0,00035986	0,5
Máximo (m/s)	19,145243	32,626264	3,2327459	25,132109	41,164869	3,2	31,230885	49,561136	3,2	359,5
Rango (m/s)	19,124634	32,465757	3,2295025	25,125774	41,083718	3,1990448	31,228415	49,514062	3,1996401	359
Media Aritmética (m/s)	6,0496508	7,3550783	0,54451677	6,3341492	7,5518525	0,5031547	6,4737894	7,7263834	0,47419658	105,30122
Error Típico MA (m/s)	0,01425423	0,01597116	0,00134193	0,0152108	0,01663391	0,00131279	0,01579521	0,01734337	0,00129723	0,31005589
Desviación Estándar (m/s)	3,2679209	3,6615437	0,30765056	3,4872241	3,8134837	0,3009697	3,6212044	3,9761362	0,29740328	71,083313
Error Típico DE (m/s)	0,01007927	0,01129332	0,00094889	0,01075566	0,01176195	0,00092828	0,0111689	0,01226362	0,00091728	0,21924262
Coefficiente Variación (%)	54,018339	49,782524	56,49974	55,054341	50,497327	59,816534	55,936395	51,461803	62,717297	67,50474
Desviación Media (m/s)	2,7281549	3,0452437	0,23541748	2,8915409	3,1344838	0,22745924	2,9625052	3,2204425	0,22374004	53,060421
Media Geométrica (m/s)	1,0135619	1,0135645	0	1,0135845	1,0135665	0	1,0135555	1,0135735	0	1,0135298
Media Cuadrática (m/s)	6,8758696	8,2160866	0,62541777	7,2306416	8,4600907	0,58629976	7,4177537	8,6894568	0,559742	127,04796
Media Armónica (m/s)	3,1703872	4,758635	0,35575502	2,7672604	4,6124453	0,29477213	2,289908	4,4365388	0,24089997	58,122396
Media Ponderada (m/s)	6,0512655	7,3544269	0,54461316	6,3351067	7,5527119	0,50227911	6,4739119	7,7260659	0,47430471	105,0243
Mediana (m/s)	5,7432998	7,1348812	0,5	6,0954235	7,3762051	0,44698355	6,278631	7,5871584	0,40365233	83

Tabla A28.3: Estadísticas de la torre de muestreo Colina 4 a 10, 30 y 50 m.

Variable	H1P	H1M	H1D	H2P	H2M	H2D	H3P	H3M	H3D	DGR
Parámetros										
Mínimo (m/s)	0,1	0,5	0,01428571	0,1	0,5	0,01428571	0,1	0,5	0,025	1
Máximo (m/s)	11,7	19,2	4,1	15	21,3	4,5	16,7	24,1	4,1	360
Rango (m/s)	11,6	18,7	4,0857143	14,9	20,8	4,4857143	16,6	23,6	4,075	359
Media Aritmética (m/s)	3,9515487	6,2086129	0,8132324	5,1131545	7,0853912	0,76990246	5,7633229	7,6010415	0,73553972	108,60178
Error Típico MA (m/s)	0,00808985	0,01346591	0,00200366	0,01040795	0,01466413	0,00187573	0,011616	0,01531549	0,00177784	0,287399
Desviación Estándar (m/s)	1,8546759	3,0871898	0,45935839	2,3861243	3,3618939	0,43002998	2,6630807	3,5112241	0,40758604	65,889002
Error Típico DE (m/s)	0,00572039	0,00952184	0,0014168	0,00735954	0,01036911	0,00132634	0,00821375	0,01082969	0,00125712	0,20322178
Coefficiente Variación (%)	46,935418	49,724308	56,485501	46,666383	47,448247	55,855124	46,207384	46,193986	55,413193	60,670279
Desviación Media (m/s)	1,5518732	2,5973859	0,38698181	1,9758326	2,8009645	0,35642047	2,1917485	2,8982717	0,33309175	48,141241
Media Geométrica (m/s)	1,0135702	1,0135896	0	1,0135796	1,0135619	0	1,013567	1,013594	0	1,0135302
Media Cuadrática (m/s)	4,3651529	6,9338024	0,93400057	5,6425117	7,8425187	0,88185916	6,3488494	8,3728446	0,84091917	127,0264
Media Armónica (m/s)	2,9353808	4,4867992	0,50631551	3,6988666	5,2036039	0,49018228	4,0768588	5,5657195	0,47315081	69,17036
Media Ponderada (m/s)	3,9499809	6,2003935	0,80109404	5,1011642	7,0964179	0,77489283	5,7647163	7,5999983	0,72880193	108,42893
Mediana (m/s)	3,8	5,9	0,8	4,9	6,8	0,7	5,7	7,4	0,7	90

Tabla A28.4: Estadísticas de la torre de muestreo Colina 4 a 70, 90 y 110 m.

Variable	H4P	H4M	H4D	H5P	H5M	H5D	H6P	H6M	H6D	DGR
Parámetros										
Mínimo (m/s)	0,01846139	0,24249248	0,01003167	0,00522673	0,14124257	0,00507193	0,00190824	0,08713631	0,00294214	1
Máximo (m/s)	20,537611	27,957724	3,8561523	26,231698	35,581794	3,68353	31,89235	43,137001	3,5512593	360
Rango (m/s)	20,51915	27,715232	3,8461207	26,226471	35,440551	3,6784581	31,890442	43,049865	3,5483171	359
Media Aritmética (m/s)	6,2512932	7,9870612	0,69402692	6,622854	8,3023593	0,66633759	6,9054817	8,5722647	0,64597073	108,60178
Error Típico MA (m/s)	0,01259042	0,0159227	0,00174186	0,01347441	0,01649583	0,00172082	0,01424801	0,01704374	0,00170682	0,287399
Desviación Estándar (m/s)	2,8864766	3,6504329	0,39933735	3,0891393	3,7818291	0,39451576	3,2664934	3,9074413	0,39130411	65,889002
Error Típico DE (m/s)	0,00890277	0,01125905	0,00123168	0,00952785	0,01166432	0,00121681	0,01007486	0,01205174	0,0012069	0,20322178
Coefficiente Variación (%)	46,174072	45,704331	57,539173	46,643626	45,551258	59,20659	47,302903	45,582369	60,576136	60,670279
Desviación Media (m/s)	2,3690978	2,9909071	0,32412912	2,5382974	3,0797293	0,31956376	2,687566	3,167581	0,3160139	48,141241
Media Geométrica (m/s)	1,0135864	1,0135922	0	1,0135872	1,0135861	0	1,0135903	1,0135807	0	1,0135302
Media Cuadrática (m/s)	6,8855221	8,7817314	0,80071448	7,3078709	9,1231245	0,77436972	7,6390874	9,4208184	0,75524638	127,0264
Media Armónica (m/s)	4,1816148	5,7442943	0,4120971	4,0641717	5,8351466	0,36257934	3,750382	5,8746165	0,32095175	69,17036
Media Ponderada (m/s)	6,2537899	7,9866021	0,69448935	6,6249005	8,30214	0,66653275	6,9056271	8,5719804	0,64697034	108,42893
Mediana (m/s)	6,2354261	7,8403363	0,64106154	6,6604636	8,2166137	0,60030094	6,9621296	8,5301096	0,6	90

Tabla A28.5: Estadísticas de la torre de muestreo Colina 2 a 10, 30 y 50 m.

Variable	H1P	H1M	H1D	H2P	H2M	H2D	H3P	H3M	H3D	DGR
Parámetros										
Mínimo (m/s)	0,1	0,5	0,02	0,1	0,5	0,025	0,1	0,4	0,05	1
Máximo (m/s)	13,2	20,4	4,1	17,6	22,5	4,5	17,6	22,6	4,1	360
Rango (m/s)	13,1	19,9	4,08	17,5	22	4,475	17,5	22,2	4,05	359
Media Aritmética (m/s)	4,1871972	6,5382495	0,83187575	5,718764	7,7306549	0,71933816	5,994718	7,86363	0,70981116	103,85307
Error Típico MA (m/s)	0,00902478	0,01466951	0,00211649	0,01267987	0,01628027	0,00179195	0,01255802	0,01629583	0,00176234	0,27739817
Desviación Estándar (m/s)	2,0690173	3,3631262	0,48522649	2,9069831	3,7324093	0,41082273	2,8790483	3,7359762	0,40403463	63,596216
Error Típico DE (m/s)	0,00638148	0,01037291	0,00149659	0,00896602	0,01151189	0,0012671	0,00887986	0,01152289	0,00124617	0,19615013
Coefficiente Variación (%)	49,412942	51,437716	58,329202	50,832366	48,280635	57,111211	48,026417	47,509562	56,921425	61,236721
Desviación Media (m/s)	1,7201885	2,8338313	0,41244541	2,4105141	3,0906621	0,33202836	2,3776465	3,0836465	0,32418592	45,124452
Media Geométrica (m/s)	1,0135817	1,0135652	0	1,0135697	1,0135589	0	1,0135574	1,0135837	0	1,0135517
Media Cuadrática (m/s)	4,6704874	7,3525047	0,96304829	6,4152017	8,5845154	0,8283856	6,6502303	8,7059861	0,81674712	121,77824
Media Armónica (m/s)	3,0674271	4,6354302	0,51198862	3,9227605	5,5430788	0,46121363	4,1868152	5,6426054	0,45666632	67,429275
Media Ponderada (m/s)	4,1970215	6,5343839	0,8211943	5,7080026	7,7216783	0,70439178	6,0000938	7,8656778	0,70038872	103,92774
Mediana (m/s)	3,9	6,15	0,8	5,51022	7,5	0,7	5,9	7,6	0,7	86

Tabla A28.6: Estadísticas de la torre de muestreo Colina 2 a 70, 90 y 110 m.

Variable	H1P	H1M	H1D	H2P	H2M	H2D	H3P	H3M	H3D	DGR
Parámetros										
Mínimo (m/s)	0,06334562	0,34532419	0,02006334	0,04504191	0,23611667	0,01014387	0,03430531	0,16292786	0,00588427	1
Máximo (m/s)	17,6	23,346643	3,8561523	19,69519	24,160314	3,8	21,591777	25,106079	3,8	360
Rango (m/s)	17,536654	23,001319	3,836089	19,650148	23,924198	3,7898561	21,557471	24,943151	3,7941157	359
Media Aritmética (m/s)	6,2117125	7,9651347	0,69405089	6,3608824	8,0490222	0,68350652	6,4394508	8,1214415	0,67572898	103,85307
Error Típico MA (m/s)	0,01272625	0,01636655	0,00175675	0,0131054	0,01646504	0,00175567	0,01344904	0,01658107	0,00175619	0,27739817
Desviación Estándar (m/s)	2,9176161	3,7521892	0,40275107	3,004539	3,7747705	0,40250431	3,0833236	3,8013703	0,4026237	63,596216
Error Típico DE (m/s)	0,00899882	0,0115729	0,00124221	0,00926691	0,01164254	0,00124145	0,00950991	0,01172459	0,00124181	0,19615013
Coefficiente Variación (%)	46,969592	47,107667	58,029041	47,234625	46,897256	58,888145	47,881779	46,806596	59,583607	61,236721
Desviación Media (m/s)	2,4028332	3,0874555	0,32263802	2,4766101	3,0982335	0,32254761	2,5362586	3,1152639	0,32262308	45,124452
Media Geométrica (m/s)	1,013566	1,0135652	0	1,0135857	1,0135514	0	1,0135623	1,0135927	0	1,0135517
Media Cuadrática (m/s)	6,8627878	8,8046746	0,80244318	7,0347765	8,8901997	0,79321554	7,1395666	8,9670635	0,78658471	121,77824
Media Armónica (m/s)	4,2900295	5,6769809	0,42902877	4,296599	5,6852101	0,40363004	4,2695649	5,6800739	0,37979778	67,429275
Media Ponderada (m/s)	6,2083001	7,9669932	0,69784475	6,3610066	8,049059	0,69236203	6,4396367	8,1206275	0,67776362	103,92774
Mediana (m/s)	6,1667771	7,7630579	0,64106154	6,339969	7,9	0,60030094	6,4	8,0068883	0,6	86

Anexo 29: Resultados de cálculo de energía por períodos *diezminutales*

Ubicación Unidad Militar

Resultados Estadísticos de Densidad de Potencia (W/m^2), Intensidad de Turbulencia (%) y Energía ($kW h / m^2$ en 1 año) para seis valores de la altura Z (m),

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=10: 66,5500697616953

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 82,8517685264815

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=30): 149,055063689826

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 193,222098449944

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=50): 201,993014217354

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 263,693353627343

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=70: 252,209832540713

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 333,728323756717

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=90): 295,076415199321

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 413,6827306021

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=110): 322,269473129883

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 524,503829676658

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=10: 19,6266021546035

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 8,17798171608592

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=30: 15,0541625167098

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 7,49851666870381

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=50: 12,7701400513033

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 8,59508947259746

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=70: 11,3215907276317

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 10,8450993668957

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=90: 10,6898679491132

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 15,1742147148179

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=110: 10,5107153582212

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 21,858712094021

Suma de Energía para Z=10: 582,978611112572

Suma de Energía para Z=30: 1305,7223579213

Suma de Energía para Z=50: 1769,45880454406

Suma de Energía para Z=70: 2209,35813305527

Suma de Energía para Z=90: 2584,86939714849

Suma de Energía para Z=110: 2823,08058461919

Ubicación Colina 4

Resultados Estadísticos de Densidad de Potencia (W/m^2), Intensidad de Turbulencia (%) y Energía ($kW h / m^2$ en 1 año) para seis valores de la altura Z (m),

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=10: 61,770958587178

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 76,2068136152811

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=30): 132,52973045106

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 162,31587654422

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=50): 186,918399230111

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 223,631636908045

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=70: 237,041681295261

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 280,353121481836

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=90): 283,08466767706

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 336,226389571093

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=110): 323,887498081662

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 392,488898287993

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=10: 20,1880131752987

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,62011868298578

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=30: 15,2987482676981

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,47981261051609

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=50: 13,3558579431119

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,70089828662458

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=70: 11,7716514237691

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 7,34117264413362

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=90: 10,8636165933276

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 8,83559731165587

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=110: 10,3086960894434

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 11,1169723454659

Suma de Energía para Z=10: 541,113597223535

Suma de Energía para Z=30: 1160,96043875068

Suma de Energía para Z=50: 1637,40517725609

Suma de Energía para Z=70: 2076,48512814566

Suma de Energía para Z=90: 2479,82168884948

Suma de Energía para Z=110: 2837,25448319688

Ubicación Colina 2

Resultados Estadísticos de Densidad de Potencia (W/m^2), Intensidad de Turbulencia (%) y Energía ($kW h / m^2$ en 1 año) para seis valores de la altura Z (m),

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=10: 77,607900991221

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 105,204380722134

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=30): 200,954209104646

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 267,629699236713

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=50): 218,065181405516

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 273,437162804417

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=70: 236,464909068542

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 287,407832413912

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=90): 254,261213751277

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 311,481367102358

Media Aritmética de Densidad de Potencias para Z=110): 266,986382361967

Desviación Estándar de Densidad de Potencias: 340,7896501082

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=10: 19,6275824578479

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,77311834717693

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=30: 13,5768728388211

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,95759434173669

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=50: 12,5715930616425

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,45179229167115

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=70: 11,8157627525652

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,36145194048004

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=90: 11,420986871628

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,50454547966365

Promedio del Índice de Turbulencias para Z=110: 11,2210529344447

Desviación Estándar del Índice de Turbulencias: 6,7131054538695

Suma de Energía para Z=10: 679,845212683082

Suma de Energía para Z=30: 1760,35887175612

Suma de Energía para Z=50: 1910,25098911114

Suma de Energía para Z=70: 2071,43260344118

Suma de Energía para Z=90: 2227,32823245972

Suma de Energía para Z=110: 2338,80070949346

Anexo 30: Modelos de Weibull y Rosa de los Vientos en Colina 4 y Colina 2

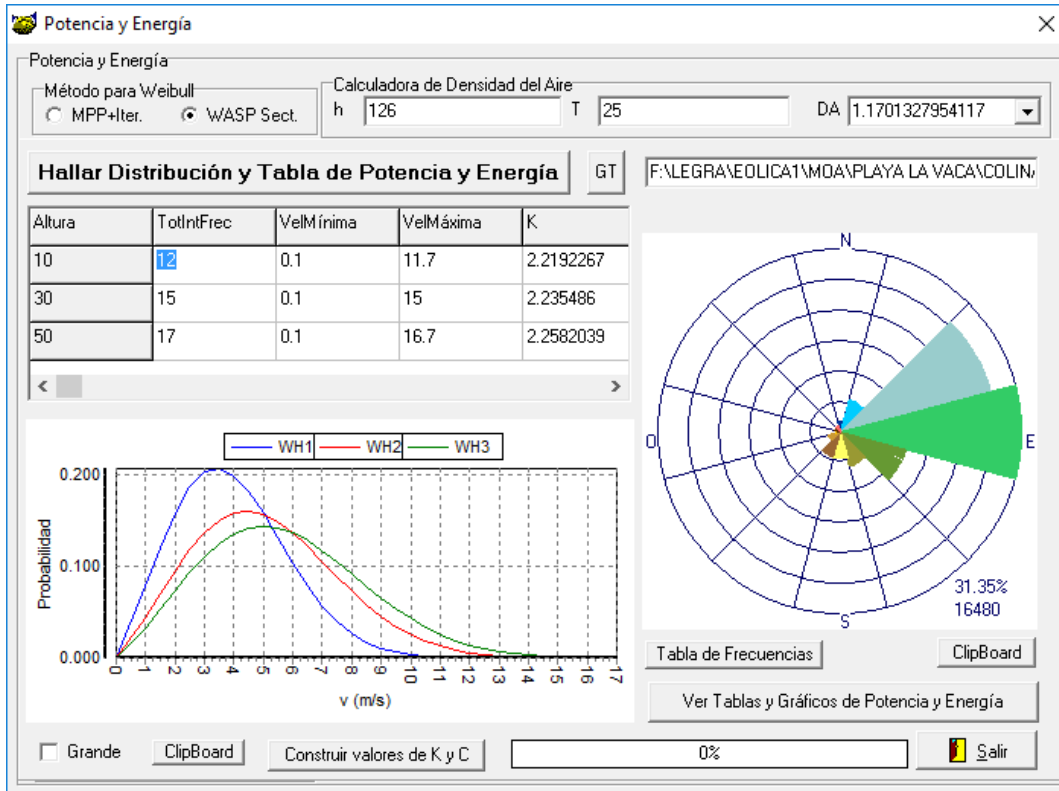


Figura A30.1: Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos para 10 m, 30 m y 50 m en Colina 4.

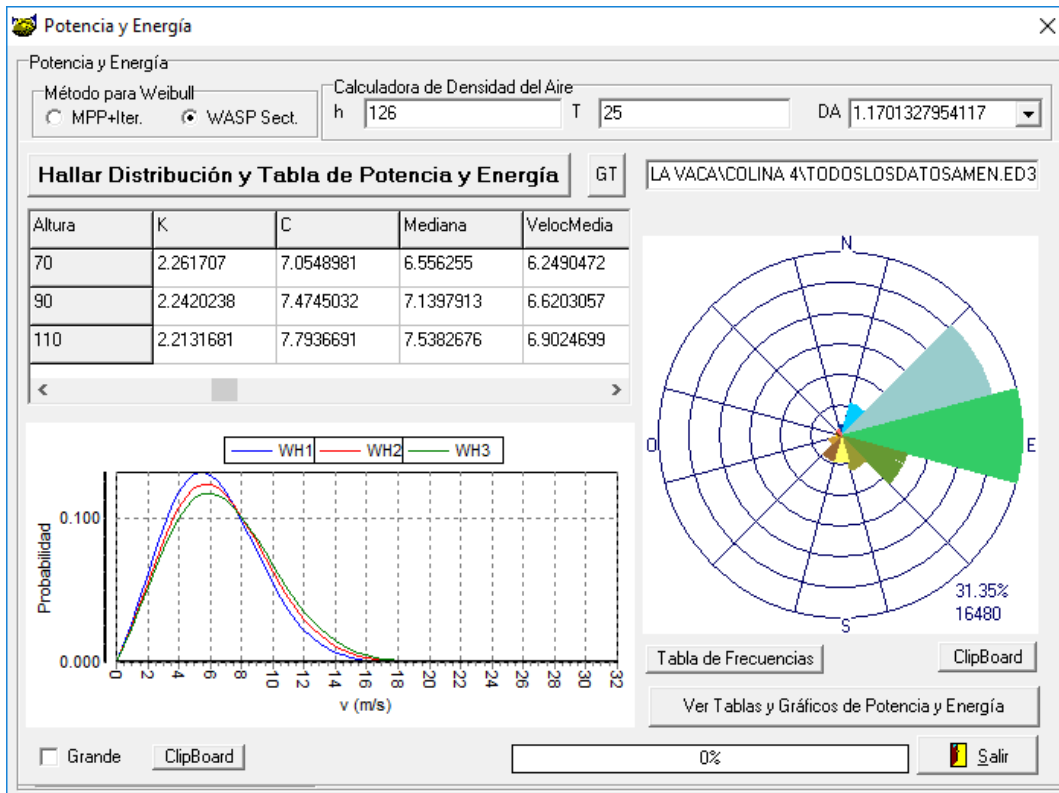


Figura A30.2: Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos para 70 m, 90 m y 110 m en Colina 4.

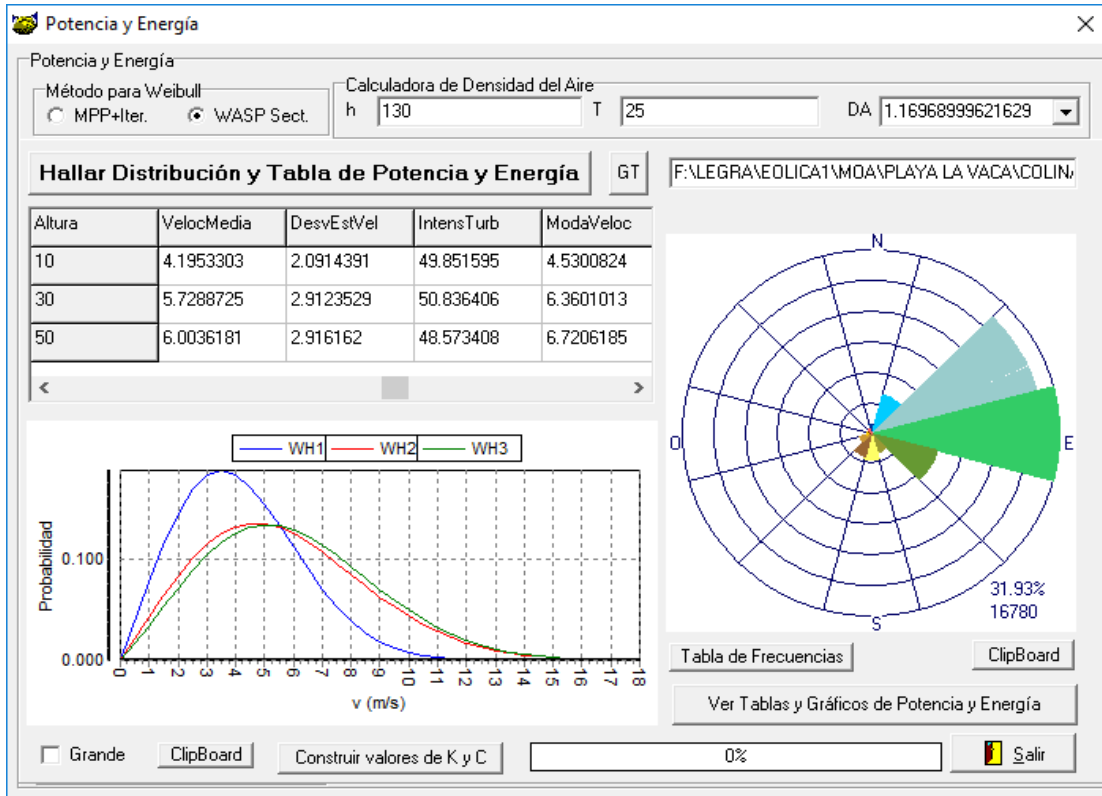


Figura A30.3: Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos para 10 m, 30 m y 50 m en Colina 2.

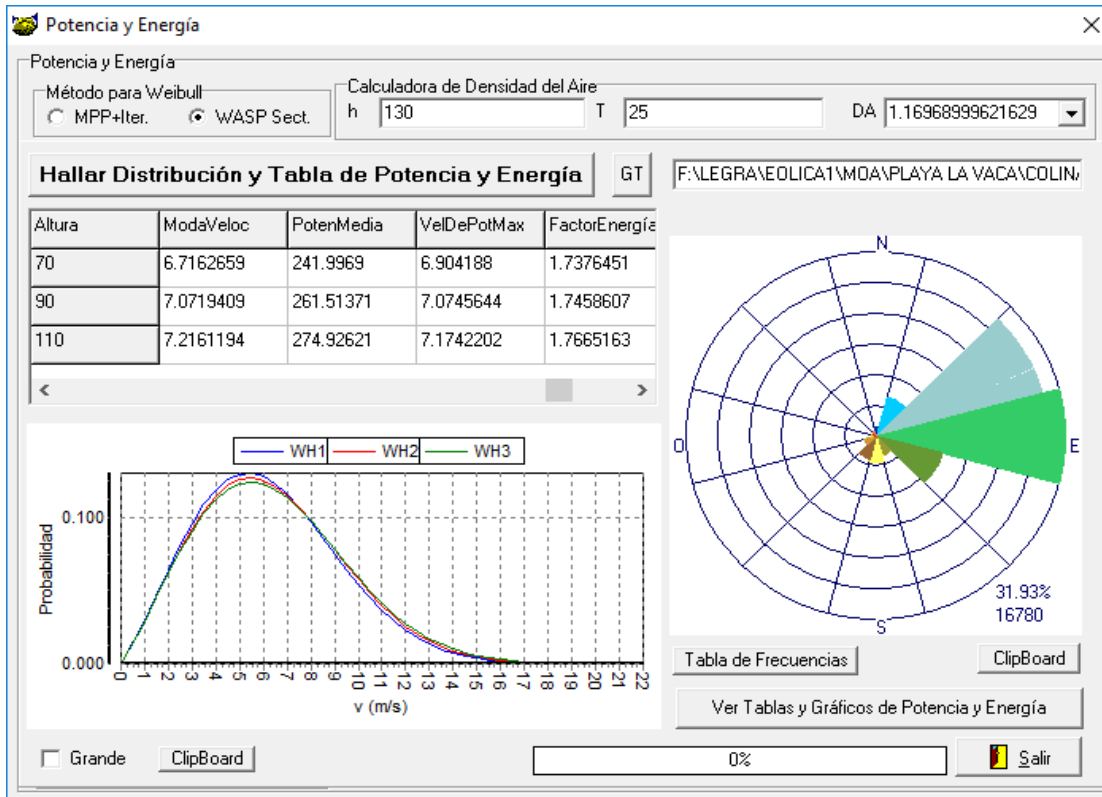


Figura A30.4: Modelo de Weibull y Rosa de los Vientos para 70 m, 90 m y 110 m en Colina 2.

Anexo 31: Proyección plana de la red 3D de la malla del modelo propuesto

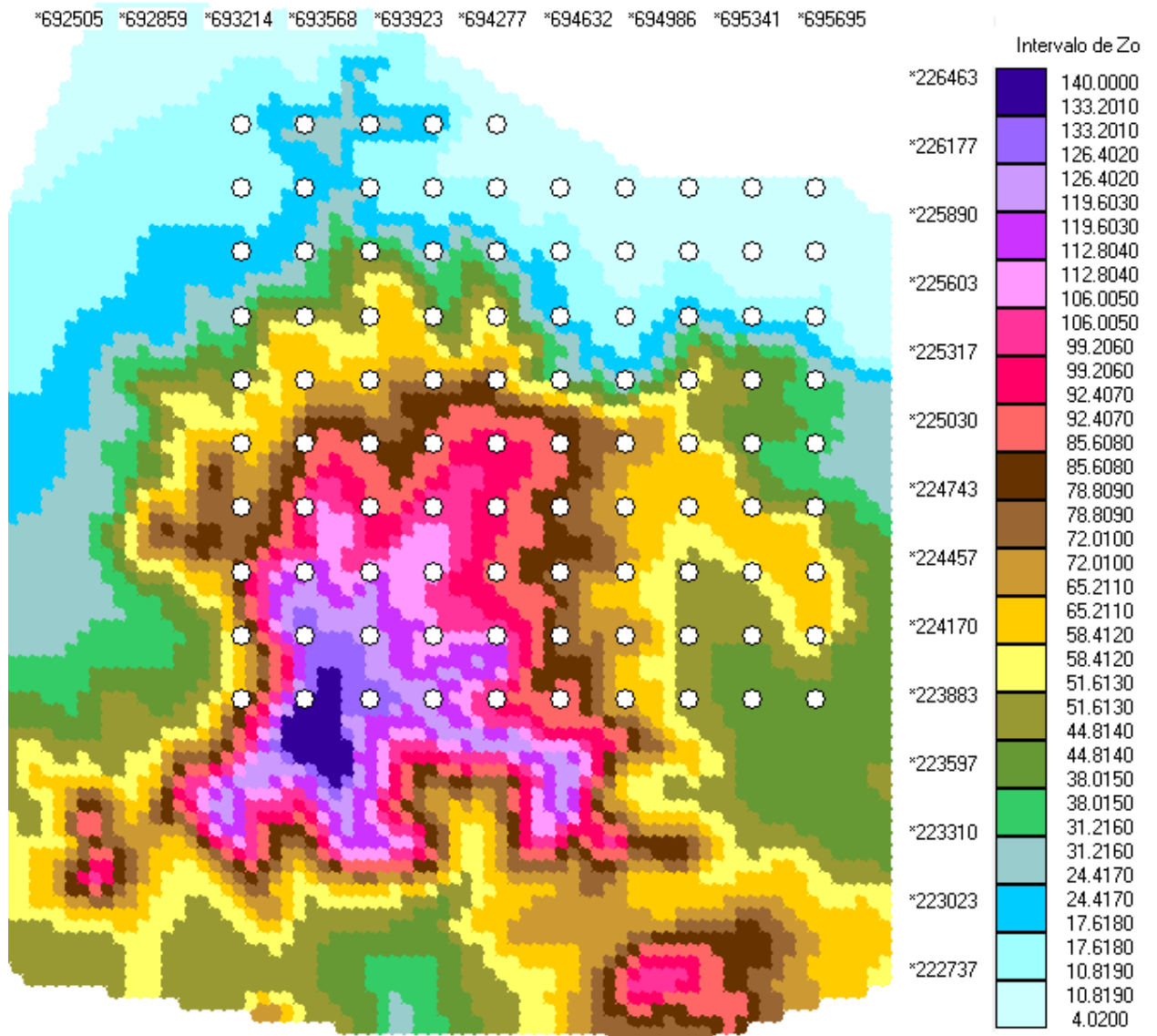


Figura A31: Proyección plana de la red 3D de la malla del modelo seleccionado.

Nótese que se eliminaron cuatro puntos cuyas coordenadas están situadas fuera de la frontera de la región promisoría.

Anexo 32: Aerogenerador NEG-Micon 1650/82 IECIII (1650 kW)

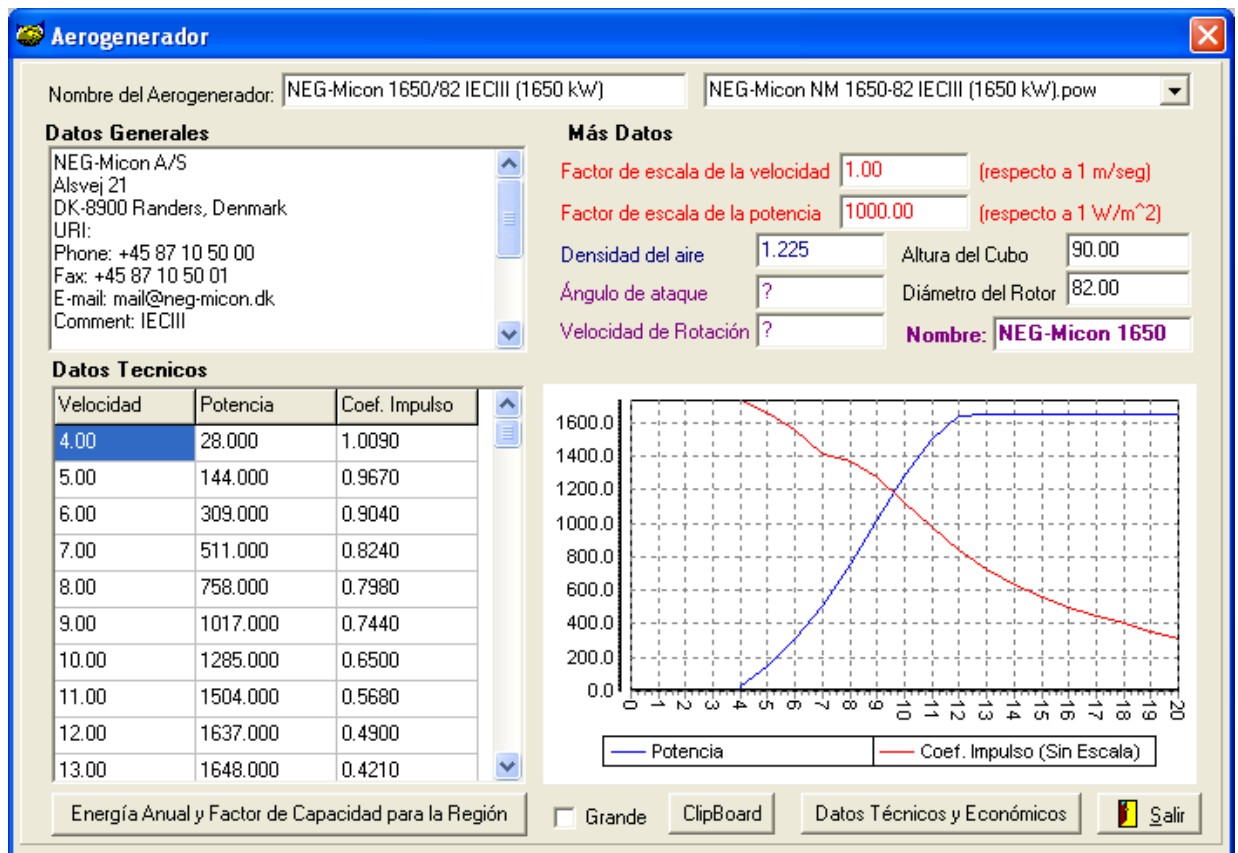


Figura A32: Características técnicas de aerogenerador NEG-Micon 1650/82 IECIII (1650 kW) (Dinamarca).

Anexo 33: Tendencias en el pronóstico de velocidad de viento

El investigador Fabio Andrés Avella Rodríguez, citado por Alfredo Roque (2019), en su trabajo del año 2017, después de revisar 331 artículos recientes, resume que los modelos más estudiados para el pronóstico de la velocidad del viento son los que aparecen en la tabla A33.

Tabla A33. Modelos más estudiados recientemente para el pronóstico de la velocidad del viento (Tomado de Roque, 2019) citando a Avella (2017).

Modelo	% de 331 Artículos recientes
Modelos Híbridos	25,68
Redes Neuronales (NN)	22,66
Modelos AutoRegresivos y de media móvil (todas las variaciones)	9,67
Support vector machine (SVM)	8,76
Back propagation (BP)	6,04
Particle swarm optimization (PSO)	3,63
Numerical Weather Prediction (NWP)	3,32
Support vector regression (SVR)	3,32
Wavelet packet decomposition(WPD)	2,72
Kalman filter	2,42
Extreme learning machine (ELM)	1,81
Fuzzy Logic	1,81
Adaptive neuro fuzzy inference system (ANFIS)	1,51
otro	6,65

Avella Rodríguez (2017), cuya revisión bibliográfica es extensa y especializada, en las conclusiones de su trabajo responde varias preguntas muy relacionadas con el estado del arte de nuestra investigación:

Q1. ¿Cuál es el origen, el rango y la frecuencia de las series de tiempo históricas usadas en el pronóstico de velocidad de viento?

El pronóstico de series de viento para generación eólica es un tema en auge durante los últimos años presentando un alto volumen de documentos publicados alrededor del mundo, especialmente en los países con mayor capacidad instalada de este tipo de energía como China, India y Estados Unidos. La frecuencia de muestreo de las series de tiempo históricas más usadas es una hora, seguida por diez minutos, en las series de diez minutos o mayor frecuencia de muestreo se puede observar la variabilidad del recurso eólico y así lograr una mejor programación del sistema, pero por el volumen de información requieren un mayor poder y tiempo de cálculo, así como herramientas más sofisticadas de análisis, es por esta razón que en varios documentos la información de entrada se encuentra en una frecuencia diferente a la pronosticada debido a que los autores promedian las series originales a una menor frecuencia por las limitaciones en tecnología.

La longitud de las series históricas de las variables usadas en los estudios varía en un rango entre un mes y un año; solamente 83 documentos cuentan con información mayor a un año, debido a que la mayoría de los autores enfocan su interés es en el corto y mediano plazo, donde mejorar los métodos de pronóstico en este horizonte ayuda a mitigar los efectos negativos en la operación, seguridad y estabilidad de los sistemas de potencia.

Q2. ¿Cuál es el horizonte del pronóstico de series de viento usadas en los estudios reportados?

El horizonte de tiempo pronosticado en los diferentes documentos más común es encontrado en el rango de 1 y 24 horas, siendo este horizonte el de mayor interés para los operadores del mercado y promotores de los parques eólicos; su importancia radica que basado en esta información, el operador programa la operación de los sistemas y los agentes producen las ofertas de los parques eólicos.

Q3. ¿Cuáles variables son analizadas en los documentos seleccionados?

La variable más analizada es la velocidad de viento debido a que a partir de esta variable se puede determinar la potencia generada por los parques eólicos, el 60.8% de las publicaciones solo utilizan una variable en el pronóstico debido a que la interacción de más variables requiere un mayor esfuerzo

computacional y contar con mayor cantidad de información histórica que en la mayoría de los casos es inexistente.

Q4. ¿Cuál es la variable pronosticada en los documentos analizados?

La variable pronosticada es la velocidad del viento debido la relación que existe entre ésta y la potencia generada, también porque una pequeña desviación en el pronóstico de la velocidad de viento puede producir un cambio grande en la potencia debido a la relación cubica que existe entre estas dos variables.

Q5. ¿Cuál es la antigüedad de las series históricas usadas en los documentos?

En la mayoría de los documentos se tiene al menos una diferencia de la información utilizada con el año de publicación de dos años se presentan casos donde la información histórica usada en el pronóstico tiene seis o más años de antigüedad, este envejecimiento de la información se presenta por restricciones en el acceso, confidencialidad o la inexistencia de esta información generando un reto para la aplicación de los métodos de pronóstico y generando dificultad en replicar los estudios y validar los resultados obtenidos.

Q6. ¿Cuáles son los métodos usados para pronosticar la velocidad de viento para generación eólica?

De los resultados obtenidos se observa una tendencia a usar métodos híbridos (26.4%), donde se combinan los principales procedimientos buscando obtener las ventajas y mitigar las desventajas de los mismos. También, se establece una tendencia a usar métodos tradicionales como Redes Neuronales, Support Vector Machine, modelos Auto-Regresivos entre otros.

Q7. ¿Cuáles son las variables de medición del error de los métodos para pronosticar la velocidad de viento?

Son utilizadas las pruebas de medición de error comunes en la estadística, siendo común en los documentos validar la eficacia de un modelo comparando varias pruebas de error, las más utilizadas

son: *RMSE (Root-Mean-Square deviation), MAE (Mean Absolute Error), MAPE (Mean Absolute Percentage Error) y MSE (Mean Squared Error) y pruebas de error normalizadas.*

Q8 ¿Cuáles medidas de ajuste han sido utilizadas para medir la precisión de los modelos?

La precisión de los modelos es realizada mediante una comparación de los resultados del pronóstico y los valores reales de las series de tiempo, siendo una forma fácil y rápida de validación de los resultados, el problema de esta validación es que el método está diseñado y ajustado para una serie específica de un lugar determinado, y no se presentan estudios comparando el poder de un método para series con diferentes ubicaciones espaciales, frecuencia, longitud histórica o periodo de tiempo generando dificultad en la comparación de los diferentes modelos desarrollados.

Q9 ¿Cuáles son las principales conclusiones a las que llegaron los investigadores en la literatura revisada?

Se destaca que el desarrollo de mejores métodos de pronóstico tiene beneficio para diferentes agentes de los mercados de energía, mejorando la programación de los despachos, y la optimización de los servicios auxiliares necesarios en la operación segura de los sistemas de potencia, además de disminuir las penalidades por desviaciones de la programación y lograr una mejor evaluación de los ingresos esperados de los proyectos.

Debido que el comportamiento de la velocidad de viento depende de diferentes variables como la temperatura, la humedad, el terreno, etc., cada lugar que fue analizado en los documentos tiene patrones de comportamiento diferentes y debido a que no ha sido probado el mismo método para diferentes lugares y series de tiempo y similares características de la serie es difícil determinar cuál método puede ser mejor.

Anexo 34: Otros mapas de velocidad de viento en Cuba

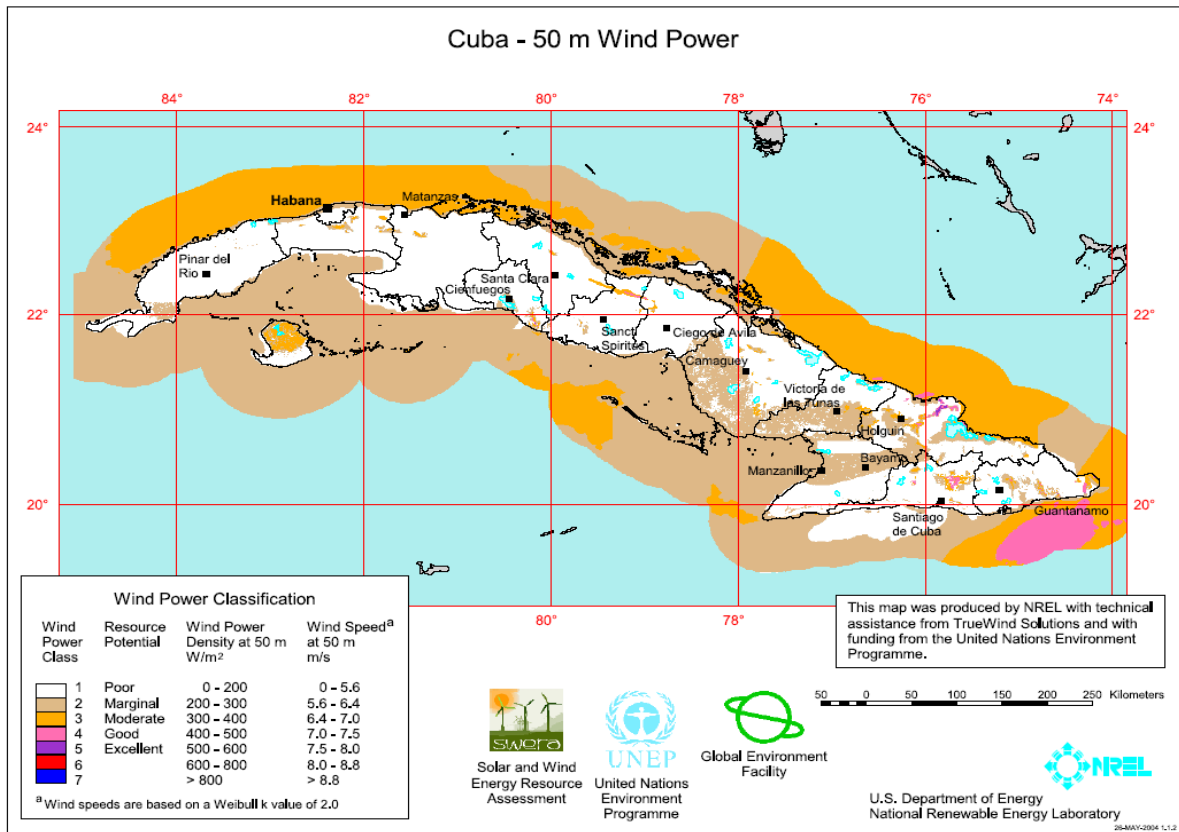


Figura A34.1: Mapa desarrollado por NREL en el INSMET de Cuba (Fuente: Roque, 2019).

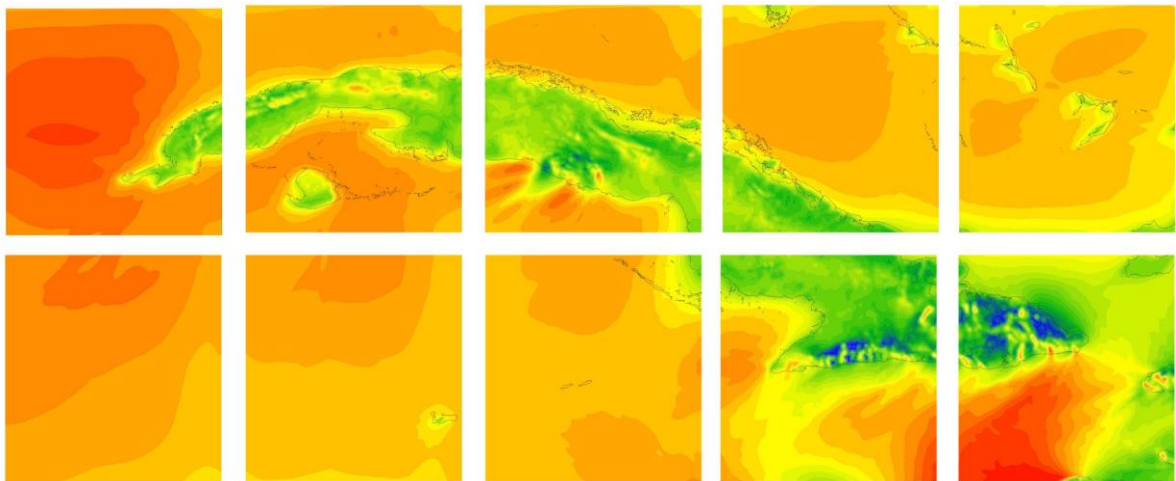


Figura A34.2: Mapa desarrollado por el INSMET de Cuba y Meteorological Research Division Atmospheric Science and Technology Directorate Environment Canada usando el Modelo MC2 (Fuente: Roque, 2019).

Anexo 35: Modelación eolo-energética de la región usando WAsP

Consiste en un procedimiento que tiene los siguientes pasos:

1. Modelo de la topografía (Vector Map)
 - a. Se asumen como datos primarios los valores del archivo “3 Variables Juntas.TRF” que contiene las variables X (Este-Oeste), Y (Sur-Norte), TTopo (Topografía), KRug (Coeficiente de Rugosidad) y VViento (Velocidad del viento).
 - b. Mediante el software SURFER se obtiene un modelo de malla de 1 m x 1 m utilizando las variables X, Y y TTopo y el método de estimación Interpolación Lineal con Triangulación de Delaunay y se obtiene el archivo ModeloTopo.GRD.
 - c. A partir del archivo ModeloTopo.GRD se obtiene un mapa de contorno (Contours Map) el cual se exporta (mediante la opción Map/Export Contours) al archivo ModeloTopo.DXF compatible con el software AutoCAD.
 - d. Finalmente, mediante el programa utilitario informático: dxf2map.exe (proporcionado por Riso National Laboratory, creadores de la aplicación WAsP), a partir del archivo ModeloTopo.DXF, se obtiene el archivo ModeloTopo.MAP que es la fuente de información compatible para obtener el modelo de topografía en el WAsP que se ha denominado: **Playa La Vaca Vector Map**.
2. Modelo de Grid en el WAsP (Resource Grid)

Se adiciona un modelo Resource Grid con los parámetros de la Figura A.35.1.

	Boundary	Nodes	Structure
Minimum X:	693238.5	693372.0	Resolution: 267
Minimum Y:	223723.5	223857.0	Columns: 10
Maximum X:	695908.5	695775.0	Rows: 10
Maximum Y:	226393.5	226260.0	-> 100 nodes

Figura A35.1: Parámetros del modelo Resourde Grid.

3. Modelo eolo-energético (Wind Atlas)

- a. Se adiciona un objeto Wind Atlas que incluye un objeto Met. Station (estación meteorológica).
- b. Se configura la estación meteorológica según el diálogo de la figura A35.2

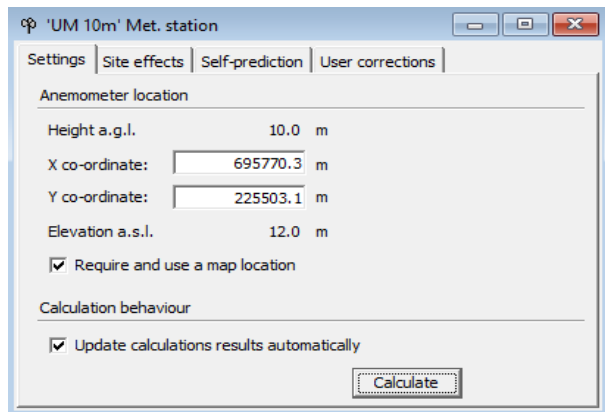


Figura A35.2: Diálogo para configurar una Met. Station.

Debe aclararse que en la pestaña Site effects se configura el coeficiente de rugosidad para cada sector del área con centro en la estación. En este trabajo se tomó por defecto 0,03.

- c. A la estación meteorológica se le adiciona un objeto denominado **Observed wind climate** que contiene los datos de velocidad y dirección del viento en la estación durante cierto período de tiempo que en nuestra investigación es el año tipo según sección “Modelación estadística de la velocidad del viento. Distribución de Weibull” del epígrafe 1.2.

Se analizan los datos y se obtiene el modelo descrito en la figura A35.3.

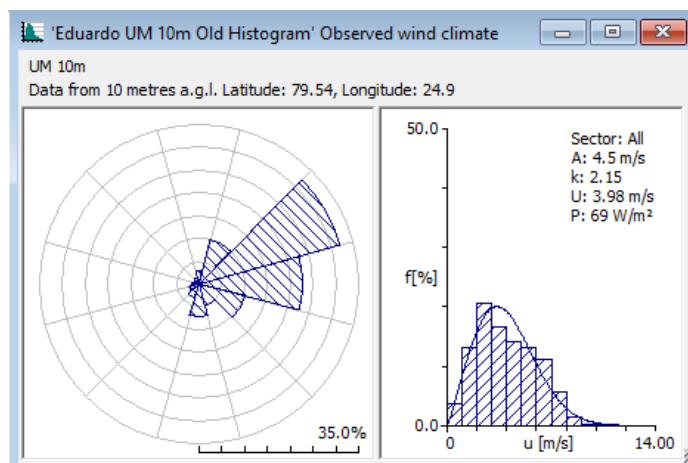


Figura A35.3: Modelo puntual del viento en Met. Station.

d. Al mismo tiempo se obtiene el modelo Wind Atlas descrito en la figura A35.4

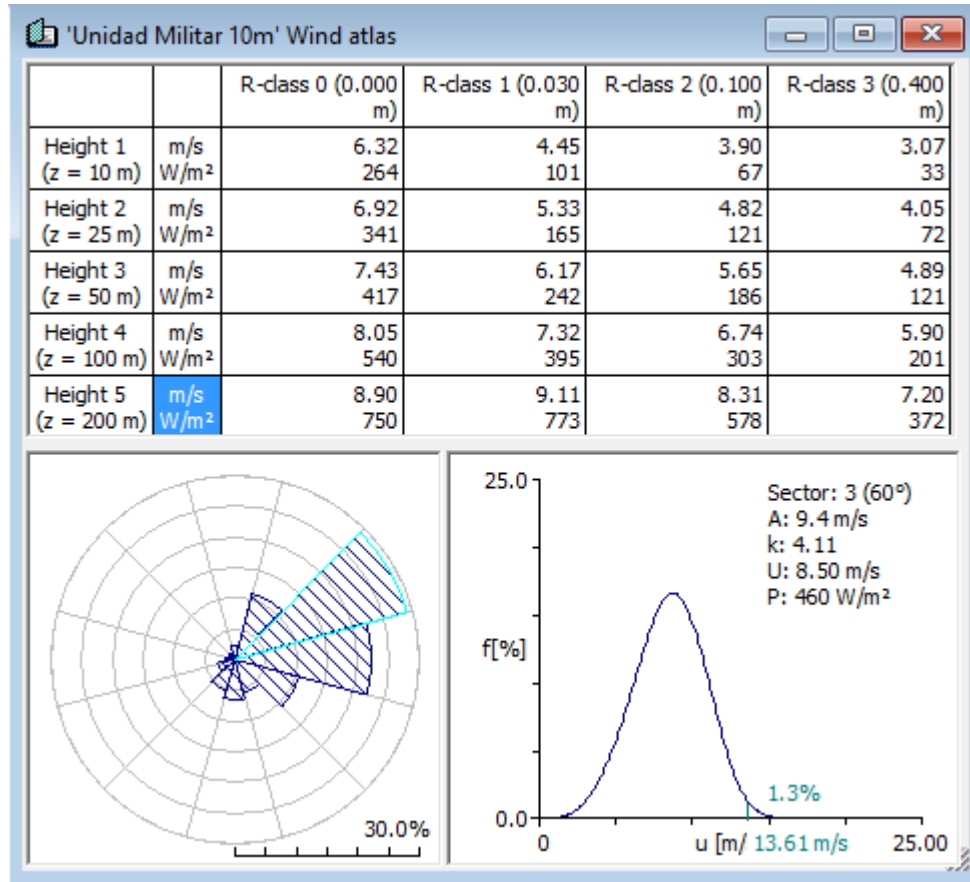


Figura A35.4: Modelo general del viento Wind Atlas en una región.

Nótese que se muestra como ejemplo al modelo de Weibull del sector 3.

e. Después de calcular, se pueden graficar los comportamientos de varios parámetros estimados en el Resource Grid o en el Vector Map. En la figura A35.5 se muestra en el Vector Map el modelo de la Velocidad Media regional.

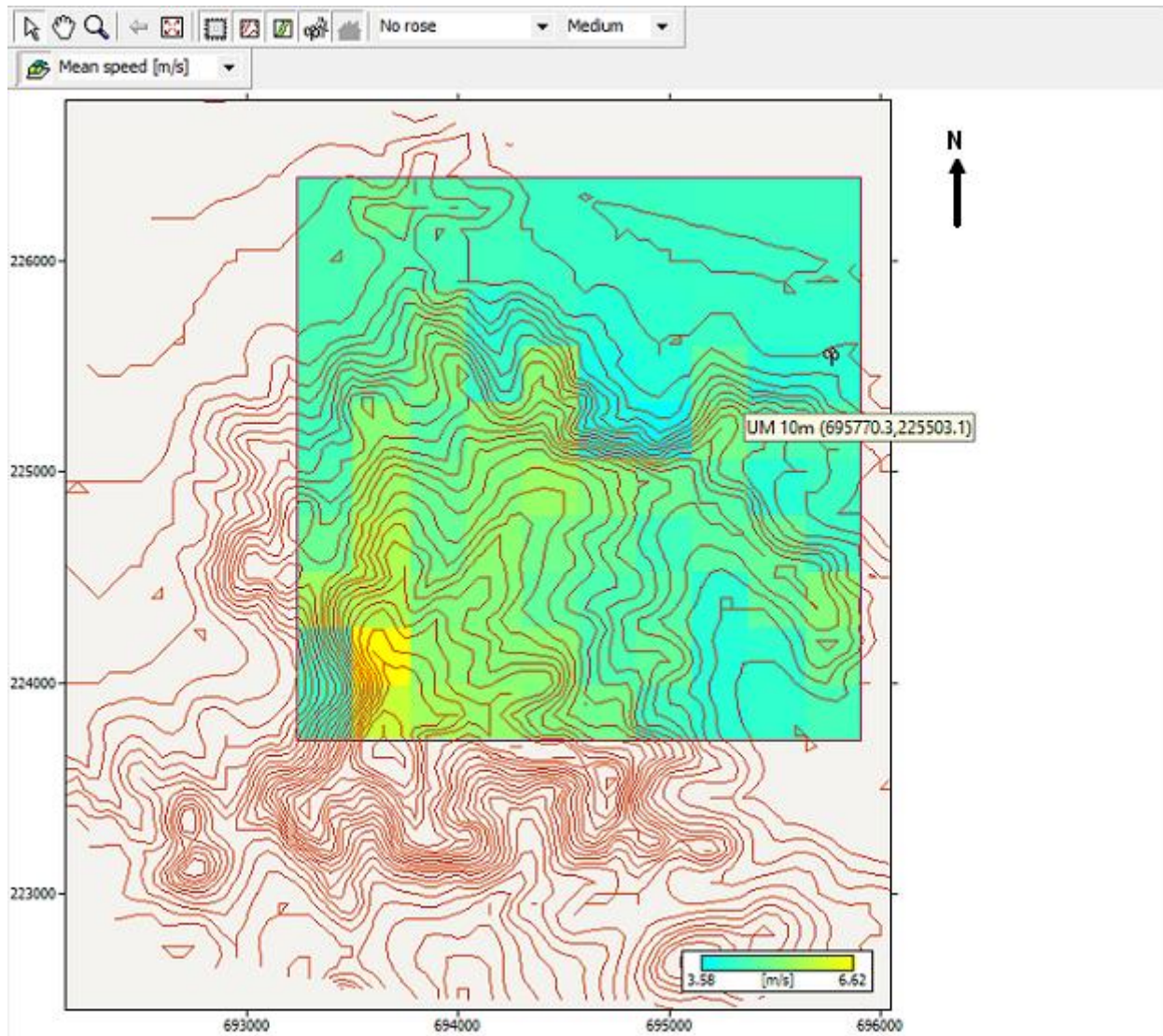


Figura A35.5: Modelo regional de V_m según los datos de la estación meteorológica Unidad Militar a 10 m.

Anexo 36: Comentarios de resultados según WAsP

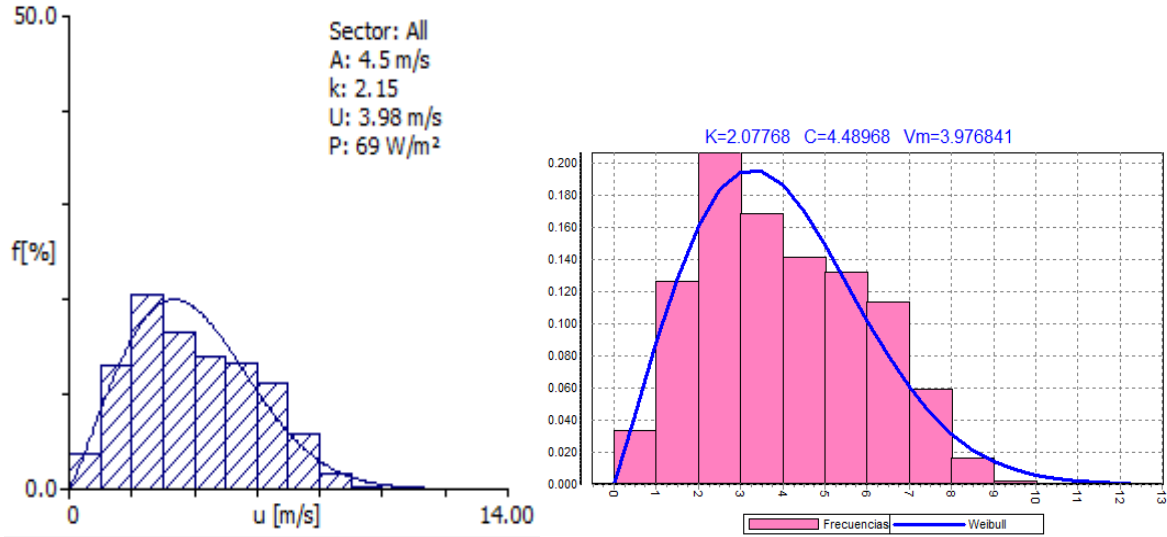


Figura A36.1: Modelos de Weibull obtenidos por WAsP y Eolica1 para Unidad Militar a 10 m.

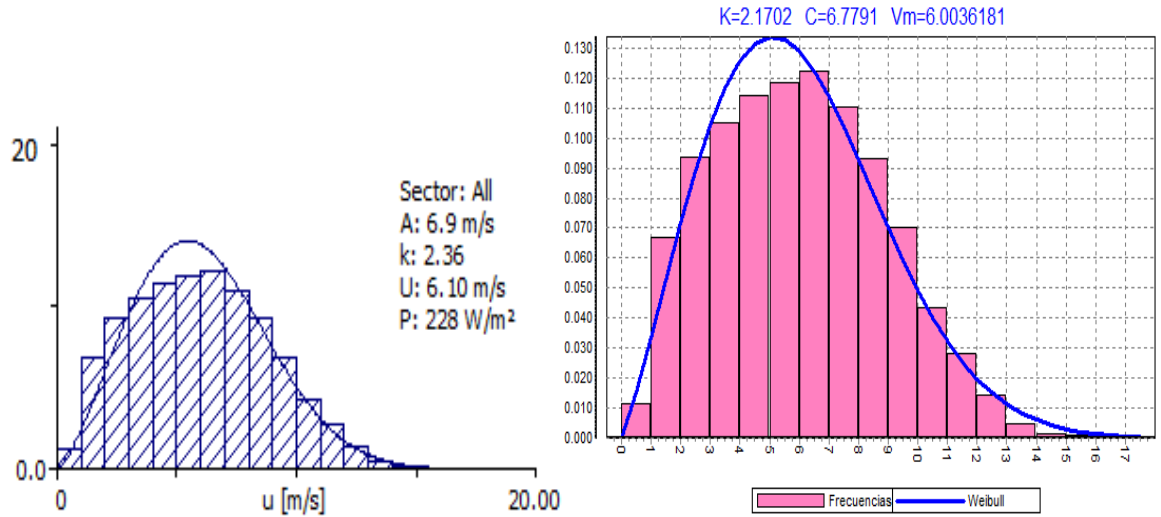


Figura A36.2: Modelos de Weibull obtenidos por WAsP y Eolica1 para Colina 2 a 50 m.

Tabla A36: Valores de los parámetros Ke, Ce (m/s) y Vme (m/s) obtenidos por WAsP y Eolical

A. Unidad Militar

Z	Parámetros mediante el software Eolical			Parámetros mediante el software WAsP			Diferencias relativa en % respecto a WAsP		
	Ke	Ce	Vme	Ke	Ce	Vme	Ke	Ce	Vme
10	2,077675	4,489685	3,976841	2,15	4,5	3,98	3,36	0,23	0,08
30	1,979376	5,773823	5,118015	2,04	5,8	5,12	2,97	0,45	0,04
50	1,945857	6,356273	5,636530	2,06	6,4	5,69	5,54	0,68	0,94
70	1,911523	6,805283	6,037681	2,07	6,9	6,14	7,66	1,37	1,67
90	1,877650	7,121715	6,322125	2,08	7,3	6,48	9,73	2,44	2,44
110	1,849082	7,275214	6,462089	2,07	7,5	6,67	10,67	3,00	3,12

B. Colina 4

Z	Parámetros mediante el software Eolical			Parámetros mediante el software WAsP			Diferencias relativa en % respecto a WAsP		
	Ke	Ce	Vme	Ke	Ce	Vme	Ke	Ce	Vme
10	2,219227	4,460505	3,950482	2,26	4,5	3,96	1,80	0,88	0,24
30	2,235486	5,771510	5,111825	2,3	5,8	5,13	2,80	0,49	0,35
50	2,258204	6,504493	5,761448	2,44	6,6	5,84	7,45	1,45	1,35
70	2,261707	7,054898	6,249047	2,55	7,2	6,39	11,31	2,02	2,21
90	2,242024	7,474503	6,620306	2,59	7,7	6,81	13,44	2,93	2,79
110	2,213168	7,793669	6,902470	2,55	8	7,1	13,21	2,58	2,78

C. Colina 2

Z	Parámetros mediante el software Eolica1			Parámetros mediante el software WAsP			Diferencias relativa en % respecto a WAsP		
	Ke	Ce	Vme	Ke	Ce	Vme	Ke	Ce	Vme
10	2,108204	4,736833	4,195330	2,09	4,7	4,17	0,87	0,78	0,61
30	2,062785	6,467151	5,728873	2,18	6,5	5,8	5,38	0,51	1,23
50	2,170199	6,779103	6,003618	2,36	6,9	6,1	8,04	1,75	1,58
70	2,213460	7,022793	6,219745	2,49	7,2	6,35	11,11	2,46	2,05
90	2,201444	7,190972	6,368592	2,5	7,3	6,52	11,94	1,49	2,32
110	2,172326	7,278916	6,446246	2,46	7,4	6,6	11,69	1,64	2,33

Anexo 37: Limitaciones de los software WAsP y WEST

Según Roque *et al.* (2020) estas aplicaciones informáticas presentan un conjunto de limitaciones que deben tenerse en cuenta al usarlas y valorar los resultados.

Aplicación WAsP

Es un sistema de programas integrado por varios modelos físicos y estadísticos que permite modelar horizontal y verticalmente el campo de viento en un área dada, y para ello utiliza las fuentes de datos climáticos o series de tiempo de velocidad y dirección del viento que aportan las estaciones meteorológicas o cualquier otra fuente de datos (aeropuertos, mediciones en parques eólicos, etc.). Este sistema de cómputo opera en la microescala (resolución menor de 1 km). Utiliza un modelo de análisis de obstáculo, otro de análisis de rugosidad y otro de análisis orográfico, los que en conjunto después de ser aplicado a una estación meteorológica reconstruyen el campo de viento para una región según la resolución escogida. Sus limitaciones son:

1. El WAsP es un modelo de flujo en equilibrio con estratificación neutral de la atmósfera. Exige condiciones ideales de la atmósfera.
2. El dominio de aplicación del WAsP como modelo de microescala es de 10 km x 10 km, es decir, 100 km². Más allá de este dominio los errores del WAsP se incrementan.
3. Sobrestima el cálculo del recurso en áreas de terreno complejo o montañoso, especialmente en áreas con índices de rugosidad mayores que cero. El WAsP trabaja bien cuando este índice es cercano a 0.
4. Exige el cumplimiento del principio de semejanza climática y topográfica, lo cual dificulta la aplicación y validez del WAsP cuando esta condición no se cumple estrictamente, ya sea en zonas montañosas o en cualquier tipo de paisaje menos complejo.
5. El WAsP no permite cambiar el valor de la densidad del aire, hecho que puede tener incidencias negativas en el cálculo de la producción de energía de una turbina eólica.

Aplicación WEST

Este software (Wind Energy Simulation Toolkit) está basado en un enfoque de reducción de escala estadística-dinámica. El principio básico es que el clima regional está asociado con una distribución específica de situaciones o patrones de tiempo a gran escala. Sus limitaciones son:

1. Asume al viento como geostrófico y homogéneo, por lo que el procedimiento falla cuando se aplica a regiones tropicales donde no se cumple el balance geostrófico;
2. Otra importante aproximación en la herramienta WEST es la exigencia de un balance hidrostático. Esta restricción hace que la herramienta sólo sea aplicable a dominios lo suficientemente pequeños como para que se cumplan los balances dinámicos. Esto hace, que cuando el dominio de trabajo es mucho más grande (como es el caso del territorio cubano) este debe dividirse en mosaicos de aproximadamente 200 km x 200 km.
3. Dificultad del modelo para capturar el comportamiento de las variables atmosféricas en regiones costeras y terrenos complejos; debido a la opción de coordenada vertical utilizada. Cuando la pendiente de la topografía se acerca a los 30 grados entonces aparecen inestabilidades numéricas en el modelo contaminando la salida, por lo que en las zonas montañosas la representación del recurso eólico es muy deficiente.
4. No tiene en cuenta el ciclo diario del viento y asume un perfil vertical estacionario para todo el día.

Anexo 38: Caracterización técnica de las mediciones en la región de estudio

En las cinco torres donde se propusieron los muestreos en el Sector Playa La Vaca, el equipamiento utilizado se describe sintéticamente en el trabajo de Soltura *et al.* (2011):

“Se utilizaron mástiles tubulares de 50 m de altura con 8 niveles de arriostre y tres brazos soportantes situados a 10, 30 y 50 m. En cada nivel se montaron anemómetros THIES First Class, previamente calibrados, y a 48,5 m se montó una veleta THIES. El datalogger se montó a 7 m de altura y los datos de velocidad y dirección del viento se promediaron y almacenaron cada 10 minutos.”

Con mayor nivel de detalle Roque (2019) señala los detalles técnicos de ese equipamiento:

	<p>Anemómetro Primera Clase. (Thies/Germany) Rango de medición: 0,3 – 75 m/s. Resolución: 0,05 m/s. Velocidad de supervivencia: 85 m/s (Máx. 30min). Temperatura ambiente: -50.....80°C. Calibración: Recomendado cada 24 meses.</p>	<p>Sensor de presión Barómetro PTB 100 Vaisala Rango: 800 – 1060 hPa Linealidad: $\pm 0,25$ hPa Histéresis: $\pm 0,03$ hPa Estab. a largo plazo: 0,01 hPa/a</p>	
	<p>Veleta Compacta Rango de medición: 0...360° Exactitud: +/- 2° Resolución: 1° Velocidad de supervivencia: 60 m/s Temperatura ambiente: -30°.....+70° Cambio de bearings: Recomendado cada 24 meses</p>	<p>Dispositivo para el almacenamiento de datos Logger Ammonit P2520-METEO-32x</p>	
	<p>Sensor de Temperatura y Humedad P6312 Mela Sensortechnik Rango de medición (T): -30.....+70°C Rango de medición (H): 0...100 %</p>		

Entonces, queda establecido que el equipamiento utilizado tuvo la calidad requerida en la época donde se realizaron las mediciones, sin embargo, debe señalarse que no se han encontrado datos o estudios acerca de la influencia de la formación técnica y disciplina tecnológica del personal que realizó las mediciones y como estas circunstancias influyeron sobre la calidad de los resultados.

Anexo 39: Resultados al modelar el caso de estudio mediante WAsP

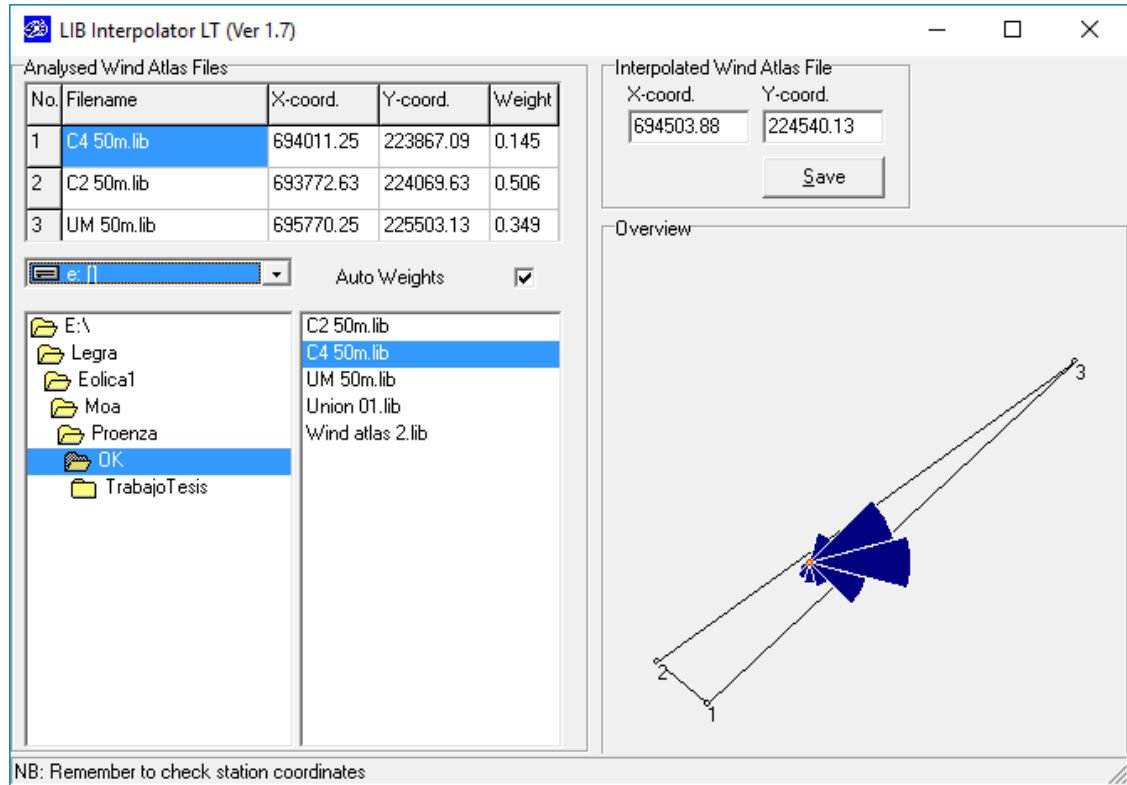


Figura A39: Interpolador LibIntLT del WAsP para obtener un modelo Wind Atlas a partir de tres modelos

Tabla A39: Parámetros estadísticos de las Diferencias Absolutas Relativas al comparar resultados de Eolica 1 y dos variantes de WAsP en cada nodo.

Parámetros estadísticos de las Diferencias Absolutas Relativas al comparar resultados de Eolica 1 y WAsP en cada nodo	WAsP solo usa datos de Colina 2 a 50 m	WAsP usa datos combinados de Colina 2, Colina 4 y Unidad Militar, todos a 50 m
$Diferencia = 100 \frac{ V_{Eol} - V_{WAsP} }{V_{WAsP}}$		
Mínimo	0,16 %	0,04 %
Máximo	11,35 %	12,17 %
Media Aritmética	4,87 %	2,93 %
Desviación estándar	2,98 %	2,33 %

Anexo 40: Comentarios acerca del valor económico de la prospección eólica

El costo de una campaña de muestreo es una fracción pequeña de la inversión en un proyecto eólico (Prando, 2014). En particular, Moreno *et al.* (2017) explican que en España en el 2007 la prospección constituyó el 0,8 % del total de los costos de un proyecto eólico. También Moreno *et al.* (2017) señalan que en el 2017 la prospección en el mundo no supera al 2 % del total de los costos de cada proyecto.

La calidad de la campaña de muestreo siempre debe aumentarse, pero no a costa de aumentar indiscriminadamente los recursos y tiempo empleados. Esta calidad debe optimizarse mediante un correcto diseño de la campaña que tenga en cuenta las características de la región, el mejor equipamiento disponible y el tipo de modelación que se empleará.

En el caso cubano, según Ibrahín Plaza Viera en su trabajo “Torres de prospección eólica en Cuba” presentado en el IV Taller Internacional CUBAEÓLICA 2019 señala que:

“La Empresa de Hidroenergía en el tema eólico es responsable del montaje, mantenimiento y la recopilación de los datos.

Los datos son entregados a la empresa INEL, que es la que rige de forma general la investigación del tema (ubicación, orientación técnica del montaje, procesamiento de datos)”

Aceptando que en Cuba la actividad de prospección no supera al 2 % del costo total de cada proyecto, entonces, en términos económicos, bajar estos costos no es la principal urgencia.

Un elemento que debe considerarse esencial es el valor propio de la tecnología (en este caso el valor del conocimiento teórico y práctico y el valor del software disponible).

Aunque el software es imprescindible para aplicar el conocimiento (procedimientos) no es el elemento de mayor valor económico. Por ejemplo, según las páginas <https://www.wasp.dk/products> y <http://www.emd.dk/windpro/wasp-products/>, el valor de las licencias anuales para usos del software WAsP oscilan entre 680 y 1360 euros, que pueden

considerarse valores económicos. Según estas fuentes, el valor de los cursos en línea oscila entre 800 y 1200 euros.

Es comprensible que tiene mayor urgencia y valor para cada país los procesos de Transferencias Tecnológicas (completa asimilación de las tecnologías más avanzadas) y, a un nivel más profundo, los procesos de Innovación Tecnológica donde las tecnologías se perfeccionan y adaptan creativamente al escenario nacional, generando independencia, seguridad y, finalmente, valor económico.