

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS
SUPERIORES DE MONTERREY

CAMPUS MONTERREY

DIVISION DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERIA



TECNOLÓGICO
DE MONTERREY.

GENERACION DE MAPAS DE VIENTO PARA LA
EVALUACION DEL RECURSO EOLICO EN LA ZONA
NORTE DE NUEVO LEON

TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ENERGETICA

POR:

ROMULO SANCHEZ CORDOVA

MONTERREY, N. L.

MAYO DE 2003

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE
MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY
DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY®**

**GENERACIÓN DE MAPAS DE VIENTO PARA LA EVALUACIÓN DEL RECURSO
EÓLICO EN LA ZONA NORTE DE NUEVO LEÓN**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO
ACADÉMICO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ENERGÉTICA**

POR:

RÓMULO SÁNCHEZ CÓRDOVA

MONTERREY, N. L.

MAYO DE 2003

CONTENIDO

DEDICATORIA	I
RECONOCIMIENTOS	II
LISTA DE FIGURAS Y GRÁFICAS	III
LISTA DE TABLAS	IV
INTRODUCCIÓN	1
1.- GENERALIDADES	
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 MARCO TEÓRICO.....	3
1.2.1 ORIGEN DEL VIENTO.....	3
1.2.2 POTENCIAL EÓLICO EN MÉXICO.....	3
1.2.3 ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO.....	3
1.2.4 VENTAJAS DEL USO DE ESTA FORMA DE ENERGÍA.....	4
1.2.5 TENDENCIA GENERAL DE LA TECNOLOGÍA.....	6
1.2.6 CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA EL CÁLCULO DE GENERACIÓN EÓLICA.....	6
1.2.7 TECNOLOGÍA DE AEROGENERADORES.....	7
1.2.8 ENERGÍA EÓLICA.....	13
2.- OBJETIVO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS	
2.1 OBJETIVO.....	15
2.2 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	16
3.- FUNDAMENTOS DE UTM Y ACONDICIONAMIENTO DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS (ANALÓGICOS)	
3.1 DESCRIPCIÓN Y USO DE LAS COORDENADAS UTM.....	19
3.2 ACONDICIONAMIENTO Y GENERACIÓN DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS (ANALÓGICOS).....	21
4.- OBTENCIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DIGITALES	
4.1 OBTENCIÓN DE DATOS.....	23
4.2 ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS.....	25
4.3 GENERACIÓN DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DIGITALES.....	25

5.- GENERACIÓN DE MAPAS DE RUGOSIDADES	
5.1 RUGOSIDAD EN SUPERFICIES.....	28
5.2 GENERACIÓN DE MAPAS DE RUGOSIDADES.....	28
6.- MEDICIÓN, ACONDICIONAMIENTO Y PREDICCIÓN DE DISTRIBUCIONES DE VIENTO	
6.1 MEDICIONES DE VELOCIDAD DEL VIENTO.....	31
6.2 ROSA DE VIENTOS.....	31
6.3 REPRESENTACIÓN DE LA VARIACIÓN DEL VIENTO MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	37
6.4 PREDICCIONES A LARGO PLAZO DE LAS DISTRIBUCIONES DEL VIENTO UTILIZANDO LA TÉCNICA MCP (Measure – Correlate – Predict).....	40
6.4.1 TÉCNICA MCP.....	41
7.- GENERACIÓN DE MAPAS DE VIENTO	
7.1 PARQUES EÓLICOS.....	46
7.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DE AEROGENERADORES.....	46
CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO	
CONCLUSIONES.....	55
RECOMENDACIONES.....	56
TRABAJO FUTURO.....	56
REFERENCIAS.....	57
APÉNDICE	
A1.- CREACIÓN DE UN PROYECTO EN WINDFARM.....	58
A2.- GENERACIÓN DE UN MAPAS DE FONDO.....	58
A3.- GENERACIÓN DE MAPAS DE CONTORNOS DE ALTURAS (O DE RUGOSIDADES).....	59
A4.- GENERACIÓN DEL MAPA DE ALTURAS DE MALLA A PARTIR DE MAPAS DE CONTORNOS DE ALTURAS (O DE RUGOSIDADES).....	60
A5.- ACONDICIONAMIENTO DE UN ARCHIVO DE DATOS DE VECTORES DE ALTURAS.....	61
A6.- GENERACIÓN DE MAPAS DE ALTURAS DE MALLA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DIGITALES (VECTORES DE ALTURAS EN FORMATO ARBITRARIO O CURVAS DE NIVEL).....	64
A7.- GENERACIÓN DE MAPAS DE RUGOSIDADES DE MALLA A PARTIR DE MAPAS DE CONTORNOS DE RUGOSIDADES.....	64
A8.- GENERACIÓN DE ROSA DE VIENTOS, HISTOGRAMAS Y DISTRIBUCIONES DE WEIBULL A PARTIR DE MEDICIONES ANEMOMÉTRICAS.....	64
A9.- PREDICCIONES A LARGO PLAZO DE LAS DISTRIBUCIONES DEL VIENTO UTILIZANDO LA TÉCNICA MCP.....	65
A10.- GENERACIÓN DE ARCHIVOS DE DISPOSICIÓN.....	66
A11.- GENERACIÓN DE MAPAS DE VIENTO.....	66
VITA.....	68

DEDICATORIA

A DIOS; por la vida y salud que me da, porque ha sido mi motor y mi fuerza.

A mis padres Julieta y Rómulo; por su amor y apoyo incondicional.

A mis hermanos David y Augusto; por ayudarme en todos mis proyectos.

A mi novia Ana Isabel García Lorenzo; por ese amor, cariño y ayuda idónea que me ha brindado siempre.

A mi gran amiga Candita V. Gil Jiménez; gracias por su apoyo, consejos y ayuda en todos mis proyectos.

A mis familiares y amigos; por el aprecio y amistad puros que existen entre nosotros.

Todos han sido mi estímulo y mi respaldo; que Dios los siga bendiciendo.

RECONOCIMIENTO

Agradezco al ITESM, el apoyo brindado durante mis estudios de maestría; así cómo a todos mis profesores y personal administrativo que han influido para que este periodo de estudios sea de gran provecho en mi desarrollo profesional.

A mi asesor, Dr. Oliver Probst, por su apoyo y amistad; por darme el temple y la facilidad de poder desarrollar éste proyecto.

A mis sinodales, Dr. Gerardo Mejía y M. C. Patricia Vela; por sus recomendaciones y comentarios en este proyecto.

Agradezco mucho el apoyo que me brindaron el Dr. Fabián Lozano, M. Patricia Vela e Ing. Ricardo Saldaña, por la disposición que tuvieron al facilitarme los datos que requirió este trabajo.

LISTA DE FIGURAS Y GRÁFICAS

- Figura 1.- Nivel de ruido producido por diferentes objetos.
- Figura 2.- Usos y aplicaciones de los aerogeneradores.
- Figura 3.- Componentes de un aerogenerador de eje horizontal.
- Figura 4.- Proceso Metodológico de la tesis.
- Figura 5.- Ubicación de la zona en la que se desarrolla el proyecto.
- Figura 6.- Procedimientos para la generación de mapas de viento.
- Figura 7.- Representación de las 60 zonas UTM.
- Figura 8.- Características de una zona UTM.
- Figura 9.- Regiones de trabajo para la generación de mapa de viento.
- Figura 10.- Generación de mapas de altura de acuerdo al tipo de información obtenida.
- Figura 11.- Mapa de alturas de las regiones de estudio.
- Figura 12.- Mapa de rugosidades de las regiones de estudio.
- Figura 13.- Rosa de vientos de la estación Colombia para el año 1999 y 2000.
- Figura 14.- Rosa de vientos de la estación Colombia para el año 2001, 2002 y 2003.
- Figura 15.- Rosa de vientos histórica de la estación Colombia.
- Figura 16.- Rosa de vientos de las estaciones Elefante y Anáhuac.
- Figura 17.- Rosa de vientos de las estaciones Vallecillos y Cerralvo.
- Figura 18.- Rosa de vientos de la estación Loma Alta.
- Gráfica 1.- Velocidades medias mensuales para la estación de la CNA y el FIDENOR.
- Gráfica 2.- Velocidades mensuales para las estaciones del FIDENOR.
- Figura 19.- Frecuencia y distribución de Weibull para la estación Colombia de 1999 a 2002.
- Figura 20.- Frecuencia y distribución de Weibull para la estación Colombia para 2003 y para todo el periodo de mediciones.
- Figura 21.- Frecuencia y distribución de Weibull para las estaciones Elefante y Anáhuac.
- Figura 22.- Frecuencia y distribución de Weibull para las estaciones Vallecillos, Cerralvo y Loma Alta.
- Figura 23.- Proceso para la generación de rosas de viento inferidas utilizando la técnica MCP.
- Figura 24.- Rosa de vientos y distribución de Weibull inferidos para la estación Elefante.
- Figura 25.- Rosa de vientos e histogramas inferidos para las estaciones Anáhuac y Vallecillos.
- Figura 26.- Rosa de vientos e histogramas inferidos para las estaciones Cerralvo y Loma Alta.
- Figura 27.- Correlaciones en los sectores importantes para las 5 estaciones del FIDENOR.
- Figura 28.- Proceso para generar mapas de viento.
- Figura 29.- Mapa de alturas y rugosidades para la estación Elefante.
- Figura 30.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante considerando mapa de alturas y rugosidades.
- Figura 31.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante considerando mapa de alturas.
- Figura 32.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante considerando mapa de rugosidades.
- Figura 33.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante.
- Figura 34.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Anáhuac.

Figura 35.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Vallecillos.

Figura 36.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Cerralvo.

Figura 37.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Loma Alta.

Figura 38.- Mapas de viento (velocidades promedio) superpuestos para conocer con mejor exactitud las velocidades promedio de regiones que se encuentran a las orillas de los mapas de los sitios definidos para cada estación.

Figura 39.- Mapas de viento (densidad de potencia) superpuestos para conocer con mejor exactitud las densidades de potencia promedio de regiones que se encuentran a las orillas de los mapas de los sitios definidos para cada estación.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Capacidad instalada (MW) de los países con más uso de energía eólica.

Tabla 2.- Zonas de estudio en las que se generarán mapas de viento.

Tabla 3.- Coordenadas UTM de las regiones de estudio.

Tabla 4.- Coordenadas UTM y alturas sobre el nivel medio del mar de las estaciones.

Tabla 5.- Coeficientes de rugosidad para diferentes superficies.

Tabla 6.- Sectores angulares en los que se observan las mediciones para generar rosas de viento.

Tabla 7.- Mediciones mensuales obtenidas de las 5 estaciones del FIDENOR.

Tabla 8.- Mapas de viento para las 5 estaciones del FIDENOR vía mapa digital de curvas de nivel (LabSIG del ITESM).

Figura 35.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Vallecillos.

Figura 36.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Cerralvo.

Figura 37.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Loma Alta.

Figura 38.- Mapas de viento (velocidades promedio) superpuestos para conocer con mejor exactitud las velocidades promedio de regiones que se encuentran a las orillas de los mapas de los sitios definidos para cada estación.

Figura 39.- Mapas de viento (densidad de potencia) superpuestos para conocer con mejor exactitud las densidades de potencia promedio de regiones que se encuentran a las orillas de los mapas de los sitios definidos para cada estación.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Capacidad instalada (MW) de los países con más uso de energía eólica.

Tabla 2.- Zonas de estudio en las que se generarán mapas de viento.

Tabla 3.- Coordenadas UTM de las regiones de estudio.

Tabla 4.- Coordenadas UTM y alturas sobre el nivel medio del mar de las estaciones.

Tabla 5.- Coeficientes de rugosidad para diferentes superficies.

Tabla 6.- Sectores angulares en los que se observan las mediciones para generar rosas de viento.

Tabla 7.- Mediciones mensuales obtenidas de las 5 estaciones del FIDENOR.

Tabla 8.- Mapas de viento para las 5 estaciones del FIDENOR vía mapa digital de curvas de nivel (LabSIG del ITESM).

INTRODUCCIÓN

El viento es consecuencia de la radiación solar. Las diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta generan diferentes áreas térmicas y los desequilibrios de temperatura se traducen en variaciones de presión. La radiación solar que se recibe sobre el suelo se traduce en una elevación de la temperatura, tanto de la corteza terrestre como del aire circundante. El aire caliente se dilata, pierde presión y es remplazado por el aire fresco que viene del mar.

Durante la noche, el ciclo se invierte. La corteza terrestre se enfría más rápidamente, mientras que el agua del mar conserva mejor el calor acumulado a lo largo del día. En las montañas ocurre un proceso parecido; unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su orientación y pendiente. El calentamiento del suelo es desigual, y los desplazamientos del aire tienden a compensar las diferencias de presión.

Debido a la problemática mundial respecto de las fuentes energéticas convencionales y a qué en el mediano y largo plazo el precio del petróleo y sus derivados tendrán que sufrir incrementos significativos en la medida en que se vayan agotando las reservas comprobadas además de las restricciones ambientales en todo el mundo, se hará cada día más difícil el uso de combustibles fósiles para la satisfacción de las crecientes necesidades energéticas de la población mundial.

Para México, los sustitutos naturales del petróleo para la generación de electricidad, considerando los niveles de demanda de potencia en MW y de consumo de energía en MWh, pueden ser: la hidroelectricidad, la geotermia y la energía nuclear. [1]

Otras alternativas para la satisfacción de las necesidades energéticas en el presente siglo son:

- La biomasa.
- Las celdas de combustible.
- La energía eólica.
- La energía solar fotovoltaica y térmica.
- La energía mareomotriz.
- La micro hidroelectricidad.

La viabilidad económica de éstos sistemas será cada vez más robusta cuando el precio del barril de petróleo sea del orden de los 300.00 dólares norteamericanos y no olvidando que un punto clave de esto es la incentivación fiscal, los créditos blandos así como leyes, normas y reglamentos pensadas éstas fuentes de generación.

Además de los problemas técnicos implícitos en el desarrollo de las fuentes energéticas que sustituirán al petróleo, habrá que agregar una gran cantidad de intereses económicos creados por las grandes compañías petroleras del mundo. [1]

1 GENERALIDADES

La energía eólica, al igual que muchas otras energías renovables, representa un inmenso campo de investigación, no sólo en sus diferentes usos sino también en el desarrollo de nuevos diseños y materiales para aplicaciones en aerogeneradores eólicos. En México, particularmente, poco a poco, se ha incrementado el interés en la investigación sobre aerogeneradores, desarrollo y optimización.

1.1 ANTECEDENTES

La implementación de las fuentes alternas de energía en México, es de gran importancia, ya que se tienen aproximadamente 90,000 pequeñas comunidades rurales de menos de 1,000 habitantes que carecen de energía eléctrica y que se encuentran a distancias que hacen difícil su electrificación; esta colecta energética se puede canalizar a sistemas de distribución de CFE, para uso propio en el esquema de pequeños productores entre otras aplicaciones. [2]

La energía eólica es una de las mejores opciones para reducir los índices de contaminación, preservar y regular el uso de petróleo para otras actividades humanas. Actualmente se están desarrollando mejores aerogeneradores que permiten captar y usar con más eficiencia la energía intrínseca del viento. Dado que los aerogeneradores funcionan en un rango de velocidades del viento es necesario realizar un estudio de factibilidad del área de posible recolección de energía eólica y potencial energético de la región. Por lo expuesto anteriormente, cuando se pretende hacer uso de ésta energía que por si misma no tiene precio, interesa saber que regiones son factibles de operar con aerogeneradores, cuanta energía pueden recolectar en ellas, cuánto costará y en cuánto tiempo se recupera la inversión, como principales aspectos del análisis.

El proyecto surge de una dependencia, el FIDENOR (Fideicomiso para el desarrollo del Norte del Estado de Nuevo León), para impulsar la zona de Colombia como un segundo foco ordenado de desarrollo, pues Colombia tiene una ubicación estratégica desde el punto de vista comercial (es el enlace con Texas). Se pretende aprovechar este aspecto dados los vínculos comerciales que existen a raíz del TLC.

Este desarrollo está a cargo de esta dependencia; su objetivo es desarrollar el norte de la entidad, buscando el beneficio de sus habitantes, mediante el establecimiento de estrategias, proyectos y programas convenientes para propiciar e implementar el desarrollo en forma integral de acuerdo a un orden lógico y prioritario, aprovechando su ubicación estratégica y contribuyendo con esto a evitar la excesiva concentración del área metropolitana de Monterrey. El presente proyecto se realizó en coordinación con el FIDENOR.

1.2 MARCO TEÓRICO

La Energía Eólica es la transformación del viento en energía eléctrica, por medio de una turbina o generador eólico. Para este tipo de energía, se deberán considerar diversos factores tales como: vientos globales de la zona, las condiciones del terreno (el viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos) entre otros.

Dada la importancia y urgencia que tiene el desarrollo sostenible a nivel mundial, la búsqueda de nuevas alternativas en la producción de energía se está desarrollando de una forma cada vez más acelerada. La energía eólica es una realidad cuyas aplicaciones cada vez son más extensas y con un impacto importante en el cuidado ambiental y económico; la aplicación de ésta tecnología va en aumento con un ritmo constante en muchos países. [3]

1.2.1 ORIGEN DEL VIENTO

A escala planetaria, la zona ecuatorial recibe la máxima radiación solar, mientras que en las zonas polares apenas se perciben sus efectos. Las diferencias térmicas y de presión entre la zona ecuatorial y las polares producen un movimiento circulatorio del aire que se ve afectado por el movimiento de la tierra (fuerzas de inercia de Coriolis); en el hemisferio norte el movimiento de aire en las capas altas y bajas de la atmósfera tiende a desviarse hacia el oeste. En el hemisferio sur, sucede lo contrario. [4]

1.2.2 POTENCIAL EÓLICO EN MÉXICO

En la actualidad en México existen solamente mediciones puntuales del potencial eólico del país susceptible de ser aprovechado para la generación eléctrica. Estas mediciones provienen de pequeñas redes anemométricas que han confirmado la existencia de manifestaciones eólicas aprovechables tanto desde el punto de vista técnico como económico en las siguientes regiones:

- Oaxaca (Istmo de Tehuantepec).
- Península de Baja California.
- Península de Yucatán.
- Región Centro Norte.
- Los litorales.

1.2.3 ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

Aunque el potencial eólico en el mundo es mucho, el uso de la tecnología para extraer esa energía y la disponibilidad económica son los principales factores para catalogar a los países que hacen uso de ésta. La tabla 1 muestra en orden descendente la capacidad instalada de los países con más utilización de la tecnología eoloelectrónica.

PAÍS	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
Alemania	12,079
Dinamarca	2,889
España	4,832
India	1,702
Reino Unido	557
Total en Europa	23,500
Total USA	4,685
Total Mundial	31,500

Tabla 1.- Capacidad instalada (MW) de los países con más uso de energía eólica.

*Datos de abril de 2003; ref. de internet al final del documento.

1.2.4 VENTAJAS DEL USO DE ESTA FORMA DE ENERGÍA

La energía eólica ha llegado a ser la menos cara de las energías renovables. El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas además de generar empleos. Hay aspectos importantes que considerar:

Ambientales

La energía eólica es de las mejores opciones para reducir índices de contaminación y extender el tiempo de existencia de las fuentes fósiles. Un moderno aerogenerador de 1.5 MW evitará en condiciones de México, la emisión de 1,805 toneladas anuales de CO₂ (*suponiendo un factor de planta del 30%) que producirían otras fuentes de energía, generalmente centrales térmicas a carbón. No deja ningún tipo de residuos ni de emisiones dañinas para el medio ambiente, ni para el personal involucrado en su manejo.

* 1 kWh => 0.458 kg de CO₂

Aerogenerador de 1.5 MW con un factor típico de planta de 30% trabajando 8760 hrs/año.
 $(1500 \text{ kW})(0.30)(8760 \text{ h})(0.458 \text{ kg CO}_2/\text{kWh})/1000 = 1805 \text{ Ton de CO}_2$

- El proceso de conversión viento – electricidad:
 - No libera gases de efecto invernadero.
 - No emite gases contaminantes atmosféricos.
 - No utiliza agua.
 - No genera residuos peligrosos.
- La fuente de energía (el viento):
 - Es inagotable ya que se deriva de procesos atmosféricos perennes.
 - Está en la superficie y por lo tanto no requiere de procesos de extracción.
 - Su manejo y posibles accidentes en su explotación no implican riesgos ambientales de alto impacto, tales como derrames por transporte, explosión, incendios, etc.

Estudios llevados a cabo en varios países sugieren que los aerogeneradores no tienen impacto significativo en la vida de las aves al compararse con otras actividades humanas. [5]

Económicos

El precio de compra de la electricidad producida por la energía eólica es asunto de la política energética y de la situación del mercado de energía en cada país. El costo depende del proyecto específico y es sensible a los siguientes factores:

- Régimen de viento en el sitio de instalación de la central.
- Grado de dificultad para la construcción, operación y mantenimiento.
- Lejanía del punto de interconexión con la red eléctrica convencional.
- Costo y comportamiento de los aerogeneradores utilizados.
- Infraestructura disponible (por ejemplo, vías de acceso).
- Costo del terreno (renta o venta).
- Condiciones de financiamiento del proyecto.

Ruido

Aunque son varios los aspectos que se tienen que tomar en cuenta para un parque eólico sólo hay uno que tiene mayor peso y sobre el que las compañías de aerogeneradores han trabajado para minimizarlo y es el ruido. La siguiente figura muestra una comparación del ruido generado por un aerogenerador con el de otros objetos.

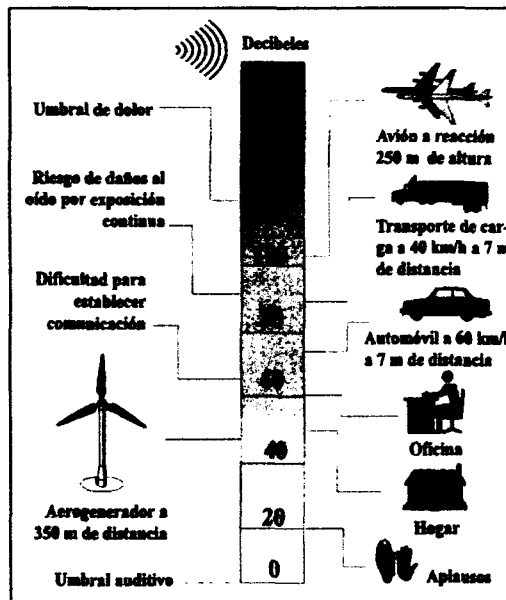


Figura 1.- Nivel de ruido producido por diferentes objetos. [5]

Impacto Visual

Los demás aspectos, como el visual (ZVI), sombras (shadow flicker), erosión etc. también son tomados en cuenta para instalar un parque eólico y su importancia depende las circunstancias en las que se ve envuelto el proyecto (p.e. si hay casas cerca, etc.)

1.2.5 TENDENCIA GENERAL DE LA TECNOLOGÍA

Actualmente, se maneja un promedio de 1,000 USD/kW de capacidad instalada. Las proyecciones en la Unión Europea consideran que para el año 2020 los costos de inversión en centrales eoloelectricas podrían ser de 75 a 50% de los costos actuales. Tomando como base un valor promedio de 1160 USD/kW, reportado al “Acuerdo de implementación de la Generación Eoloelectrica” en el seno de la Agencia Internacional de Energía, por lo que las expectativas para el año 2020 sería de un costo promedio entre 580 y 870 USD/kW instalado. [5]

Según la TERES II (The European Renewable Energy Study) en la Unión Europea la proyección del costo promedio de la generación eoloelectrica centralizada llegará a 0.04 USD/kWh para el 2020 mientras que instituciones de Estados Unidos lo proyectan en 0.025 USD/kWh para el año 2030. Ambas proyecciones están hechas para el escenario de producción independiente en sitios de una velocidad de viento media anual de 6.7 m/s y con condiciones favorables para el financiamiento de los proyectos. [5]

En términos generales, las tendencias técnicas de diseño son:

- Incremento de eficiencia, de resistencia a cargas dinámicas por viento, niveles de seguridad y resistencia a condiciones climáticas severas.
- Reducción de masa, costos de mantenimiento, ruido acústico y efectos adversos sobre la red eléctrica.
- Mejoramiento del aspecto estético.

1.2.6 CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA EL CÁLCULO DE GENERACIÓN EÓLICA

Independientemente del número de aerogeneradores instalados, del tamaño y potencia de los mismos, es necesario conocer:

- a) **Potencial eólico** (la cantidad de energía que se puede obtener de la zona de interés depende de la velocidad del viento de la zona) y características del viento en el sitio seleccionado (distribución y perfil de velocidades e influencia de obstáculos topográficos).

Distribución de velocidades: La función de distribución de velocidades permite saber en base a 2 parámetros (factor escala y factor forma que se verán más adelante) la variación de la velocidad del viento para cada sector angular. Con esta información y conociendo los parámetros de operación del aerogenerador se puede evaluar la ganancia de energía anual que éste puede generar.

La curva de distribución de velocidades se obtiene por procedimientos estadísticos a partir de mediciones tomadas en el lugar de emplazamiento. Los más utilizados en aplicaciones eólicas son la distribución de Weibull y la de Raleigh.

Perfil de velocidades e influencia de obstáculos topográficos: La velocidad del viento varía a medida que se gana altura respecto al suelo. Las fuerzas de rozamiento y el efecto de frenado debido a las irregularidades del terreno (aspectos topográficos y orográficos) son más intensos

en las capas que se encuentran en contacto con el terreno produciéndose un gradiente de velocidades que suele verse afectado por la compresión que sufre el viento al pasar ciertos obstáculos que encuentra en su recorrido; la distribución de velocidades en función de la altura es la siguiente:

$$V(h) = V(h_{REF}) \cdot \frac{\ln(h / Z_o)}{\ln(h_{REF} / Z_o)}$$

Siendo:

h Altura a la que se desea obtener la velocidad del viento (m).

h_{REF} Altura de origen de datos (m).

$V(h)$ Velocidad a la altura de referencia deseada (m/s).

$V(h_{REF})$ Velocidad de referencia (m/s).

Z_o Rugosidad del terreno (m).

Con la información que proporciona el perfil de velocidades se puede determinar la altura más adecuada para instalar una turbina. Esta altura se obtiene como una solución de compromiso entre el incremento de coste por cada metro de torre adicional y el aumento de ganancia energética que representa. [6]

La altura de montaje del conjunto turbina – generador tiene una gran importancia, ya que por una parte, puede captar una mayor velocidad de viento, debido al gradiente de velocidades y por otra, la corriente de aire conforma un flujo más laminar con coeficiente de rozamiento menor alejándose de las zonas de turbulencia. Por esta razón, en Europa actualmente se tiende a la instalación de parques eólicos en el mar conocidos como *Offshore* a poca distancia de la costa. [7]

- b) **Superficie y acceso**; la superficie disponible para la instalación de los aerogeneradores así como vías de acceso al sitio son aspectos muy importantes que se toman en cuenta para la instalación de un parque eólico ya que pueden llegar a ser la mayor limitante por los costos derivados que pueden surgir.
- c) **Las características de la red eléctrica** a la que se pretenda descargar la generación eólica así como distancia de los aerogeneradores a la red eléctrica más próxima.
- d) **Sistemas híbridos**, pues en el caso de sistemas aislados no es factible depender exclusivamente de la generación eólica debido a la naturaleza aleatoria de los vientos, en virtud de ello se requiere conocer las características de otras fuentes convencionales y no convencionales que integran estos sistemas híbridos a los cuales se acopla la generación eólica.

1.2.7 TECNOLOGÍA DE AEROGENERADORES

Por su aplicación los aerogeneradores se pueden clasificar en:

- Aerogeneradores para aplicaciones aisladas.

- Aerogeneradores para aplicaciones interconectadas.
- Por la configuración del eje se clasifican en:
- Aerogeneradores de eje vertical y eje horizontal.

Independientemente de la clasificación de los aerogeneradores estos tienen variados usos tal cómo se aprecia en la siguiente figura.

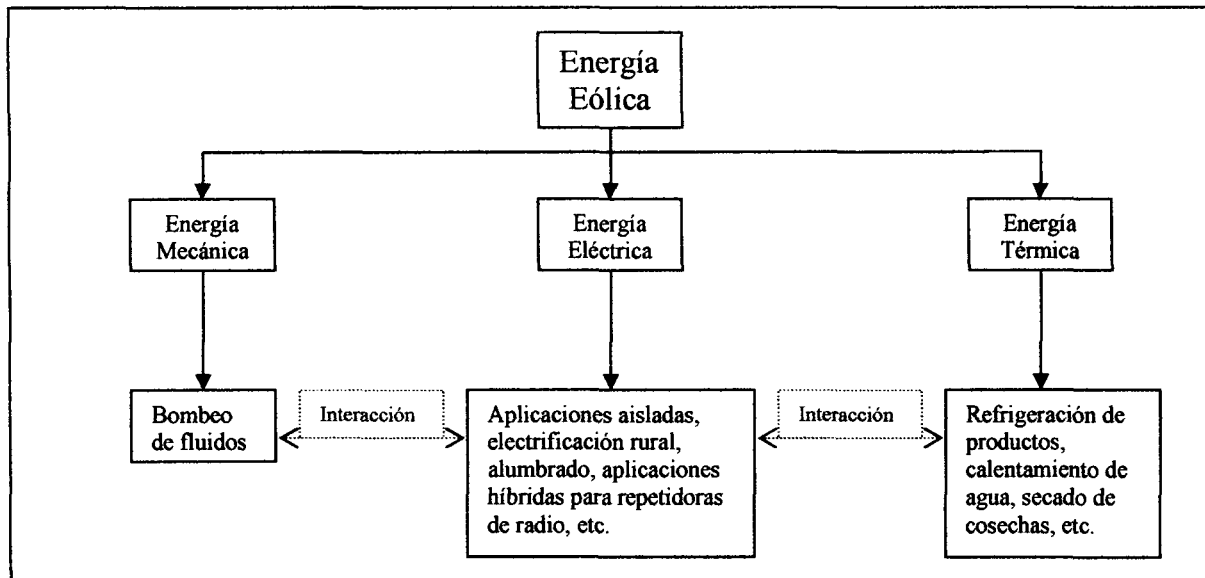


Figura 2.- Usos y aplicaciones de los aerogeneradores. [4]

La generación de electricidad es la aplicación más extendida y sobre la que más se está trabajando en materia tecnológica.

Aerogeneradores para aplicaciones aisladas

Son máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales. Estos aerogeneradores se combinan con bancos de baterías y/o generadores diesel (que hacen una función de respaldo) para almacenar la electricidad que generan y de este modo acoplar la generación con la demanda en el tiempo. En el mercado actual se ofrecen con una capacidad unitaria inferior a 35 kW pero se pueden integrar arreglos con varias unidades para lograr suministrar energía eléctrica a cargas más grandes (como electrificación rural). Dependiendo de las necesidades de suministro de electricidad y de la disponibilidad de los recursos energéticos no convencionales, se pueden combinar con sistemas fotovoltaicos, microturbinas hidráulicas y otros, dando lugar a las combinaciones que se conocen como “sistemas híbridos”. [A1]

Aerogeneradores para aplicaciones Interconectadas

Son máquinas de tamaño considerable que típicamente se interconectan con una red eléctrica convencional para contribuir a la alimentación de cargas específicas de capacidad importante o para construir centrales eoloelectricas. En el mercado actual se ofrecen en capacidades que van de 600 a 3,000 kW. En el proceso de desarrollo tecnológico de aerogeneradores para

aplicaciones interconectadas se han propuesto y probado una gran variedad de conceptos. Sin embargo, los aerogeneradores de eje horizontal, son los únicos que han alcanzado un grado de madurez aceptable tanto en lo técnico como en lo económico. En México se cuenta con la central eólica de la Ventosa en Oaxaca, operada por CFE, con una capacidad instalada de 1.5 MW.

Generadores de eje vertical y eje horizontal

Generadores de eje vertical: El mayor desarrollo en generadores de eje vertical lo ha conseguido el tipo Darrieus debido a las características aerodinámicas de las palas, que permiten el aprovechamiento de velocidades de viento elevadas dentro de una banda muy amplia sin que se requieran mecanismos de regulación y control muy sofisticados ya que cada tamaño de máquina tiene un límite de potencia definido por las palas de paso fijo y el mecanismo de transmisión de la energía cinética a la flecha del generador.

Las principales desventajas de los aerogeneradores de eje vertical respecto de los de eje horizontal son:

- Requieren de una motorización ya que los perfiles aerodinámicos y la simetría de las palas no permite el auto arranque.
- Para emplazamientos que se encuentren en el rango de entre 1,800 a 2,500 kWh/kW por año, se ha comprobado que a igual potencia instalada, entre un modelo de eje vertical y un modelo de eje horizontal, el primero genera aproximadamente la mitad de energía eléctrica que el segundo (por los fenómenos aerodinámicos que intervienen). Esta ha sido una de las principales razones por las que normalmente el mercado de los generadores eólicos demanda un menor número de máquinas de eje vertical. [1]

Generadores de eje horizontal: Independientemente de la clasificación de generadores eólicos, es importante destacar que existen dos tipos de aeroturbinas, según la velocidad de giro de los rotores. Las rápidas que en términos generales son las que se sincronizan a la red de distribución de las empresas suministradoras y que de hecho reciben el nombre de aerogeneradores y las lentas que con frecuencia se denominan aeroturbinas que son usadas en aplicaciones de suministro a cargas remotas aisladas como el caso de los sistemas híbridos. Los generadores de eje horizontal, son fundamentalmente máquinas con un rotor giratorio cuyo movimiento es producido por la diferencia de presión que se genera en las palas (generalmente 3) de que consta el rotor mismas que aprovechan al máximo la velocidad del viento debido al avanzado diseño del perfil aerodinámico de las palas. El movimiento de rotación producido es transmitido e incrementado a través de un multiplicador de velocidad hasta el generador eléctrico. [8]

Componentes de un generador de eje horizontal

Dado que la mayoría de los aerogeneradores son de eje horizontal es importante conocer sus componentes principales. La figura 3 muestra los componentes de un aerogenerador, que son: la góndola, las palas del rotor, la masa, el eje de baja velocidad, el multiplicador, el eje de alta velocidad con su freno mecánico, el generador eléctrico, el mecanismo de orientación, el controlador electrónico, el sistema hidráulico, la unidad de refrigeración, la torre, el anemómetro y la veleta. [8]

A continuación se describen los componentes de un aerogenerador (las referencias que se realizan son basadas en la figura 3):

La góndola: Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola se encuentra el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y la masa.

Las palas del rotor: Éstas capturan el viento y transmiten su potencia hacia la masa. En un aerogenerador moderno de 600 kW cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud y su diseño es muy parecido al ala de un avión. Generalmente se hacen con fibra de vidrio y se conocen también con como aspas o álabes.

La masa: Está acoplada al eje de baja velocidad del aerogenerador. Es el elemento de soporte de las palas que permite cierto ajuste de su paso fijo durante la instalación para optimizar la generación en cada sitio.

El eje de baja velocidad: Conecta la masa del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira bastante lentamente, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

El multiplicador: Tiene dos ejes de velocidad, uno de baja y otro de alta, por acoplamiento de engranes el eje de alta velocidad puede girar 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.

El eje de alta velocidad: Gira aproximadamente a 1.500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un *freno de disco* mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

El generador eléctrico: Suele ser un generador asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 600 y 3000 kW.

El controlador electrónico: Tiene una computadora que continuamente monitorea las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier falla (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente detiene el aerogenerador y da una señal al encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante un módem.

El sistema hidráulico: Es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador (cuando este es controlado por cambio del ángulo de ataque).

La unidad de refrigeración: Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad de refrigeración empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

La torre: Es el elemento que soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Una turbina de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros (la altura de un edificio de 13 a 20 plantas). Las torres pueden ser tubulares o de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas, ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas. Los elementos metálicos son protegidos contra la corrosión mediante un sistema de galvanizado en caliente.

El mecanismo de orientación: Es activado por el controlador electrónico, que monitorea la dirección del viento utilizando la veleta.

El anemómetro y la veleta: Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente de 3 a 5 m/s. La computadora parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación. A continuación se muestran los elementos de un aerogenerador.

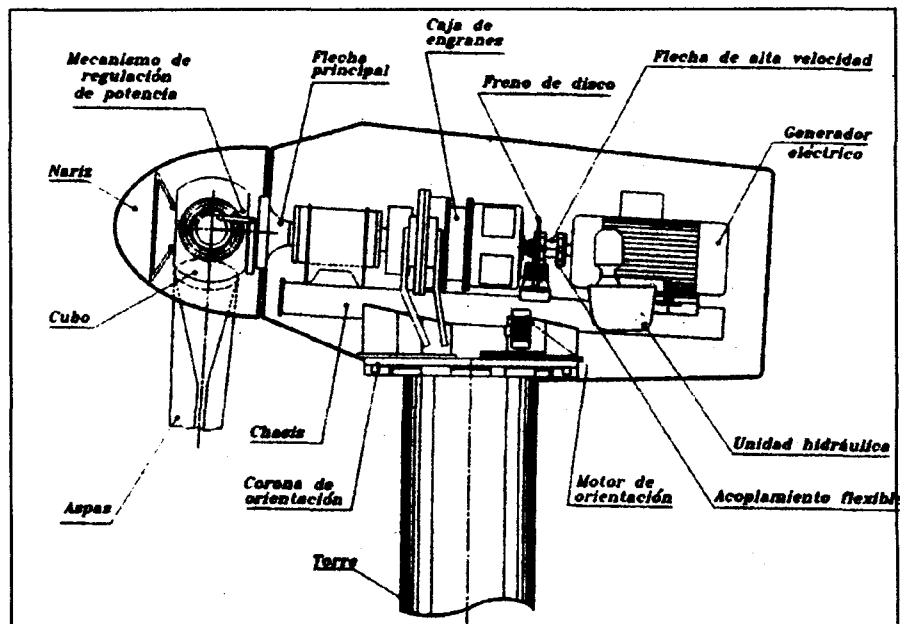


Figura 3.- Componentes de un aerogenerador de eje horizontal. [5]

Control de potencia en aerogeneradores y conexión a la red

Los aerogeneradores generan su máxima potencia a velocidades del viento alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que los vientos tan fuertes no son comunes. En el caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador pues el fenómeno de sustentación genera esfuerzos en las aspas y en las piezas mecánicas que sujetan la torre. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad en los aerogeneradores modernos.

Aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso ("pitch controlled"): En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Inversamente, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo. Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso). El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, la computadora generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento. El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de forma hidráulica. Las máquinas de 2MW en adelante utilizan éste mecanismo para su control de potencia.

Aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica ("stall controlled"): Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas a la masa en un ángulo fijo. Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento. Esta pérdida de sustentación evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor. Conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación. Las palas del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica igual que las de que utiliza cambio del ángulo de paso están ligeramente torsionadas a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierda la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico. La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y presenta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

Otros métodos de control de potencia: Algunos aerogeneradores modernos usan alerones (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue. Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje

vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de regulación por desalineación del rotor sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 10 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente (fatiga) y que a la larga pueden dañar toda la estructura.

Conexión a la red: Un aspecto muy importante desde el punto de vista eléctrico es la conexión a la red. La conexión a la red puede ser directa o indirecta; la conexión directa a red significa que el generador está conectado (directamente) a la red de corriente alterna (generalmente trifásica) mientras que la conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que la ajustan para igualarla a la de la red. Lo anterior implica que la red sea robusta para soportar la energía entregada. Aquí entran en juego otros aspectos cómo la frecuencia de suministro, armónicas etc.

Generadores eólicos síncronos y asíncronos

Una máquina eléctrica (cualquiera) puede trabajar de dos modos, cómo motor (consume energía) y cómo generador (entrega energía); esto depende de la velocidad de giro natural de la máquina; si la máquina alcanza cómo máximo la velocidad impuesta la frecuencia de la red es un motor eléctrico y si su velocidad natural es superada debido a fuerzas externas entonces el rotor entrega energía en lugar consumirla por lo que la máquina es un generador eléctrico. En grandes aerogeneradores el voltaje generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica; posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre) para aumentar su voltaje entre 10 y 30 kV, dependiendo del estándar de la red eléctrica local. Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) y de 60 Hz (para la red eléctrica de América). Los generadores eólicos se dividen en dos grupos, síncronos y asíncronos.

En las turbinas eólicas se utiliza más el generador asíncrono o de inducción porque su comportamiento obedece al de un transformador, logrando de éste modo generar electricidad en condiciones variables de velocidad (aspecto que cuenta mucho pues aunque el aerogenerador multiplica la velocidad de giro de los álabes, esta velocidad cambia constantemente) en tanto que el generador síncrono requiere de una fuente de c.d. para excitar las bobinas del rotor y condiciones estables de velocidad para que la frecuencia de voltaje generado sea la misma que la velocidad de giro del rotor. A pesar de que el motor de inducción tiene un bajo f.p. (factor de potencia), un banco de capacitares bien dimensionado corrige esta situación. [9]

1.2.8 ENERGÍA EÓLICA

Energía cinética y potencia del aire

La energía cinética contenida en la masa de aire es la siguiente:

$$EC = \frac{1}{2} mV^2$$

Y la potencia que posee el aire en movimiento con su flujo másico es:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m}V^2$$

La potencia del aire también se puede expresar como:

$$P = \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3$$

Siendo ρAV el flujo másico en términos de la densidad de aire y del gasto volumétrico del mismo.

Como se puede apreciar la potencia que posee el aire depende de su densidad; a 1atm y 15°C la densidad del aire es de 1,225 kg/m³; la densidad disminuye con la altura, ligeramente con el aumento de la humedad y acorde a la ley de los gases ideales el aire es más denso a temperaturas bajas y a grandes altitudes la presión del aire es más baja y por lo tanto menos denso.

Potencia extraída del aire

La potencia extraída del viento por los álabes del rotor es la diferencia de la potencia que entra y la que sale por éstos y está dada por la siguiente ecuación:

$$P_{ex} = C_p \frac{1}{2} \rho V_o^3 A$$

Dónde $C_{p_{max}} = \frac{16}{27}$ y se conoce como la ley de Betz. [8]

2 OBJETIVO Y ESTRUCTURA DE LA TESIS

2.1 OBJETIVO

El objetivo principal de esta tesis fue realizar un estudio de factibilidad técnica en la zona de Colombia (región norte de Nuevo León) con datos que han sido obtenidos por la CNA (Comisión Nacional del Agua), FIDENOR/IIE (Instituto de Investigaciones Eléctricas) y el NADBank (North American Data Bank), para tal efecto se generaron mapas eólicos que permiten evaluar el potencial en la región utilizando el programa WindFarm. La principal ventaja que se tiene con el desarrollo de software en materia de energía eólica no sólo estriba en la predicción del comportamiento del sistema en función de las corrientes de aire del lugar sino que se puede estimar la cantidad de energía recolectada para realizar un estudio de costos sobre el mismo. Para esto se requirió de datos meteorológicos de la zona de interés; una vez obtenidos los datos los análisis y predicciones se realizaron con la herramienta de software WindFarm. Lo anterior se concentra en 3 etapas metodológicas que se describen en el siguiente esquema.

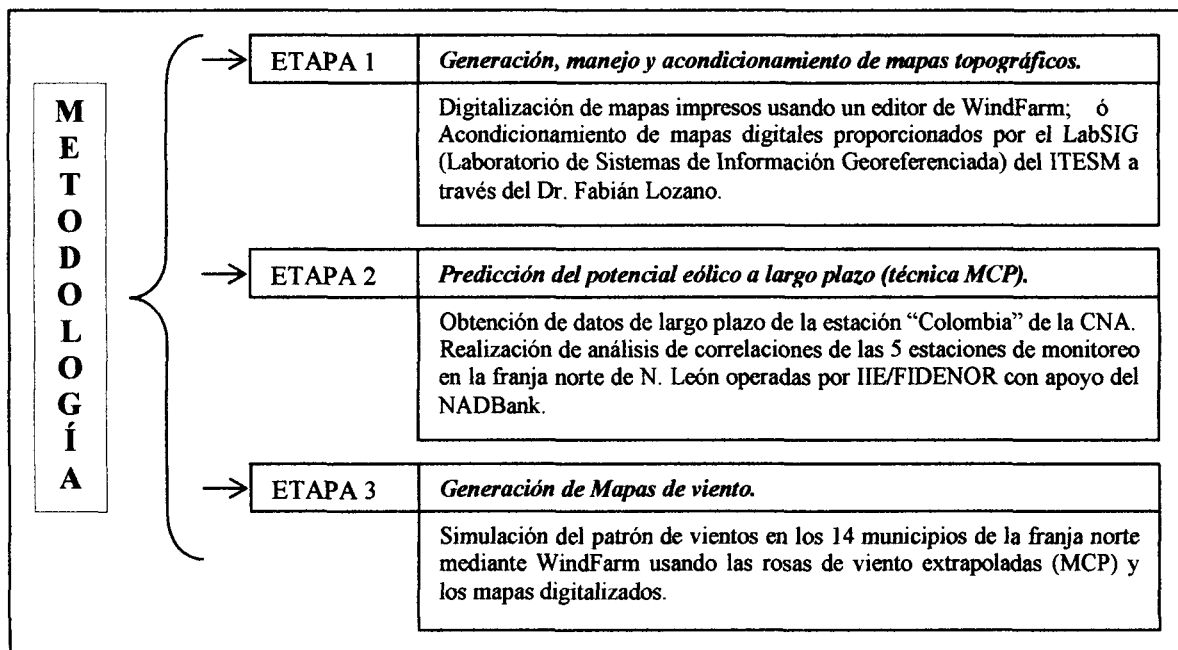


Figura 4.- Proceso Metodológico de la tesis.

2.2 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Antes de describir la estructura de la tesis es importante mencionar que la zona norte de Nuevo León, a la que se refiere como la zona de “Colombia” comprende varios municipios de la entidad y es ahí dónde se realizó el estudio de factibilidad y dónde se encuentra los 5 sitios de medición del FIDENOR.

A partir del mapa digital de curvas de nivel proporcionado por el LabSIG del ITESM se generó un mapa de vientos para cada zona en la que se encuentran las estaciones de medición. La siguiente figura muestra la zona en la que se está desarrollando el proyecto.

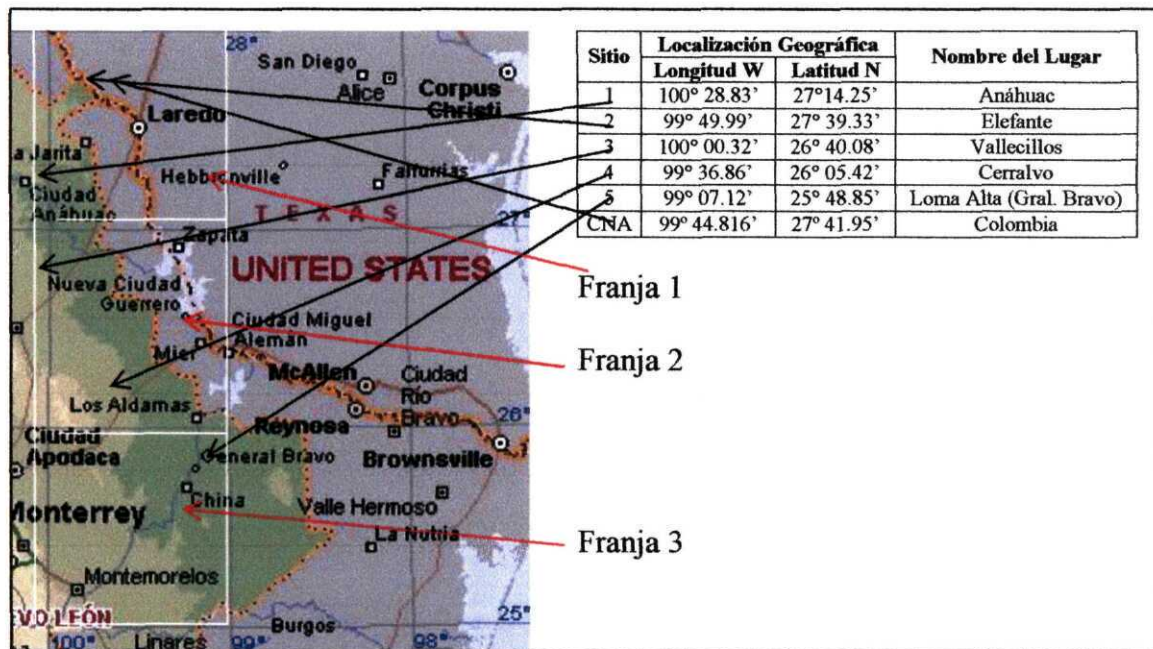


Figura 5.- Ubicación de la zona en la que se desarrolla el proyecto.

Para trabajar con el software WindFarm se prefiere establecer zonas geográficas cuyo centro sea la estación de medición, por lo que en los siguientes capítulos se dará detalle de este aspecto. Las regiones de análisis de cada estación tienen las siguientes coordenadas en UTM (se explicarán en el capítulo 3) expresadas en metros en la siguiente tabla.

Región	Longitud (UTM)		Latitud (UTM)	
Elefante (franja 1)	401600W	434000E	3043150S	3075550N
Anáhuac (franja 1)	289000W	417800E	2967900S	3059300N
Vallecillos (franja 2)	353400W	446500E	2886500S	3013600N
Cerralvo (franja 2)	399950W	477150E	2821600S	2950000N
Loma Alta (franja 3)	487050W	489150E	2854650S	2856150N

Tabla 2.- Zonas de estudio en las que se generarán mapas de viento.

Delimitada la zona de análisis, simultáneamente se realizaron dos grupos de actividades; el primero consistió en obtener los mapas topográficos (alturas) en formato propietario de

WindFarm y generar mapas de rugosidades; en el segundo se obtuvieron rosas de viento y predicciones de velocidades utilizando una técnica utilizada en la industria, conocida como MCP (measure – correlate – predict) apoyándose en las mediciones históricas de la estación Colombia de la CNA. Posteriormente se generaron los mapas de viento de las zonas de interés.

La siguiente estructura muestra los procedimientos antes mencionados.

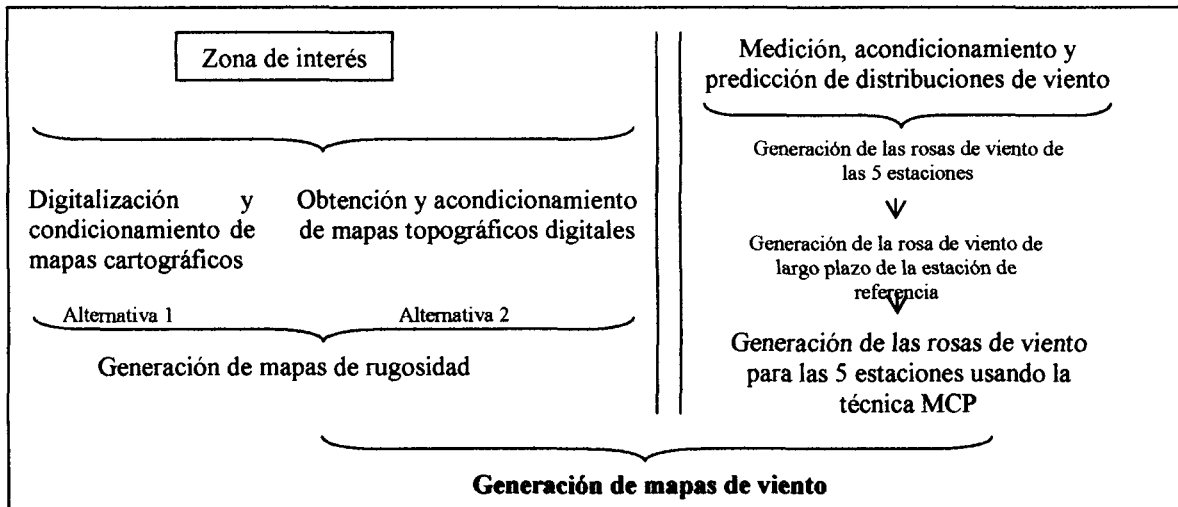


Figura 6.- Procedimientos para la generación de mapas de viento.

Este trabajo está organizado de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se mencionan los antecedentes del proyecto y el marco teórico de la energía eólica.

Capítulo II.- Objetivo y estructura de la tesis

El lector se encuentra en éste capítulo en el que se muestran los procesos que se siguieron para el desarrollo del proyecto.

Para generar los mapas digitales que requiere WindFarm hay dos alternativas; una de ellas es partiendo de la cartografía (mapas analógicos) que muestre la zona de interés, esto se explica en:

Capítulo III.- Fundamentos de UTM y acondicionamiento de mapas topográficos

Cuando se cuenta con mapas topográficos digitales (es el caso de éste proyecto) se procesa esa información de modo que WindFarm la utilice en la generación de los mapas digitales de la zona, éste proceso se encuentra en:

Capítulo IV.- Obtención y acondicionamiento de mapas topográficos digitales

Una vez obtenidos los mapas digitales en formato propietario se generan los mapas de rugosidades, ya que éstos influyen sobre el viento de la zona; se explica en:

Capítulo V.- Generación de mapas de rugosidad

Paralelamente, al tener los mapas de altura y rugosidad se debe contar con el estudio de predicción y distribución del viento, éste análisis lo describe:

Capítulo VI.- Medición, acondicionamiento y predicción de distribuciones de viento

La información generada se recopila para que WindFarm genere los mapas de viento de las zonas de interés y se explica en:

Capítulo VII.- Generación de mapas de viento

Todos los módulos que se utilizaron de WindFarm (capítulo III al VII) tienen un apéndice en el cual se describe a detalle el procedimiento para su uso de modo que el lector no pierda la secuencia de la tesis.

Cabe mencionar que WindFarm de ReSoft (MR) es un programa que permite analizar, diseñar y optimizar granjas eólicas. Funciona en ambiente Windows 95/98/NT/2000 y XP y no requiere ningún paquete de software externo.

Las referencias de autores se ponen en corchetes por números y los apéndices por la letra distintiva A y números.

3 FUNDAMENTOS DE UTM Y ACONDICIONAMIENTO DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS (ANALÓGICOS)

3.1 DESCRIPCIÓN Y USO DE LAS COORDENADAS UTM

Las coordenadas geográficas determinan puntos sobre un elipsoide de revolución definido. Para pasar a un plano habrá que establecer la adecuada correspondencia entre los puntos del elipsoide y el plano (proyección). Uno de los sistemas de proyección más empleados es el sistema de proyección UTM "Universal Transversal Mercator".

Para generar las coordenadas UTM se desarrolla un cilindro tangente en el Ecuador. Por tanto los meridianos son rectas verticales y paralelas, cortando en ángulo recto a los paralelos cuyo espaciado aumenta progresivamente hacia los polos para asegurar la conformidad. El globo terrestre consta de 60 husos (o zonas, enumerados del 1 al 60). Cada huso se divide en 20 franjas de 8° de latitud, a las que se designa con letras, de la C a la X (la franja X tiene una altura de 12°); se excluyen las letras CH, I, LL, Ñ y O para las franjas. La combinación de husos y franjas determina la zona geográfica. [10]

Por definición, cada zona UTM tiene como límites dos meridianos separados a 6°; esto crea una relación entre las coordenadas geodésicas angulares tradicionales (longitud y latitud medida en grados) y las rectangulares UTM (medidas en metros) y permite el diseño de fórmulas de conversión entre estos dos tipos de coordenadas. La línea central de una zona UTM siempre se hace coincidir con un meridiano del sistema geodésico tradicional, al que se llama meridiano central. Este meridiano central define una coordenada del origen de la zona UTM; por tanto, los límites Este-Oeste de una zona UTM está comprendida en una región que está 3° al Oeste y 3° al Este de este meridiano central. Los meridianos centrales están también separados por 6° de longitud.

Los límites Norte-Sur de una zona UTM es aquella comprendida entre la latitud 84° N, y la latitud 80° S. El resto de las zonas de la Tierra (las zonas polares) están abarcadas por las coordenadas UPS (Universal Polar Stereographic).

Cuando se considera la orientación Norte-Sur, una línea de una zona UTM coincide con los meridianos de las coordenadas angulares sólo en el meridiano central, en el resto de la zona no coinciden las líneas de la zona UTM con los meridianos. Estas diferencias se acentúan en los extremos derecho e izquierdo de la zona UTM, y se hacen mayores conforme nos alejamos del meridiano central. Puesto que un sistema de coordenadas rectangulares como el sistema UTM no es capaz de representar una superficie curva, existe cierta distorsión.

Considerando las 60 zonas UTM por separado, esta distorsión es inferior al 0.04%. Cuando se considera la orientación Este-Oeste, sucede un fenómeno parecido. A continuación se muestra una representación de las 60 zonas UTM de la Tierra y sus características.

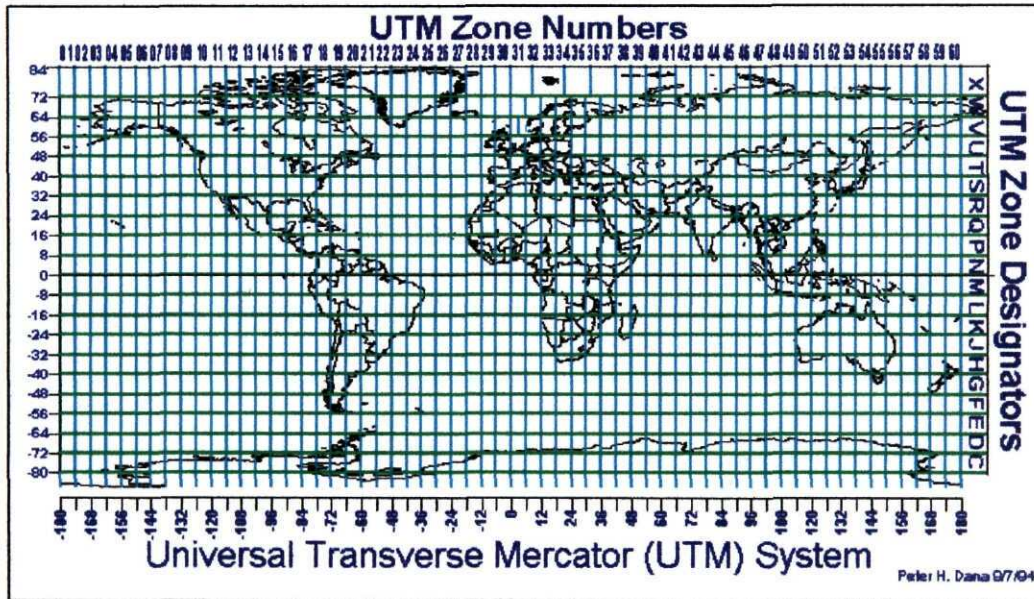


Figura 7.- Representación de las 60 zonas UTM.

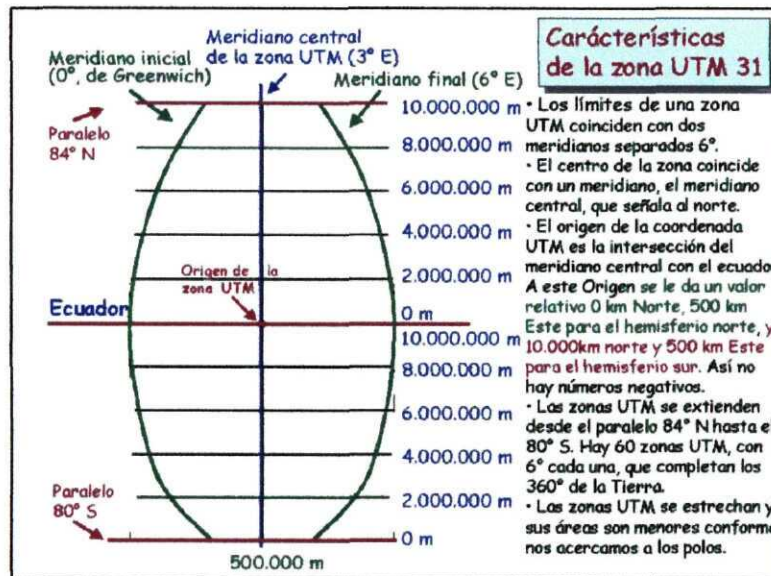


Figura 8.- Características de una zona UTM.

Una zona UTM siempre comprende una región cuya distancia horizontal al Este (Easting) es siempre inferior a 1,000,000 metros (de hecho, la "anchura" máxima de una zona UTM tiene lugar en el Ecuador y corresponde aproximadamente a 668 km). Por eso siempre se usa un valor de Easting de no más de 6 dígitos cuando se expresa en metros.

Para cada hemisferio, una zona UTM siempre comprende una región cuya distancia vertical (Northing) es inferior a 10,000,000 metros (un poco más de 9,329 km en la latitud 84° N) usando un valor de Northing de no más de 7 dígitos cuando se expresa en metros.

La zona UTM, se lee de izquierda a derecha (valor del Easting), y de arriba para abajo (valor del Northing); esto quiere decir que el valor del Easting corresponde a la distancia hacia el Este desde la esquina inferior izquierda de la cuadrícula UTM y que el valor de Northing siempre es la distancia hacia el norte del Ecuador (en el hemisferio norte).

Una misma coordenada UTM se puede expresar en diferentes resoluciones que oscilan desde áreas cuadradas que sólo tienen 1 metro de lado hasta aquella que tiene 100,000 metros. No hay límite de resolución en una coordenada UTM. Se pueden definir áreas cuyos lados sean centímetros, milímetros, etc.

Existen muchos programas especializados en la red que pueden transformar coordenadas geográficas de grados a coordenadas UTM; para una o varias coordenadas; para ello se basan en DATUM's; un DATUM es un conjunto de parámetros que determinan la forma y dimensiones del elipsoide de revolución (Tierra). Hay muchos y la diferencia entre cada uno de ellos básicamente es la precisión con que se calcularon esos parámetros. Entre los más conocidos se encuentran:

- NAD27.
- World Geodetic System 1984.
- ITRF92 entre otros.

Con el Datum se transforma cada parte de la tierra mediante ecuaciones de geometría en el plano espacial a un plano horizontal equivalente que facilita la ubicación de cualquier punto en el planeta.

3.2 ACONDICIONAMIENTO Y GENERACIÓN DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS (ANALÓGICOS)

Todos los procesos para la generación del mapa de vientos se realizaron en el software WindFarm. Este programa trabaja mediante proyectos que engloban todos estos procesos. La tesis se desarrolló con mapas digitales de la zona por las facilidades que se tuvieron para ello, sin embargo el programa permite realizar este proceso a partir de mapas impresos (análogos), por lo que se describe la metodología.

- Es necesario crear un proyecto. *[A1]
- Una vez creado el proyecto se genera un mapa de fondos. *[A2]
- Generar el mapa de contornos de alturas. [A3]
- Generar el mapa de alturas de malla. [A4]

*Estos pasos son los mismos para ambos casos (generación de mapas de altura a partir de mapas topográficos analógicos y mapas topográficos digitales).

Una vez que se ha generado el mapa de fondos (es un apoyo visual para ubicarse en la región de interés) se tiene que generar un mapa (en formato propietario de WindFarm) con las principales curvas de nivel que muestra el mapa analógico (cartografía); éstas curvas de nivel serán interpoladas para generar el mapa de alturas de malla. El tipo de interpolación queda a criterio; el programa tiene dos opciones para este caso, una es la interpolación lineal y la otra es cúbica.

Si la variación de las alturas entre curvas de nivel es aproximadamente lineal esa será la opción que se indique al programa. Hay que tener la mejor precisión posible para crear las curvas de nivel, así se garantiza que la generación del mapa de alturas de malla será muy buena. Para ello se puede recurrir a la opción de acercamiento (zoom) que posee este módulo del programa.

El inconveniente que tiene este proceso de generación radica en la cantidad y cercanía de las curvas de nivel que presente el mapa analógico, por lo que esta etapa puede llegar a consumir más tiempo que las demás. Concluido el proceso se obtiene el equivalente a un mapa digital de curvas de nivel; aquí la principal diferencia se concentra en dos partes, la precisión que se haya tenido al dibujar las curvas de nivel y la cercanía que guarde el tipo de interpolación con la variación real de la topografía del lugar.

En el caso de los mapas digitales se pueden tener dos formatos (comunes), uno de ellos es una matriz de vectores de altura y el otro formato es un mapa con curvas de nivel aunque también hay formatos de elevación (mallas de altura o “surf”) que también puede transformar WindFarm y que se presenta en formato DXF de AutoCAD.

4 OBTENCIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DIGITALES

4.1 OBTENCIÓN DE DATOS

Los mapas digitales que se pueden conseguir tienen dos configuraciones típicas. La primera es como vectores de alturas mediante una matriz en la que cada elemento (i,j) representa el valor de Z (altura), los valores de (X,Y) están dados por la posición en la matriz de alturas. En la matriz (i=renglones, j=columnas) i es la longitud y va en orden descendente, j es la latitud y va en orden ascendente (este tipo de configuración de los elementos de la matriz es común).

La última fila de la matriz corresponde a la primera fila del siguiente grado (está duplicada). Estos archivos de datos están en formato binario pero es fácil convertirlos a código ASCII. Este tipo de datos tienen que ser acondicionados para alimentarlos apropiadamente al módulo de conversión de WindFarm que se explica en la siguiente sección de éste capítulo.

La segunda configuración es de un mapa digital en formato DXF de AutoCAD; este mapa posee las curvas de nivel que se procesan (del mismo modo que los vectores de alturas respetando el formato del archivo) para generar el mapa de alturas de malla.

Cómo las 5 estaciones están comprendidas en el mapa digital DXF que proporcionó el LabSIG, en WindFarm se generará un solo mapa de alturas y de rugosidades, pues el programa permite seleccionar regiones de interés delimitando automáticamente la región de alturas y de rugosidades para las coordenadas ingresadas; esto simplifica la presentación de estas etapas.

Para la estación Loma Alta (488105E, 2855109N) no es posible apreciar la región que abarca debido a la resolución manejada para presentar todas las estaciones, pues esta estación anemométrica se encuentra a poco más de 1 km (4.4 km² de área de análisis pues los mapas se generan de modo que cada estación se encuentre en el centro de los mismos) de distancia del límite que posee el mapa digital de curvas de nivel.

En la figura 9 se muestran las regiones en las que se trabajó y la forma en que se sobreponen los mapas de viento para tener una estimación más sólida.

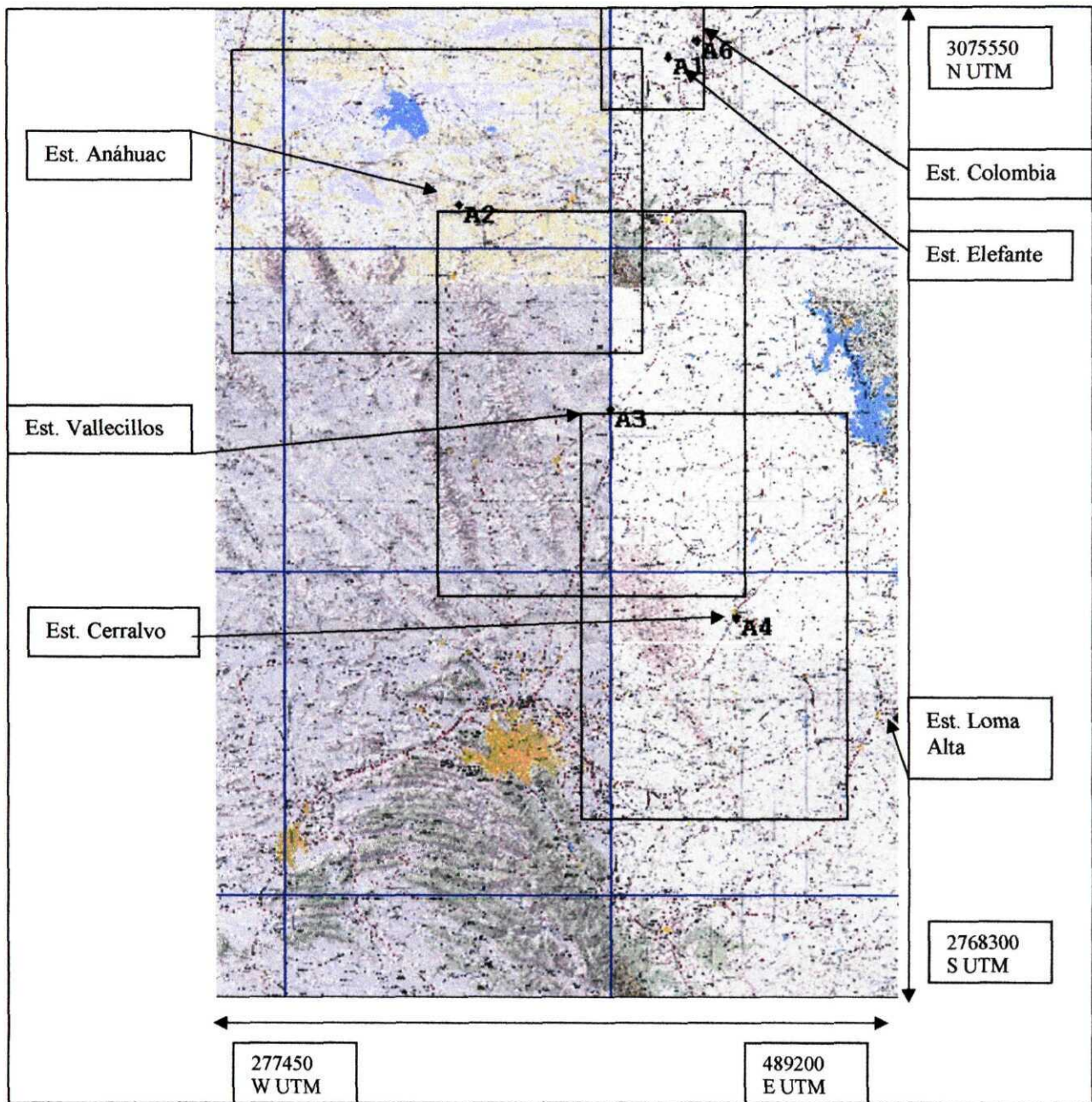


Figura 9.- Regiones de trabajo para la generación de mapas de viento.

Las coordenadas de las regiones en las que se trabajó están en la siguiente tabla.

Región	Longitud (UTM)		Latitud (UTM)	
(A1) Elefante (FIDENOR)	401600W	434000E	3043150S	3075550N
(A2) Anáhuac (FIDENOR)	289000W	417800E	2967900S	3059300N
(A3) Vallecillos (FIDENOR)	353400W	446500E	2886500S	3013600N
(A4) Cerralvo (FIDENOR)	399950W	477150E	2821600S	2950000N
(A5) Loma Alta (FIDENOR)	487050W	489150E	2854650S	2856150N

Tabla 3.- Coordenadas UTM de las regiones de estudio.

Para la estación Colombia (A6) de la CNA no se genera zona de análisis pues su utilidad radica en el uso de los datos que ha registrado para aplicar la técnica MCP descrita en el capítulo VI sección 6.4

4.2 ACONDICIONAMIENTO DE LOS DATOS

El acondicionamiento de los datos es indispensable cuando se va a trabajar con matrices de vectores de alturas, el proceso es el siguiente: conociendo las características de los archivos de los vectores de altura es necesario transformarlos a código ASCII (si es necesario) mediante un código en cualquier lenguaje de programación. [A5]

Para transformar coordenadas globales a UTM en internet hay programas a los que se les indica que Datum se va a utilizar de referencia y el programa ejecuta la transformación. Para la transformación de la matriz de datos de vectores de alturas existen herramientas computacionales capaces de manejar todos esos datos y transformarlos a coordenadas UTM, una de esas herramientas es el ARC VIEW y el Laboratorio de Sistemas de Información Georeferenciada cuenta con este programa.

En este proyecto se trabajó con un mapa digital en formato DXF de AutoCAD (curvas de nivel) dado que posee más precisión que el mapa de vectores de altura que se obtuvo a través del IIE pues éste último es obtenido a partir del Datum NAD27 y el mapa en formato DXF a partir del Datum ITRF92.

4.3 GENERACIÓN DE MAPAS DE ALTURA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DIGITALES

Con el mapa de alturas de malla se completa el acondicionamiento para que WindFarm lo utilice en procesos posteriores [A6].

Para generar estos mapas el programa se poya de dos tipos de interpolación (lineal y cúbica como se mencionó en la sección 3.2 del capítulo 3); esto depende de la forma aproximada en que varían las curvas de nivel para la zona que se quiere estudiar. Durante el proceso de generación de los mapas de altura a partir de mapas escaneados, WindFarm se apoya de ciertas zonas que le permitan generar estas elevaciones, por lo que al visualizar el mapa de alturas se pueden apreciar estas líneas de apoyo.

Obviamente es preferible contar con los mapas digitalizados de elevación (malla de alturas o “surf”) de la zona de interés pero si no se cuenta con ellos en términos generales los resultados de este proceso son muy buenos.

La siguiente figura muestra el proceso de generación de mapas de altura dependiendo del tipo de información que se tiene.

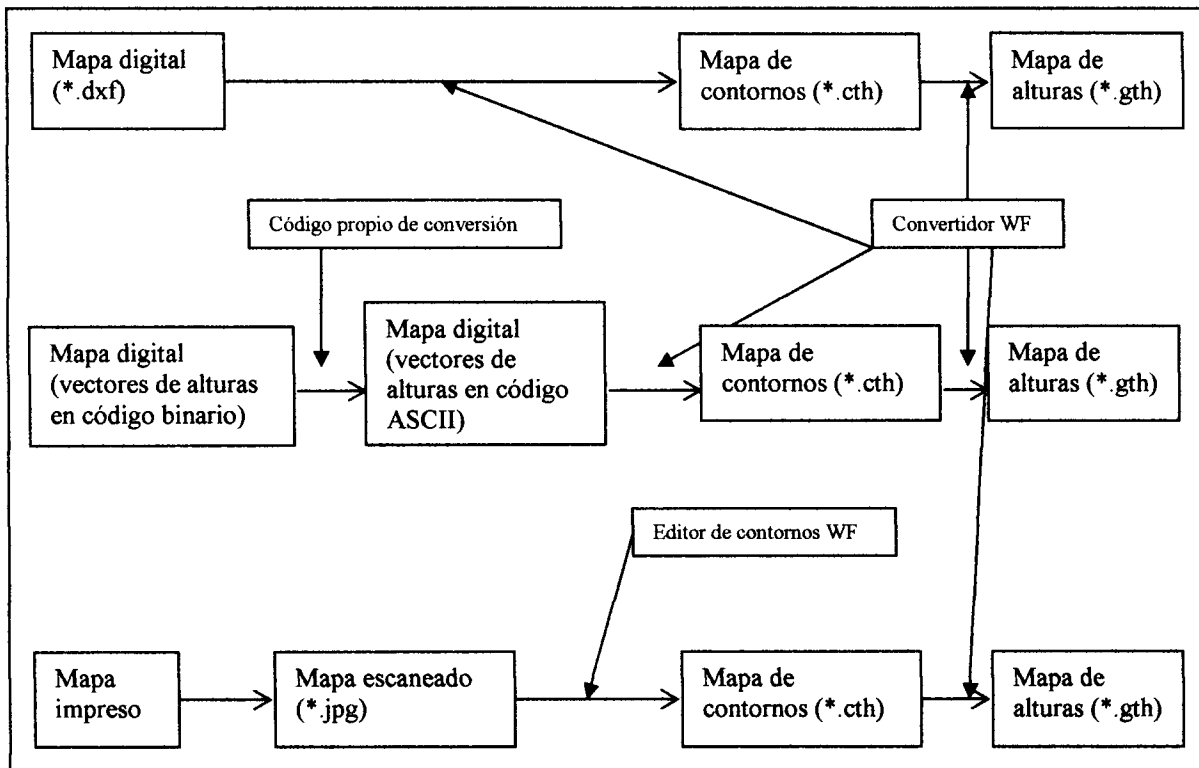


Figura 10.- Generación de mapas de altura de acuerdo al tipo de información obtenida.

La interpretación del mapa de alturas es importante para tener una mejor idea del terreno; cada línea en el mapa representa una curva de altura, la equidistancia entre ellas varía dependiendo de las características del terreno. En conjunto las líneas de contorno (curvas de nivel) reproducen la topografía del lugar de modo que en cualquier parte del mapa hay una elevación correspondiente a cada punto de la zona de estudio.

Dependiendo del orden de variación de las curvas de nivel o de los vectores de altura de la región de interés, el programa escala la equidistancia entre estas curvas. En los intervalos de altura que hay entre las líneas de contorno el programa interpola las alturas con otras curvas de nivel que posee el mapa digital. No las presenta visualmente con porque la imagen estaría muy saturada de curvas pero cuando se está navegando en el mapa con el módulo de WindFarm se observan las variaciones en estos intervalos.

Para este caso de estudio la variación de alturas de las 5 estaciones con referencia a la estación Colombia (mediciones de largo plazo) es considerablemente alta, además que la elevación que presentan las zonas de estudio es variada. Esto influye mucho en las estimaciones a largo plazo que se generan con la técnica MCP cómo se verá en el capítulo VI pues el viento sufre cambios en su velocidad y la correlación de velocidades de la estación de interés con la de referencia disminuye. La siguiente figura muestra el mapa de alturas de malla generado para el plano que comprende las 5 regiones de estudio. El identificador 6 únicamente indica la posición de la estación de medición Colombia que se utilizará para el análisis MCP.

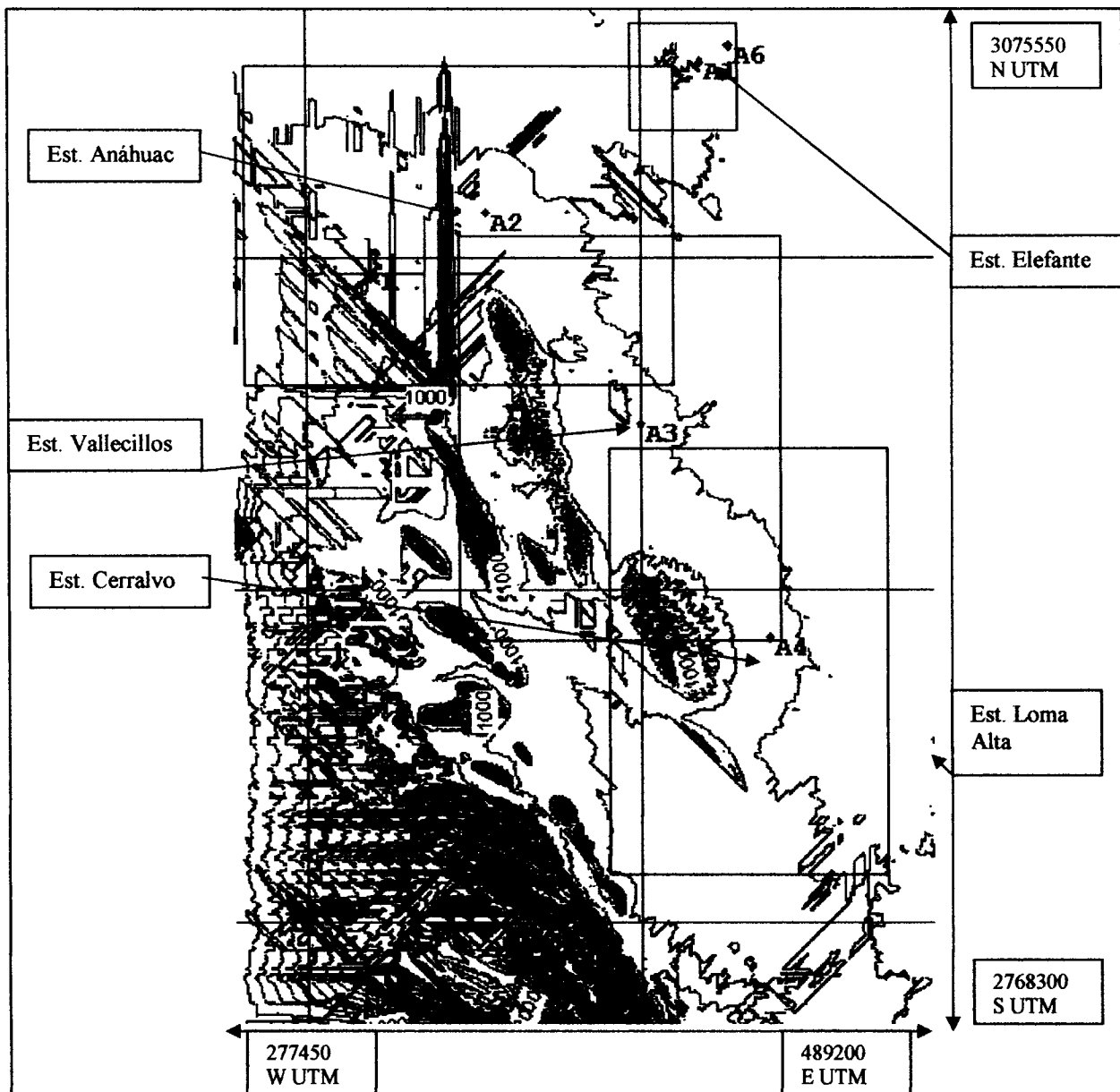


Figura 11.- Mapa de alturas de las regiones de estudio.

En la figura se muestran con etiquetas las alturas principales que corresponden a zonas montañosas, en la medida que el proyectista se desplaza en el mapa el programa va mostrando las diferentes variaciones de altura. Para las estaciones anemométricas las alturas correspondientes con referencia al nivel medio del mar se presentan en la siguiente tabla.

Estación de medición	Identificador	Coordenadas (UTM)	Altura (m)
Elefante	1	417820E, 3059318N	183
Anáhuac	2	353412E, 3013608N	339
Vallecillos	3	400700E, 2950246N	339
Cerralvo	4	438565E, 2885832N	287
Loma Alta	5	488105E, 2855109N	9

Tabla 4.- Coordenadas UTM y alturas sobre el nivel medio del mar de las estaciones.

5 GENERACIÓN DE MAPAS DE RUGOSIDADES

5.1 RUGOSIDAD EN SUPERFICIES

Cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento; esto quiere decir que los bosques y las grandes ciudades disminuyen la velocidad del viento así como toda superficie o elemento contenido en un sitio de interés; la ecuación que describe este cambio de la velocidad del viento se mencionó en el capítulo 1 y es:

$$V(h) = V(h_{REF}) \cdot \frac{\ln(h / Z_o)}{\ln(h_{REF} / Z_o)}$$

Donde:

h Altura a la que se desea obtener la velocidad del viento (m).

h_{REF} Altura de origen de datos (m).

$V(h)$ Velocidad a la altura de referencia deseada (m/s).

$V(h_{REF})$ Velocidad de referencia (m/s).

Z_o Rugosidad del terreno (m).

Las superficies de agua son muy lisas y tienen menos influencia sobre el viento, mientras que los arbustos y la hierba alta ralentizan el viento de forma considerable. El coeficiente de rugosidad para diferentes tipos de superficies se representa en la siguiente tabla.

Tipo de Superficie	Parámetro de Rugosidad, Z_o [m]	Tipo de Superficie	Parámetro de Rugosidad, Z_o [m]
Hielo	10^{-5} a 3×10^{-5}	Trigo	0.045
Superficies de agua	2×10^{-4} a 3×10^{-4}	Palmeras	0.1 a 0.3
Superficies de Arena	10^{-4} a 10^{-3}	Árboles bajos	0.05 a 0.1
Superficies con Nieve	4.9×10^{-3}	Árboles altos	0.2 a 0.9
Pasto cortado	10^{-3} a 0.01	Suburbio	1 a 2
Pasto alto	0.039	Ciudad	1 a 4

Tabla 5.- Coeficientes de rugosidad para diferentes superficies.

5.2 GENERACIÓN DE MAPAS DE RUGOSIDADES

Los mapas de rugosidades de malla se utilizan en WindFarm para evitar una sobreestimación de las velocidades del viento y por ende de las cantidades derivadas de éste. La generación de estos mapas se realiza del mismo modo que la generación de mapas de alturas de malla. Los valores

que muestra la tabla 5 se utilizan en la ecuación de la variación de la velocidad con obstáculos descrita en el capítulo 1.

El proceso de generación de mapas de rugosidades se describe en los apéndices 3, 4 y 7. El mapa generado para las zonas de interés se muestra en la figura 12.

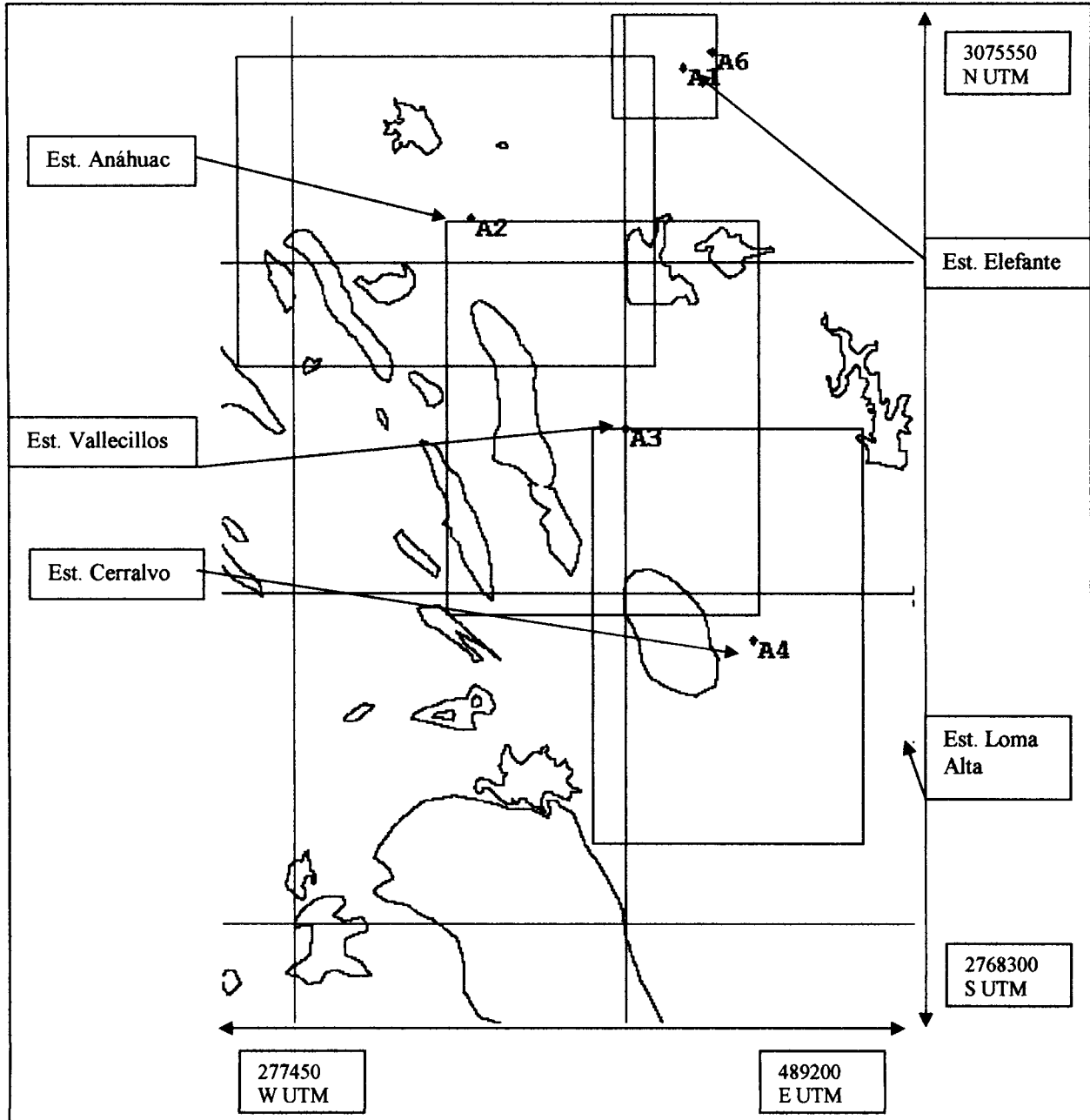


Figura 12.- Mapa de rugosidades de las regiones de estudio.

Cada tipo de superficie tiende a frenar el viento de manera diferente, por lo que de acuerdo a la tabla de coeficientes de rugosidad se establece cual será el que tengan las regiones de la zona, en

este caso el valor más pequeño corresponde a la de un cuerpo de agua (lago) y se tomó el valor de 0.0003m, las de 0.20 y .25 m son para árboles altos etc.

Posteriormente con la herramienta de conversión de malla (grid) se genera un mapa de rugosidades de modo que en cualquier parte que se desplace el usuario en el mapa, hay un valor de rugosidad que varía de acuerdo a las líneas de contorno (estas líneas las genera el usuario y delimitan que rugosidad tiene cada superficie). Cuando el programa no cuenta con esta información toma un valor por defecto de rugosidad general que es de 0.04m.

El valor de 0.15 se toma para indicar que hay árboles bajos, cómo palmeras o algún tipo de árbol similar, para un suburbio el valor del coeficiente de rugosidad varía entre 1 y 2, en este caso se eligió el valor de 1. A diferencia del mapa de contornos de altura (que permite generar contornos de polígono y contornos no cerrados) un mapa de contornos de rugosidades siempre debe de tener contornos cerrados (polígono).

WindFarm tiene la opción de convertir mapas digitales de rugosidades en formato propietario; estos formatos son WASP terrain data (*.MAP), MS-Micro/3 roughness data (*.RBS) así como Contornos de rugosidad y Mallas de rugosidades genéricos. Si se tiene esta información no sólo se evita el trabajo de edición de contornos en WindFarm sino que el proyectista tiene garantizada la precisión y la variabilidad (por los diferentes tipos de superficies que pueden haber en una región) que el mapa posee acerca de la región de interés.

6 MEDICIÓN, ACONDICIONAMIENTO Y PREDICCIÓN DE DISTRIBUCIONES DE VIENTO

6.1 MEDICIONES DE VELOCIDAD DEL VIENTO

El estudio de factibilidad técnica del potencial eólico de una región no puede realizarse sin datos de la velocidad del viento en la zona; de preferencia se requiere de un año de mediciones para ello.

Las mediciones obtenidas provienen de dos fuentes; la CNA y el FIDENOR. La estación de la CNA tiene un sensor ultrasónico instalado en la parte alta de una torre de 10 m de altura sobre terreno natural, y se encuentra ubicada en el puente internacional Colombia (426354E, 3064101N), las mediciones de velocidad tomadas por el censor están en km/h.

Las 5 estaciones de medición cuentan con un sensor de dirección, éste es un potenciómetro de 10 kOhms que se excita con un voltaje de 2500 mV cada 2 segundos. El sistema de adquisición de datos mide el voltaje del potenciómetro que es proporcional a la dirección del viento; la precisión es de +/- 5 grados. El modelo del censor es el 200P de NRG Systems. Con el dato de velocidad y dirección cada 2 segundos el sistema de adquisición de datos genera un vector de viento obteniéndose las componentes (X, Y). Posteriormente se obtiene un promedio cada 10 minutos de estas componentes y finalmente se graba la dirección, el vector resultante y la turbulencia.

Esto lo realiza el sistema de adquisición de datos Campbell Scientific CR10X mediante una instrucción ya programada de fábrica (los datos de velocidad y dirección del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos 'data logger', que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo).

6.2 ROSA DE VIENTOS

El viento sopla en diferentes direcciones e interesa saber en cuál sopla con mayor intensidad para hacer la evaluación de los efectos de topografía y rugosidad. La rosa de vientos es una forma de representar la información sobre las distribuciones de velocidades, frecuencia de variación y direcciones del viento obtenidos en las observaciones meteorológicas; el número de direcciones o sectores puede variar de 12 a 16 y los períodos pueden ser mensuales o anuales. La cuña más larga del grupo mide exactamente lo mismo que el radio del círculo más exterior del diagrama.

La medición para los sectores angulares se realiza partiendo del norte con 0° en dirección a las manecillas del reloj. La siguiente tabla muestra los sectores angulares de una rosa de vientos en los que se observan las mediciones.

Sector angular	Dirección referenciada	Dirección en grados
1	N	0.0
2	NNE	22.5
3	NE	45
4	ENE	67.5
5	E	90
6	ESE	112.5
7	SE	135
8	SSE	157.5
9	S	180
10	SSW	202.5
11	SW	225
12	WSW	247.5
13	W	270
14	WNW	292.5
15	NW	315
16	NNW	337.5

Tabla 6.- Sectores angulares en los que se observan las mediciones para generar rosas de viento.

A continuación se muestran las rosas de viento generadas en WindFarm manejando 12 sectores angulares. [A8]

Para la estación de la CNA (Colombia)

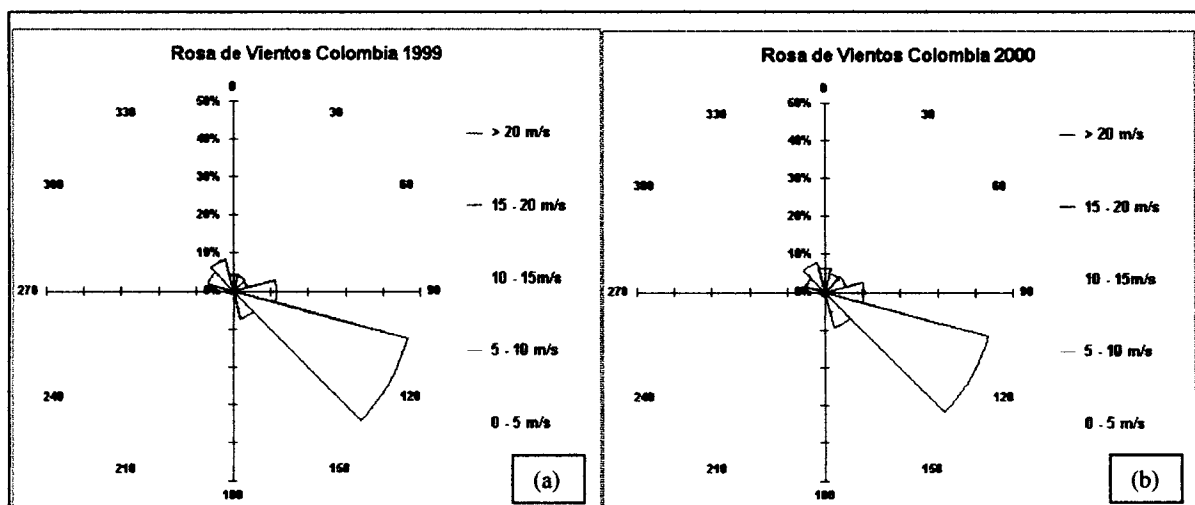


Figura 13.- Rosa de vientos de la estación Colombia para el año 1999 y 2000.

En la figura 13, al igual que en los demás periodos de medición para esta estación, en el sector 5 (120° geométricos pues estas rosas de viento se tienen 12 sectores) se concentra la mayor parte de los vientos de la zona. Esta información es importante para evaluar la correlación que existe entre las estaciones de medición y ésta estación base. Todas las rosas de viento que se muestran de la estación Colombia son anuales. Se observa como 13(a) y 13(b) tienen prácticamente la misma concentración en cada sector angular.

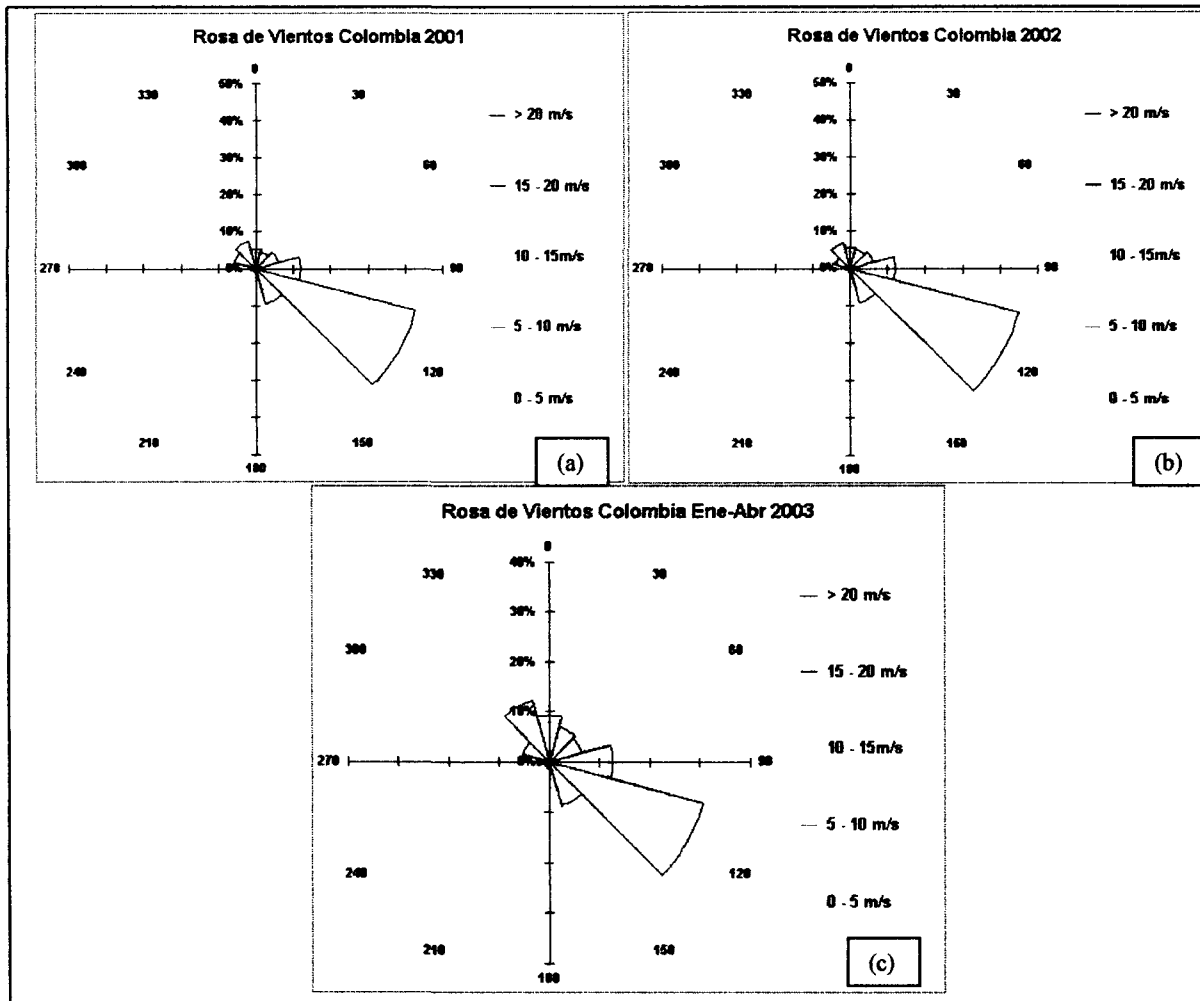


Figura 14.- Rosa de vientos de la estación Colombia para el año 2001, 2002 y 2003.

El comportamiento del viento es similar para estos periodos de medición, sin embargo se puede notar una diferencia considerable para el año 2003 pero se debe fundamentalmente a que es una parte de los meses de estudio; 14(c) difiere notablemente con 14(a) y 14(b) en el sector 5 aunque sigue siendo el que concentra la mayor cantidad del viento. Cada mes tiene diferente distribución y al realizar el análisis anual en el quinto sector se concentra la mayor cantidad de viento.

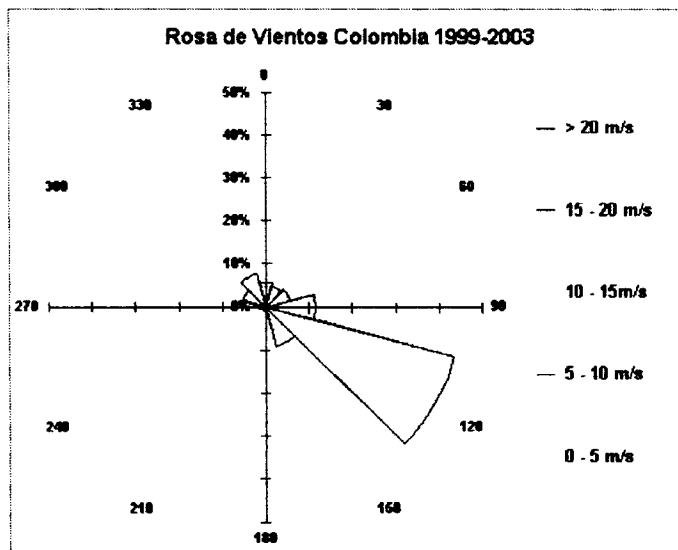


Figura 15.- Rosa de vientos histórica de la estación Colombia.

Esta rosa de vientos es la que se utiliza en el análisis MCP para inferir a largo plazo las velocidades del viento en las estaciones de interés. En la sección 6.4 se explica a detalle el procedimiento.

Las rosas de viento de las estaciones del FIDENOR (Elefante, Anáhuac, Vallecillos, Cerralvo, Loma Alta) corresponden a un periodo de mediciones que varía para cada estación dentro de un rango comprendido para los meses de septiembre 2002 a marzo de 2003; la siguiente tabla muestra los periodos de medición obtenidos.

Estación	Sep 02	Oct 02	Nov 02	Dic 02	Ene 03	Feb 03	Mar 03
Anáhuac	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Elefante	✓	✓				✓	✓
Vallecillos	✓	✓	✓	✓		✓	✓
Cerralvo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Loma Alta	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 7.- Mediciones mensuales obtenidas de las 5 estaciones del FIDENOR.

Los meses marcados con una ✓ indican que se obtuvieron las mediciones correspondientes. De aquí se observa que 2 estaciones tienen de datos continuos en todo el periodo. Esto no es grave para realizar la inferencia anual (MCP) pero se prefiere la mayor cantidad de datos para hacer el análisis de correlaciones en WindFarm.

Las siguientes figuras muestran las rosas de viento respectivas para cada estación.

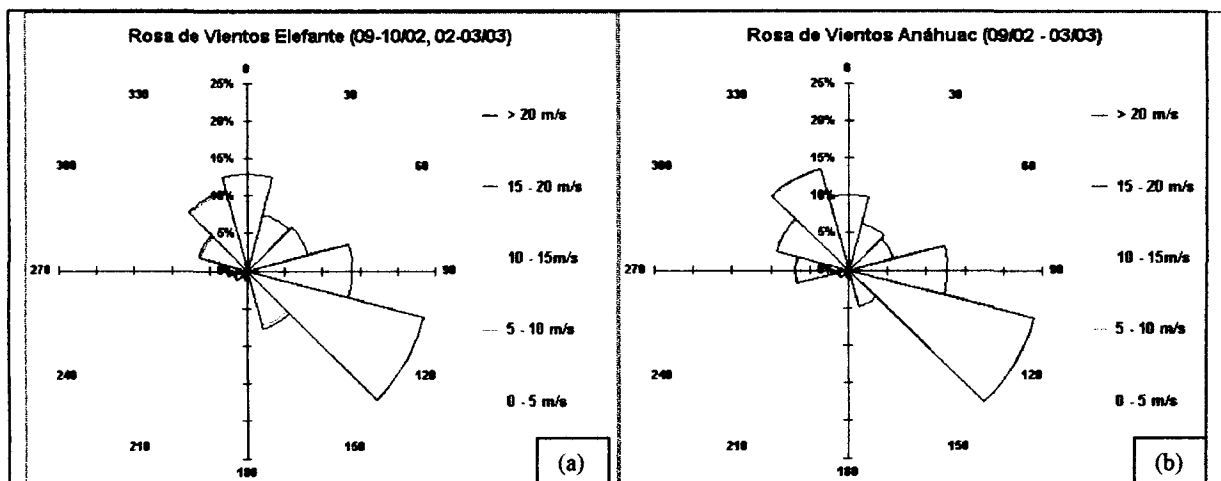


Figura 16.- Rosa de vientos de las estaciones Elefante y Anáhuac.

Aquí se nota que tanto para 16(a) cómo 16(b) el viento está más distribuido entre otros sectores aunque sigue predominando la mayor concentración en el sector 5 por lo que en los sectores como el 1, 4, 11 y 12 de ambas estaciones se concentran una buena parte de los vientos. Esto quiere decir que habrá más turbulencia en el sitio y más esfuerzos en los álabes del aerogenerador, afortunadamente todos estos aspectos son considerados cuando se diseñan estas máquinas.

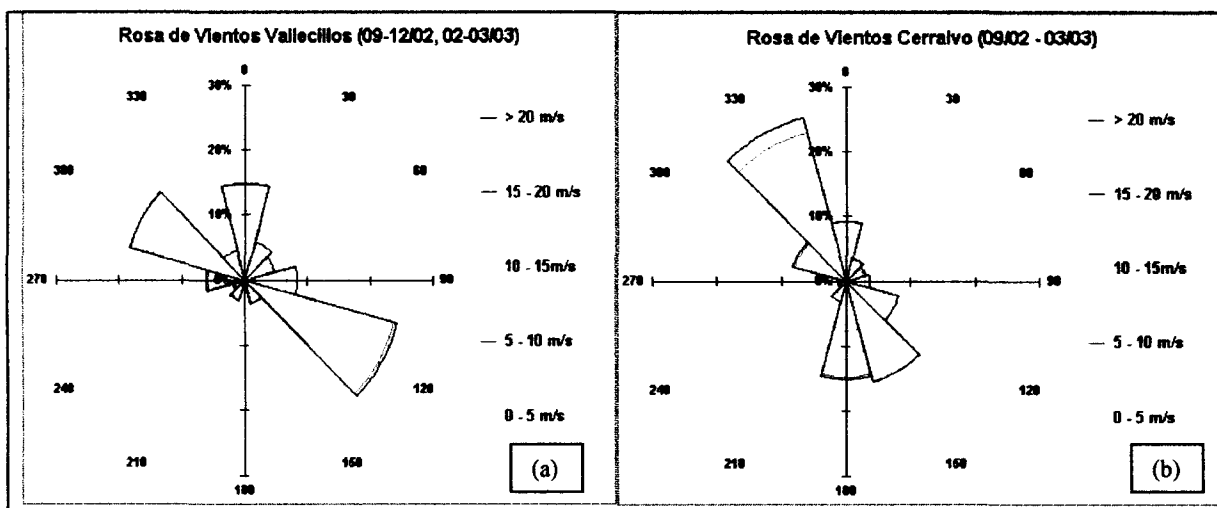


Figura 17.- Rosa de vientos de las estaciones Vallecillos y Cerralvo.

Para estas estaciones el cambio es más brusco; en 17(a) sigue dominando el sector 5 mientras que en 17(b) el sector 12 es el que concentra la mayor parte de los vientos de la zona.

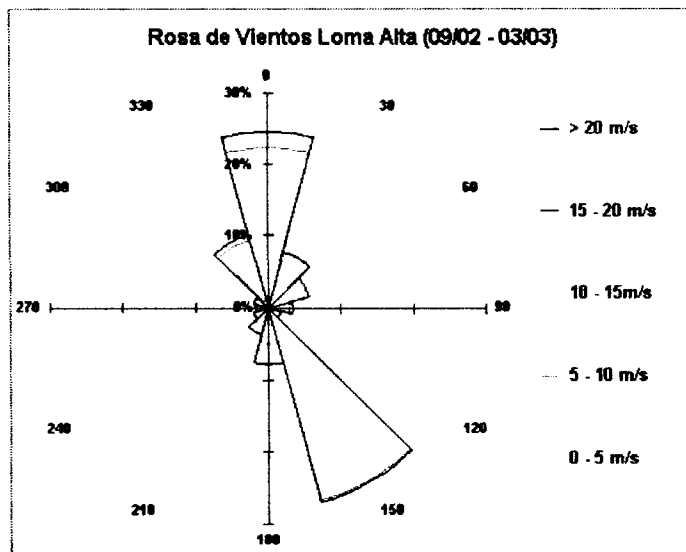
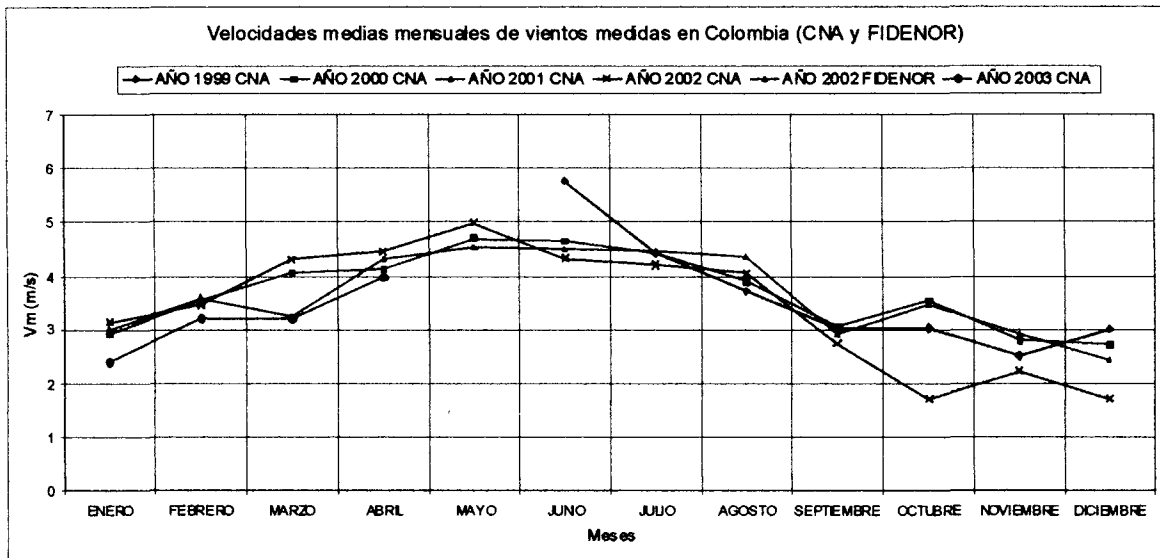


Figura 18.- Rosa de vientos de la estación Loma Alta.

Los sectores 1 y 6 son los dominantes en esta distribución de vientos.

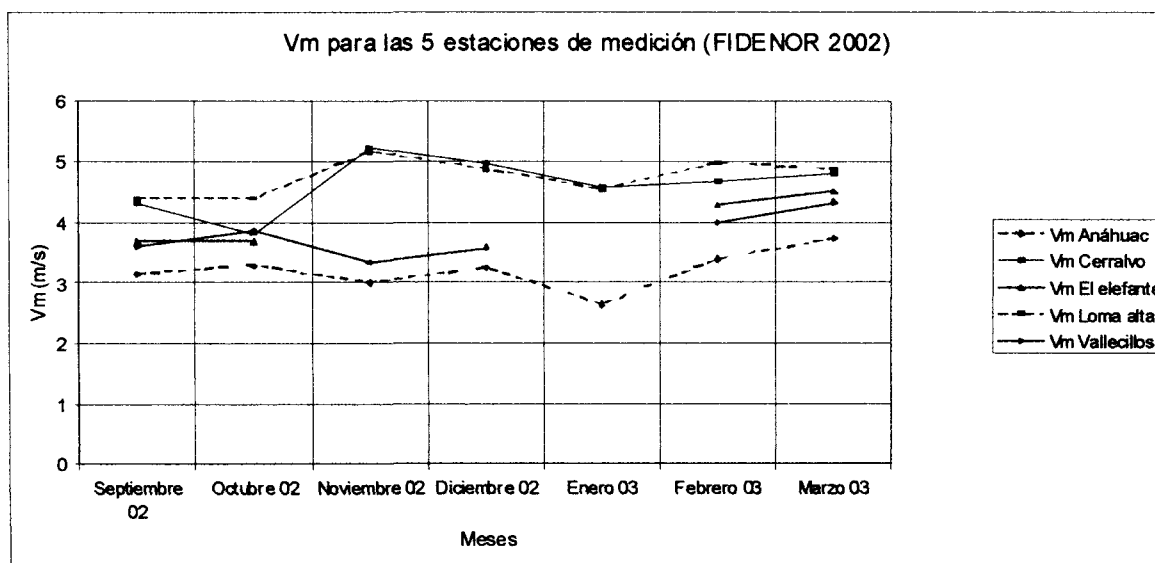
A continuación se muestran las velocidades promedio mensuales para la estación de la CNA y la estación "Elefante" del FIDENOR (por tener cercanía entre si).



Gráfica 1.- Velocidades medias mensuales para la estación de la CNA y el FIDENOR.

En ésta gráfica se aprecia que el periodo en el que se esperan las velocidades de viento más importantes para la estación Colombia (de la CNA) es entre los meses de marzo y agosto. Este periodo es el que aportará la mayor parte de energía para los aerogeneradores que se encuentren cerca de ésta zona.

Dada la cercanía de la estación Elefante y Colombia se ocupará la distribución total de periodo (Colombia) de medición para la generación del mapa de viento de esta región (ver figura 15).



Gráfica 2.- Velocidades mensuales para las estaciones del FIDENOR.

Aquí se aprecia que de las 5 estaciones de medición del FIDENOR la estación Anáhuac es la que reporta la menor velocidad promedio del periodo septiembre de 2002 a marzo de 2003 por lo que se esperaría que el mapa de viento de esta zona representara velocidades por debajo de las demás regiones; esto no necesariamente es así porque influye la topografía del lugar básicamente, aunado a la correlación que exista entre esa estación de medición y la estación de referencia. Las líneas cortadas de las estaciones Elefante y Vallecillos se debe a que por alguna razón no se registraron mediciones en esos meses. Con estos valores promedio se espera que las velocidades promedio anuales del viento tengan un orden de magnitud dentro del rango de variación que presenta cada estación de medición, esto y sus implicaciones se discute a detalle en el capítulo 7 y en las conclusiones.

6.3 REPRESENTACIÓN DE LA VARIACIÓN DEL VIENTO MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Dado que la rosa de vientos es una representación gráfica de la distribución de los vientos es necesario apoyarse de un método que permita analizar estas distribuciones. La distribución de Weibull es útil para representar de manera más práctica el comportamiento del viento con dos parámetros en lugar de recurrir a los histogramas; con el factor de forma y el factor escala se puede conocer la fracción de viento que tendrá determinada velocidad. La fórmula es:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{A} \right)^k \right]$$

Siendo:

- f(v) Función distribución de Weibull.
- k Factor de forma.
- A Factor escala o velocidad promedio (m/s).
- v Velocidades medias registradas (m/s).

Esta distribución es la que posee mayor precisión, la determinación de los parámetros característicos, k y A , dependen de los valores de la velocidad inicial y de la varianza "S" del viento para un sitio específico. Para determinar la velocidad promedio anual de un sitio analizado, una vez obtenidos A y k se aplica la fórmula siguiente:

$$v_{\text{prom}} \approx A \left(0.568 + \frac{0.434}{k} \right)^{1/k} \quad [11]$$

La frecuencia y distribución del viento para las mediciones de la CNA y el FIDENOR en sus respectivas estaciones es. [A8]

Para la estación de la CNA (Colombia)

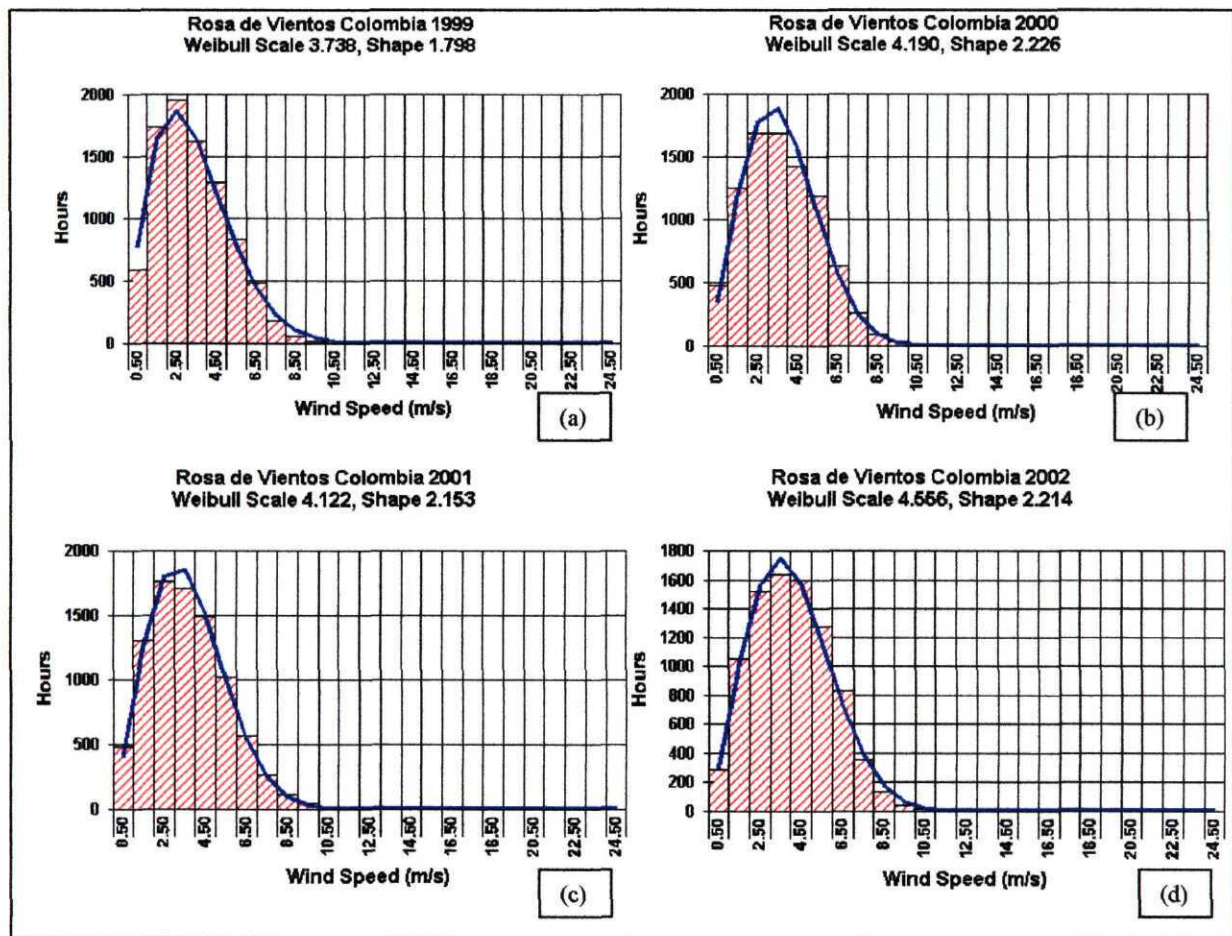


Figura 19.- Frecuencia y distribución de Weibull para la estación Colombia de 1999 a 2002.

WindFarm genera las tablas de frecuencia y la distribución de Weibull para cada año, en si el ajuste de las curvas es aceptable aunque se puede refinar un poco más. Sin embargo no es importante ya que el programa trabaja con los datos y registros obtenidos. Estas gráficas sirven para ver que tan apegada es la distribución al histograma. Un factor de forma de 2 es una distribución excelente y se conoce como distribución de Raleigh.

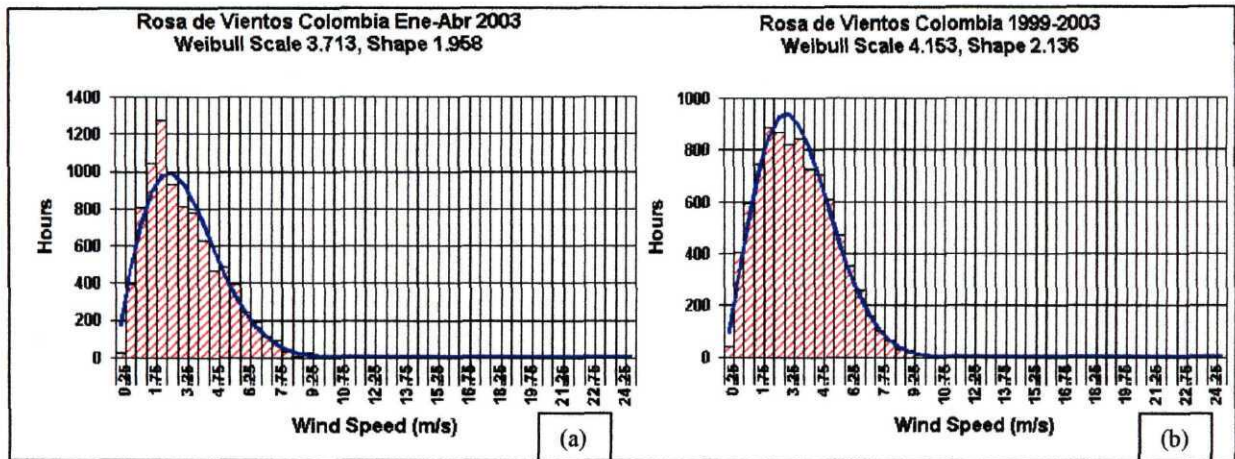


Figura 20.- Frecuencia y distribución de Weibull para la estación Colombia para 2003 y para todo el periodo de mediciones.

En 20(a) la distribución de Weibull no está muy apegada al histograma, sin embargo en 20(b) de manera global (de 1999 a abril de 2003) el ajuste es muy bueno aunque como ya se comentó anteriormente no importa pues el programa ocupa los datos de las mediciones.

Para las estaciones del FIDENOR (Anáhuac, Elefante, Vallecillos, Cerralvo, LomaAlta) se tienen las siguientes figuras.

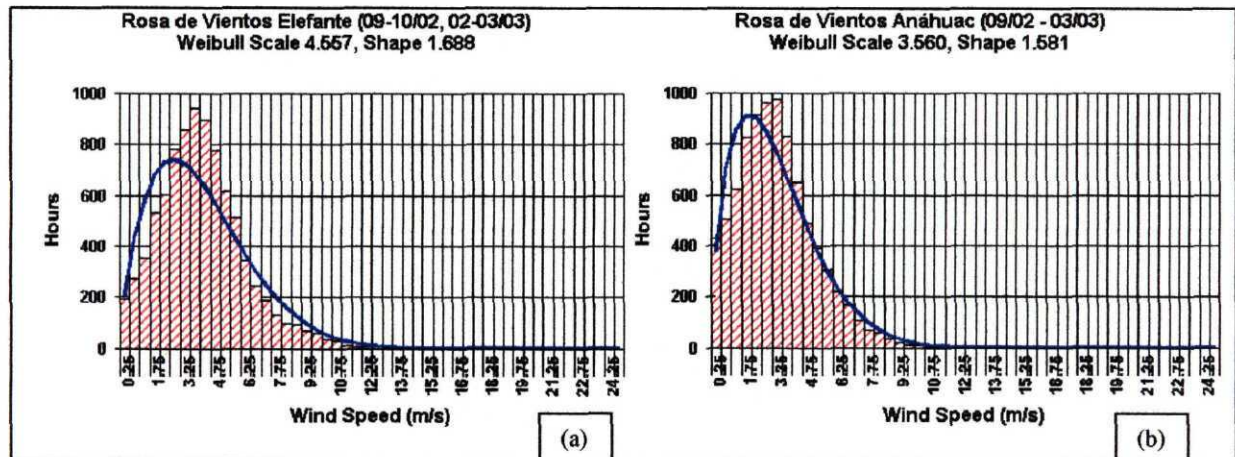


Figura 21.- Frecuencia y distribución de Weibull para las estaciones Elefante y Anáhuac.

En el histograma 21(a) se observa que la velocidad promedio del viento está cercana a 4 m/s (de acuerdo a la ecuación de distribución de Weibull) y para 21(b) está cerca de 3.2 m/s

$$(v_{\text{prom}} \approx A \left(0.568 + \frac{0.434}{k} \right)^{1/k}) \text{ para el periodo de medición mencionado en la tabla 7.}$$

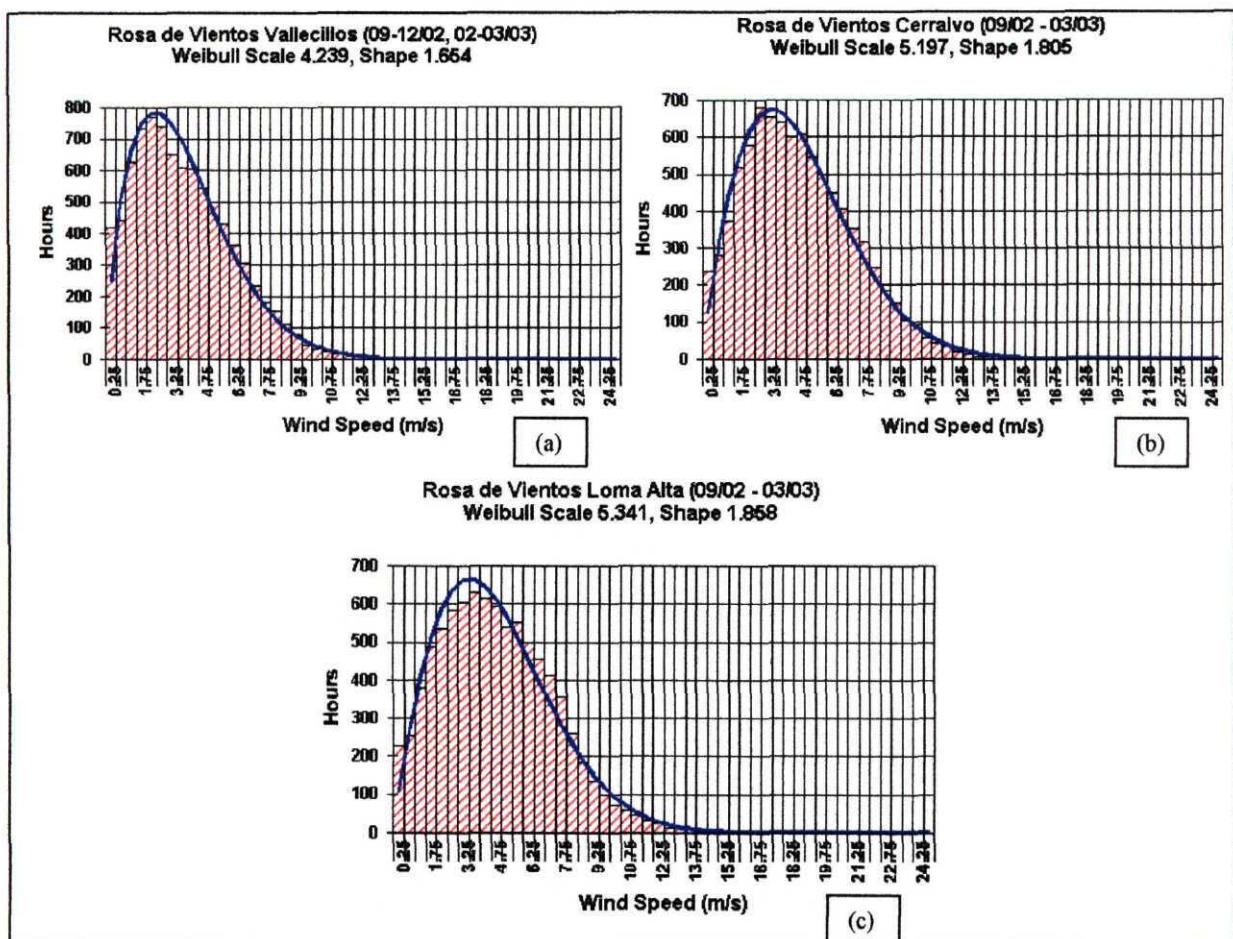


Figura 22.- Frecuencia y distribución de Weibull para las estaciones Vallecillos, Cerralvo y Loma Alta.

En estos casos, la distribución de Weibull se ajusta más al histograma. Para 22(a) el valor promedio de la velocidad del viento es 3.8m/s, para 22(b) es de 4.6 m/s y para 22(c) es de 4.7 m/s en el periodo de medición mencionado en la tabla 7.

6.4 PREDICCIONES A LARGO PLAZO DE LAS DISTRIBUCIONES DEL VIENTO UTILIZANDO LA TÉCNICA MCP (Measure – Correlate – Predict)

El método MCP ha sido usado por muchos años para predecir a largo plazo velocidades promedio del viento en sitios de los que se tiene poca información del viento (algunos meses de medición). No se puede decir que el comportamiento del viento en un año será el mismo para el siguiente, pero si este comportamiento se observa por varios años en una zona cercana al sitio de interés se puede establecer un promedio y predecir el comportamiento a largo plazo dentro de un rango aceptable; se prefieren 10 años o más ya que por circunstancias diversas (fenómeno del niño, etc.) las mediciones observadas de un año “normal” no serían congruentes con las de un

año “adverso”. Con esta estimación de largo plazo se infiere la cosecha eólica y el comportamiento del viento en la zona de estudio con un nivel de seguridad muy bueno.

6.4.1 Técnica MCP

Con ésta técnica se establece una correlación entre las velocidades y direcciones de la estación “referencia” (ésta estación posee mediciones históricas del viento a largo plazo en la zona) con la estación de interés (posee mediciones de corto tiempo, meses). Para ello se prefiere que los sitios sean relativamente homogéneos en las características del terreno y esto va de la mano con una corta distancia entre ambos sitios, además de que las mediciones se hayan obtenido a la misma altura. Así se obtiene la distribución de velocidades para el sitio potencial con apoyo del sitio de referencia. [12]

Para establecer las correlaciones se recurre al método de mínimos cuadrados o al método York en un ajuste de recta dentro de cada sector angular; para tener mejor precisión entre los sectores se utiliza una corrección por desfase de viento de un sector angular a otro (Veer Correction). Aquí se muestra la ecuación de ajuste:

$$U = mV + c$$

Dónde:

U es la velocidad de viento inferida del sitio potencial.

m, c son los gradientes de intercepción para el mejor ajuste lineal.

La estimación a largo plazo se efectúa mediante una matriz cuyo orden dependerá del número de sectores que se establezca; cada dato de medición es asignado a una posición de la matriz por clases y la posición la definen los sectores de la estación potencial así como la estación de referencia. [13]

En cada sector de la estación potencial están todos los sectores de la estación de referencia siendo el número de clases el producto de los sectores angulares establecidos; una vez generados esos arreglos se resuelve el sistema para las diferentes clases de velocidades de la estación de interés. Cuando las mediciones de los sitios no son realizadas a la misma altura existe otro modelo de predicción que no se describe en ésta tesis.[13]

En la siguiente figura se muestra el proceso que sigue el programa para generar las rosas de viento a largo plazo inferidas para cada estación.

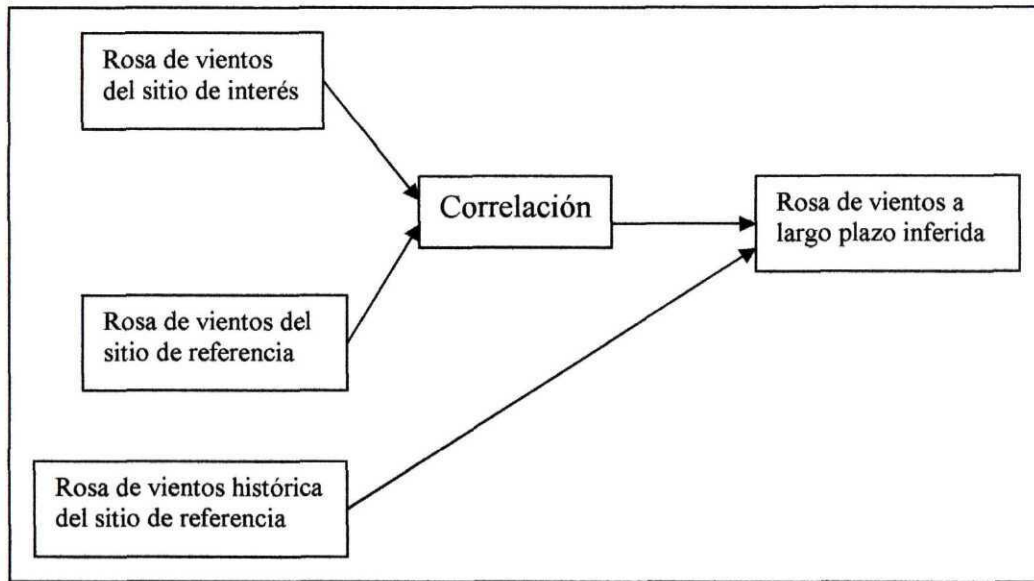


Figura 23.- Proceso para la generación de rosas de viento inferidas utilizando la técnica MCP.

Con el módulo Wind Análisis de WindFarm se obtienen las siguientes predicciones a largo plazo. [A9]

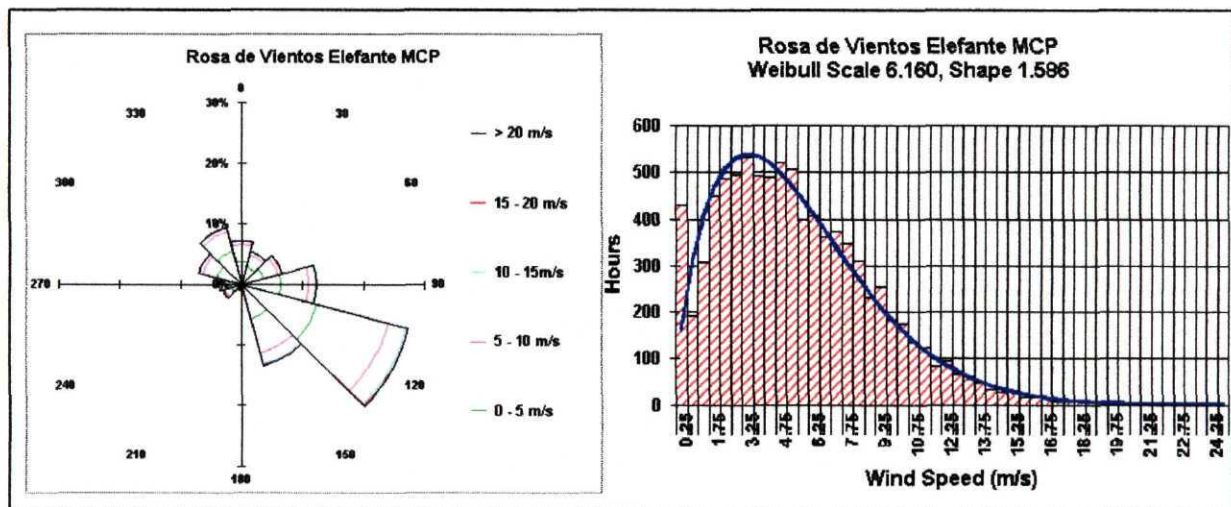


Figura 24.- Rosa de vientos y distribución de Weibull inferidos para la estación Elefante.

Esta estación guarda una cercanía con la estación de mediciones históricas Colombia (9.7 km). Por lo que es apropiado utilizar la distribución histórica del viento en la generación del mapa de viento para esta zona en particular en lugar de la rosa de vientos inferida que se presenta en esta figura. Entonces la rosa de vientos que se utilizará para esta región es la que aparece en la figura 15.

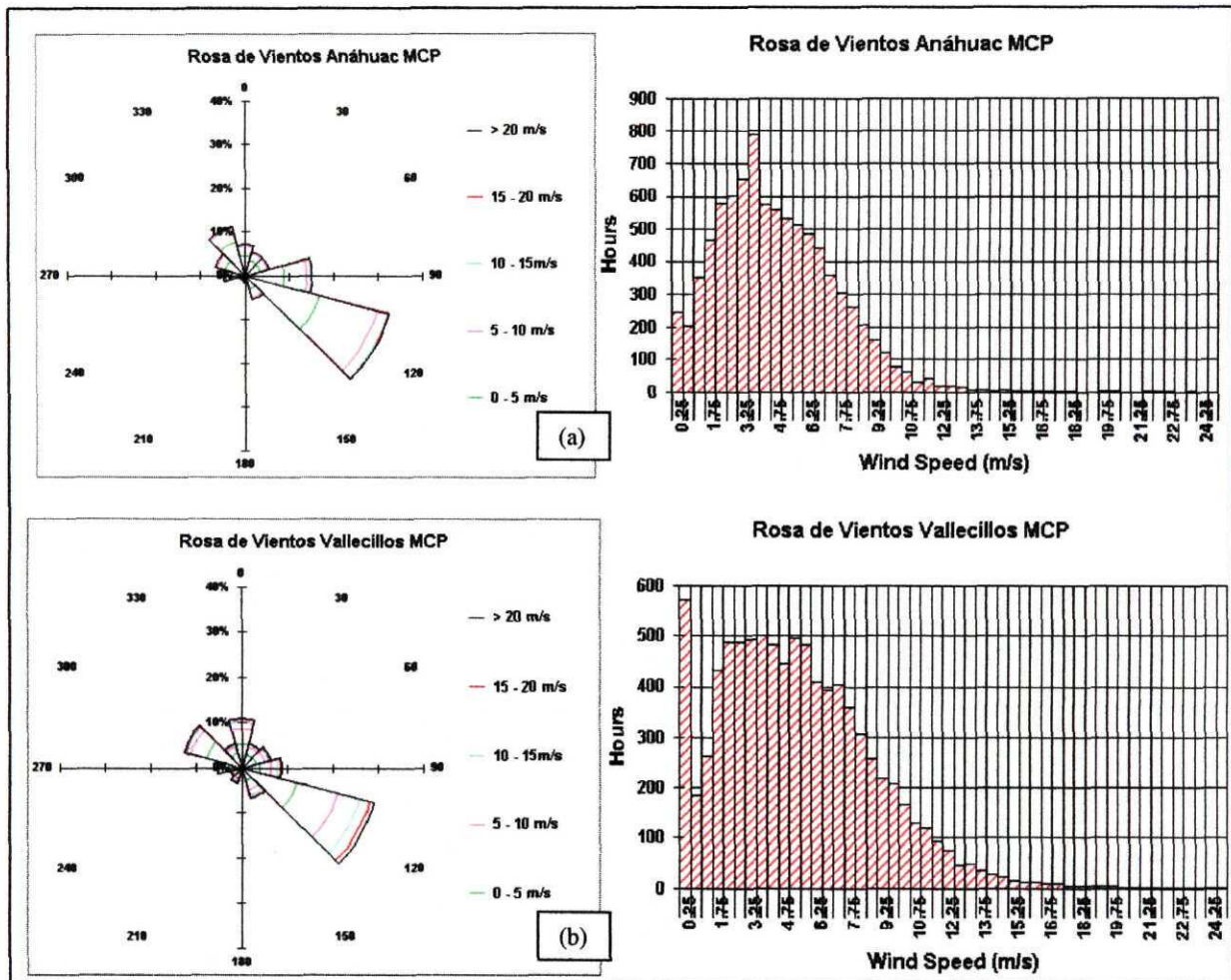


Figura 25.- Rosa de vientos e histogramas inferidos para las estaciones Anáhuac y Vallecillos.

Tanto para estas estaciones como para las dos restantes la función de distribución no es muy buena; aunque se puede hacer el análisis en una hoja de cálculo no se hizo pues WindFarm trabaja con los datos introducidos. En 25(a) y 25(b) las rosas de vientos conservan esencialmente la misma conformación que las de las estaciones de medición (en las mediciones obtenidas para éstas estaciones el sector 5 es dominante).

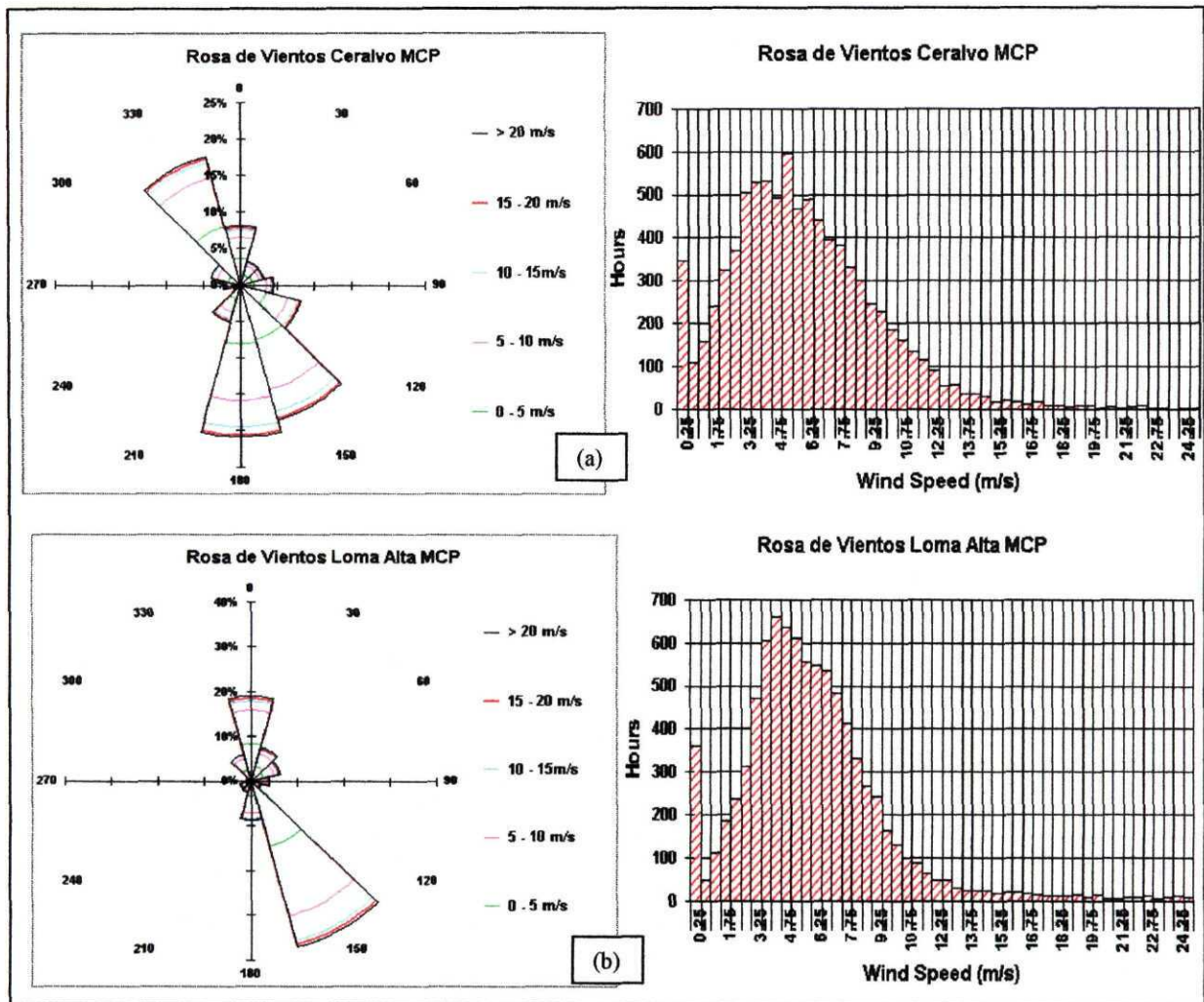


Figura 26.- Rosa de vientos e histogramas inferidos para las estaciones Cerralvo y Loma Alta.

En 26(a) la rosa de vientos inferida es parecida a la de las mediciones pero el sector 6, 7 y 12 cambiaron, 6 y 7 aumentaron y 12 disminuye por lo que ahora la mayor cantidad de viento se concentra en el sector 7. Para 26(b) la distribución inferida es casi igual a lo que reportan las mediciones, con un ligero aumento de la cantidad de viento que se concentra en el sector 6.

Para la técnica MCP, cómo para cualquier análisis estadístico, se tiene que guardar cierta reserva a los resultados. En este caso debido a la topografía del terreno (zonas montañosas que influyen sobre la velocidad del viento afectando la correlación de las mediciones), a la falta de continuidad de mediciones en dos estaciones que permitirían tener más datos para la correlación, a la distancia considerablemente grande que hay entre las estaciones (a excepción de la estación Elefante) y la estación de referencia (Colombia); esto influye en la correlación de las estaciones del FIDENOR y la de la CNA, la correlación que guardan entre si no es buena pues está alrededor de 0.4. La siguiente figura muestra las correlaciones entre la estación de interés y las de referencia para el sector principal de cada estación.

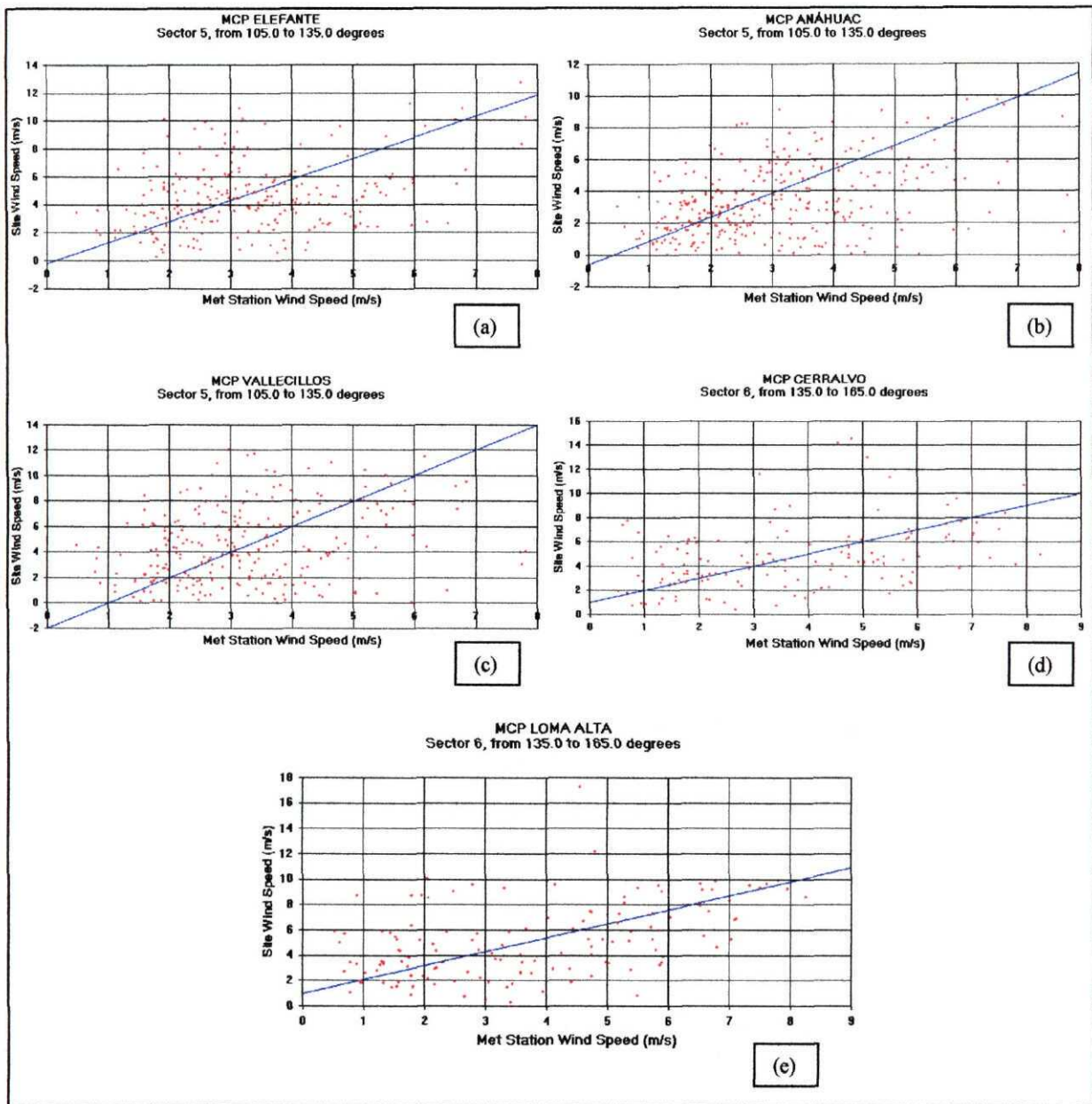


Figura 27.- Correlaciones en los sectores importantes para las 5 estaciones del FIDENOR.

Al hacer el estudio de correlaciones de las 5 estaciones de medición se nota que ésta no es buena. Se puede observar en la figura 27 que las nubes de datos no permiten ajustar una buena correlación (un mal factor de correlación no da confiabilidad en la inferencia que se realiza) para ninguna estación. Parte del proceso, se realizó en una hoja de cálculo de excel desfasando los valores de las mediciones considerando que el viento puede ser medido un poco después entre estaciones; la correlación en este sentido no mejoró sustancialmente (0.42). Además se realizaron corridas con corrección de sectores angulares (Veer Correction) pues el viento que se registra en un sector por una estación puede ser registrado en otro sector por otra estación y se manipularon los gradientes de ajuste que presenta el programa a fin de mejorar la correlación; en este caso la correlación tampoco mejoró.

7 GENERACIÓN DE MAPAS DE VIENTO

Los mapas de viento ayudan a determinar la magnitud del recurso eólico (capacidad eólica) de una región, en términos de velocidades del viento o cantidades derivadas de éste, cómo reservas probadas y probables, capacidad instalable (MW) y generación (GWh). La zona a evaluar será la que se destine para la instalación de los aerogeneradores. Los mapas de viento muestran la energía que se espera capturen los aerogeneradores, velocidades de viento de la zona y densidad de potencia de la región de interés. A continuación se muestran aspectos importantes que se toman en cuenta en la generación de mapas de viento y en su uso para tomar decisiones técnicas.

7.1 PARQUES EÓLICOS

Se llama parque eólico al conjunto de aerogeneradores interconectados eléctricamente compartiendo una misma infraestructura de accesos y control. El conocimiento de la zona en la que se evalúa la instalación de un parque eólico da una primera aproximación de la región a utilizar; algunos aspectos a considerar son:

- Mejores zonas de velocidad media del viento: esto se conoce de acuerdo al análisis de las mediciones del viento.
- Efecto túnel: que se observa de acuerdo al teorema de Bernoulli cuando el viento pasa en medio de dos cuerpos grandes (montañas) provocando que aumente su velocidad.
- Efecto de la colina: sucede cuando el viento es comprimido cuesta arriba en una superficie protuberante.
- Selección del emplazamiento: se prefiere una zona en la que de preferencia no hayan obstáculos (árboles etc.) ya que frenan al viento.
- Efecto del parque: la separación entre aerogeneradores es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes; esto para reducir el efecto estela de los aerogeneradores. Con esas consideraciones la pérdida típica de energía del parque eólico es del 5% aproximadamente.
- Efecto estela: esto sucede debido a la energía que le extrae el aerogenerador al viento creándose un abrigo en la dirección del viento que es ralentizado.
- Otros aspectos: como reglamentación, impacto ambiental, postura social hacia el parque eólico, uso presente o futuro del suelo que se pretende utilizar.

7.2 CRITERIO DE SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

La energía captada por un aerogenerador depende de su curva de potencia (de diseño), por lo tanto se debe elegir aquel cuya potencia máxima se consiga a una velocidad lo más cercana

posible a la determinada en el sitio. La altura de la torre vendrá condicionada por el tamaño del rotor e influirá notablemente en la producción energética. [11]

Los criterios básicos de selección del tipo de aerogeneradores son:

- Rango de potencias máximas.
- Tipo de paso (fijo o variable).
- Tipo de generadores (síncronos o asíncronos).
- Velocidad nominal.
- Confiabilidad de la máquina.
- Posición del eje (vertical u horizontal).
- Diámetro del rotor.
- Altura al eje del rotor (altura de la torre).

Para generar los mapas de viento se requiere información de la topografía del lugar (mapa de alturas de malla), la rugosidad que presenta la superficie(s) que hay en la región (mapa de rugosidades de malla), los elementos que estarán en la zona (anemómetros, turbinas, casas, etc.), y de la distribución inferida del viento a largo plazo; ésta distribución inferida del viento se establece en las coordenadas del anemómetro, de modo que los resultados obtenidos sean referidos a esa ubicación que de preferencia debe estar al centro de la región de interés. [A10]

WindFarm requiere de un archivo de datos de la turbina que se utilizará para la generación de mapas de viento (cuándo es en términos de energía disponible); la generación de estos archivos es sencilla y sólo se requiere tener los datos del fabricante a la mano. El proceso que sigue el programa para generar los mapas de viento lo describe la siguiente figura.

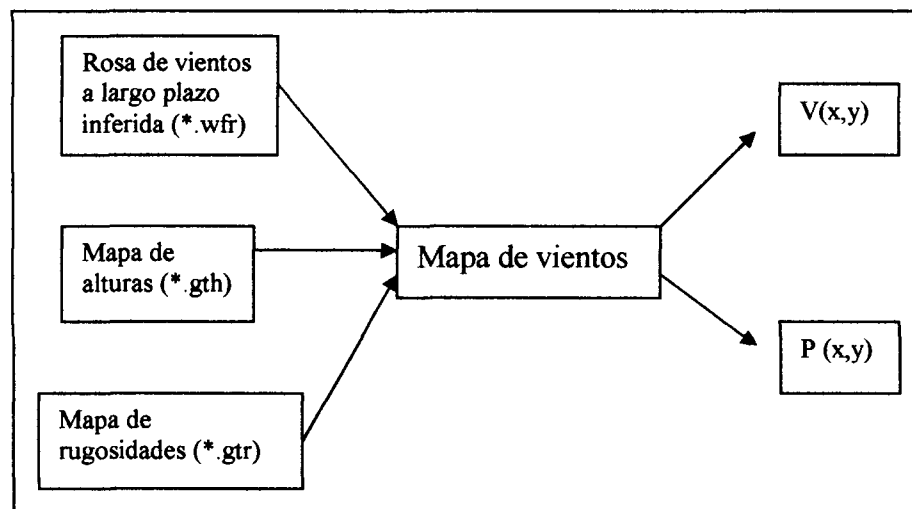


Figura 28.- Proceso para generar mapas de viento.

WindFarm permite navegar en mapas de velocidades generados con el módulo Wind Flow, (FMV “velocidades promedio”, FDV “velocidades”) con la herramienta de Grid Viewer; apoyándose en estos mapas, el mapa de fondos y de alturas se puede definir en que parte es más conveniente instalar la granja eólica en la dirección de los vientos dominantes obtenidos

anteriormente (aunque los aerogeneradores tienen la facilidad de dirigirse en la dirección de mayor viento esto ayuda como primera aproximación para la instalación de las máquinas).

Los mapas de alturas y rugosidades son las variables que intervienen en la generación de mapas de viento. Para ejemplificar esto las figuras 29 a la figura 32 muestran como varía el mapa de viento (velocidad y densidad de potencia) con las diferentes combinaciones de no tomar en cuenta los mapas de altura y rugosidades para la estación Elefante (utilizando la rosa de vientos inferida con la técnica MCP).

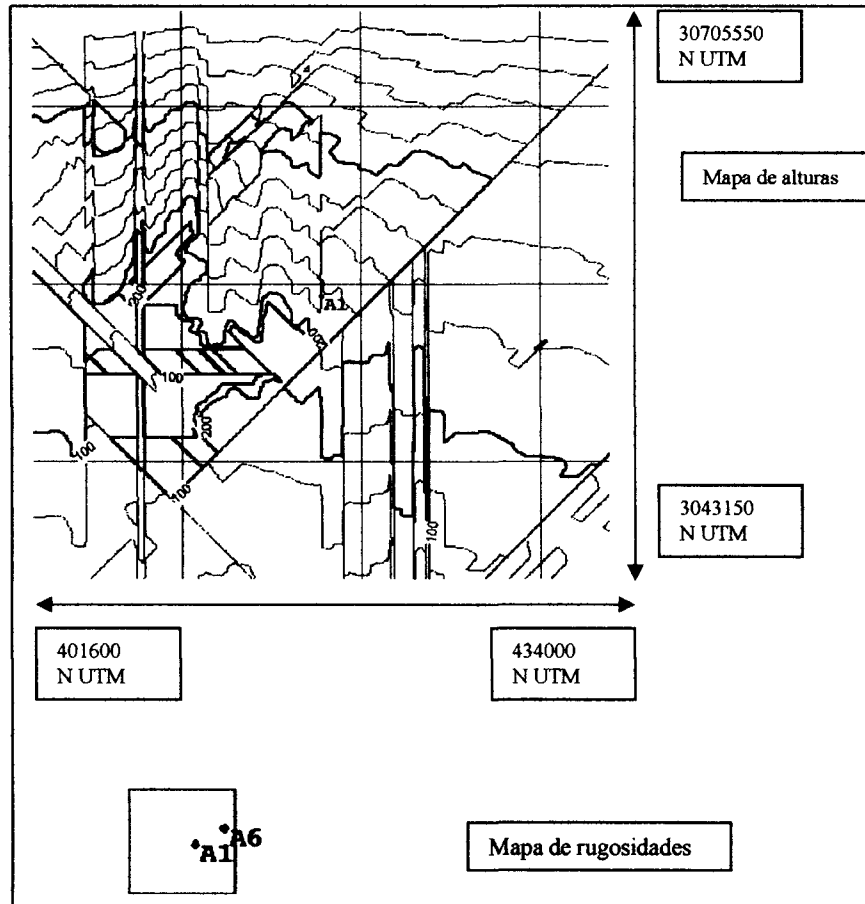


Figura 29.- Mapa de alturas y rugosidades para la estación Elefante.

WindFarm permite visualizar el mapa de alturas que se corta del mapa general de alturas generado, sin embargo, el mapa de rugosidades solamente es seccionado de manera interna. Para esta región la rugosidad se toma constante por tratarse de una región con árboles bajos ($Z_0=0.05$ m). Después de la figura 32 se hace un comentario global de estos resultados.

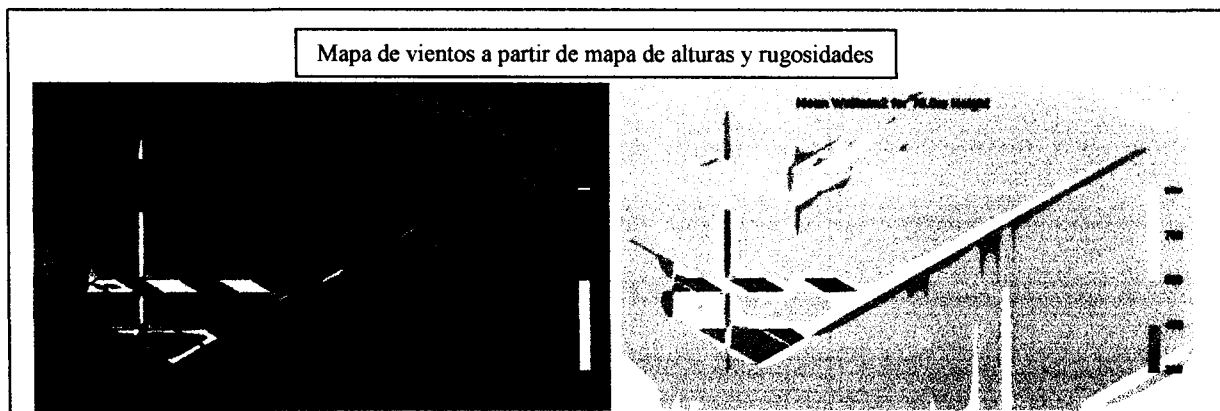


Figura 30.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante considerando mapa de alturas y rugosidades.

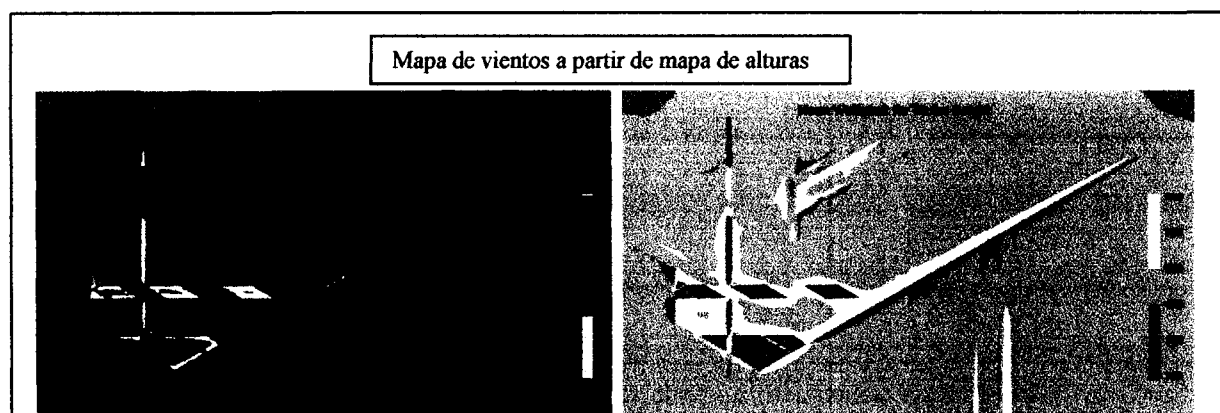


Figura 31.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante considerando mapa de alturas.

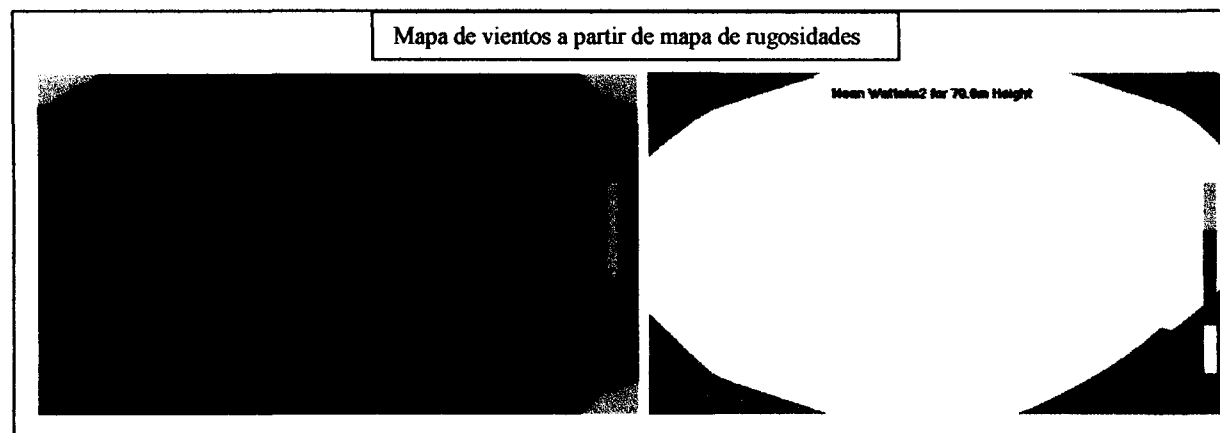


Figura 32.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante considerando mapa de rugosidades.

Se aprecia el efecto de la rugosidad en la generación de mapas de viento no es tan pronunciado (ver figura 30 y 31) como la ausencia de mapas de altura de la zona; esto origina una sobre o sub estimación del potencial eólico del lugar. Por ejemplo, en la figura 32 la velocidad promedio de la zona no varía (7 - 8 m/s) cuando en realidad hay zonas con menor velocidad promedio (ver figura 30). Este procedimiento se realiza obteniéndose los mismos errores de sobreestimación y/o subestimación en la velocidad o densidad de potencia que presentan los mapas de viento.

Por lo tanto, tomando en cuenta las alturas y rugosidades de cada sitio se generaron los mapas de viento. Para la estación Elefante no se usó la rosa de vientos inferida (figura 24) ya que por la cercanía de los lugares de medición se puede utilizar la rosa de vientos histórica de la estación Colombia. Los mapas generados los siguientes (Después de la figura 37 se presentan los comentarios de estos resultados). [A11]

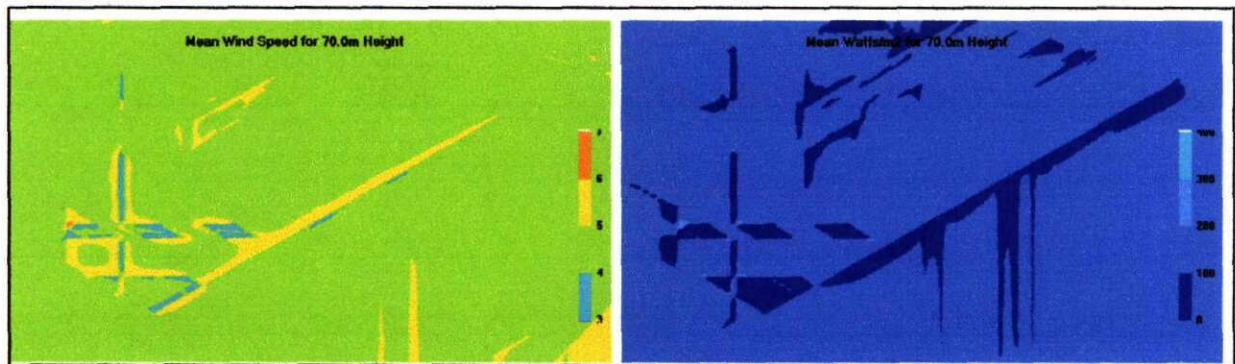


Figura 33.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Elefante.

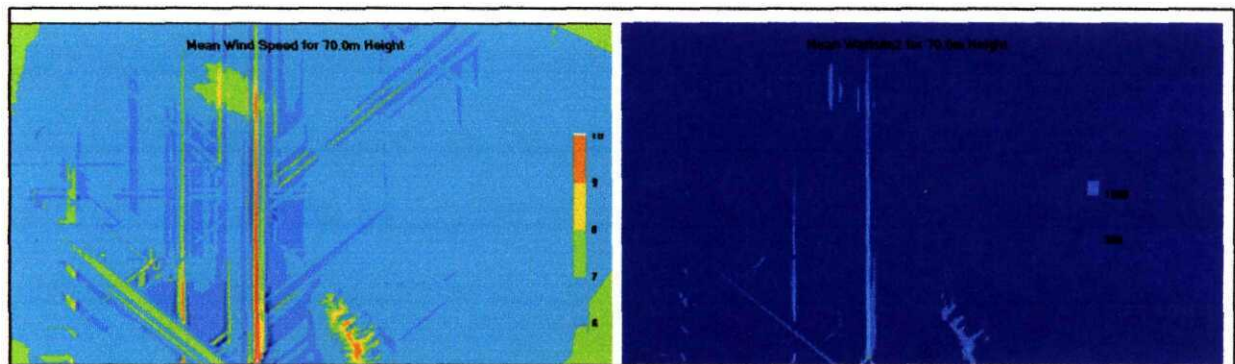


Figura 34.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Anáhuac.

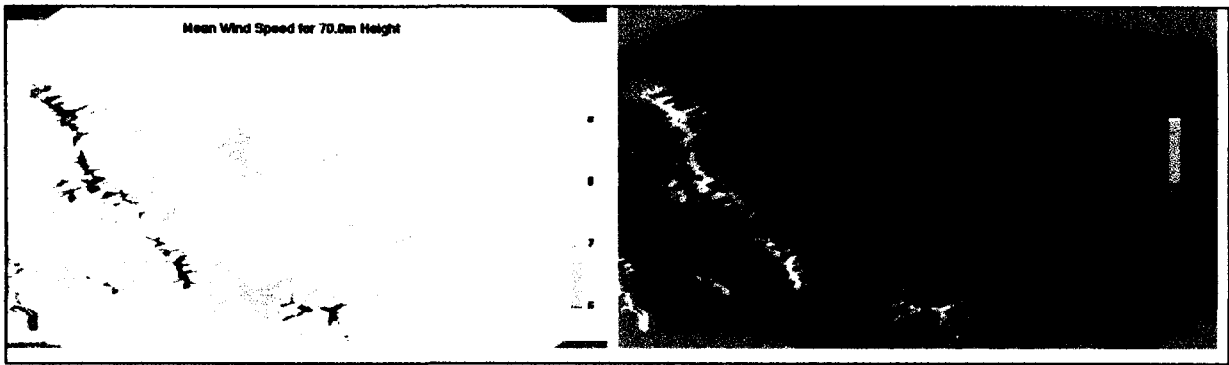


Figura 35.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Vallecillos.

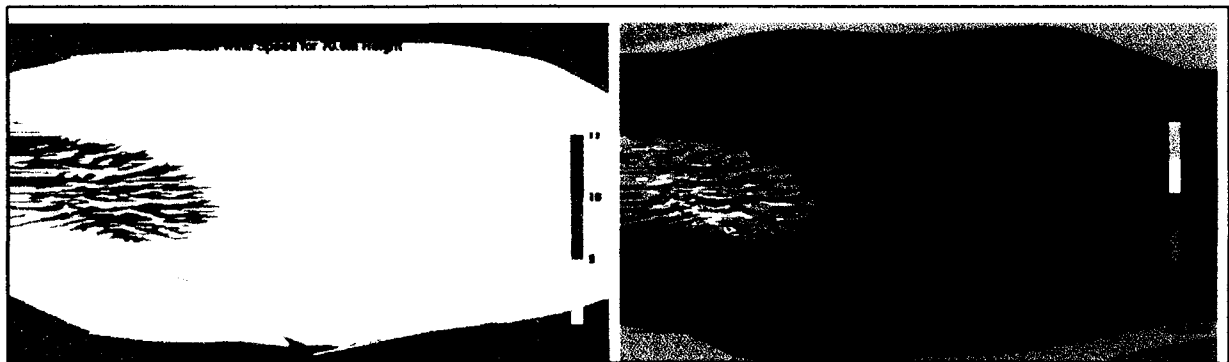


Figura 36.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Cerralvo.

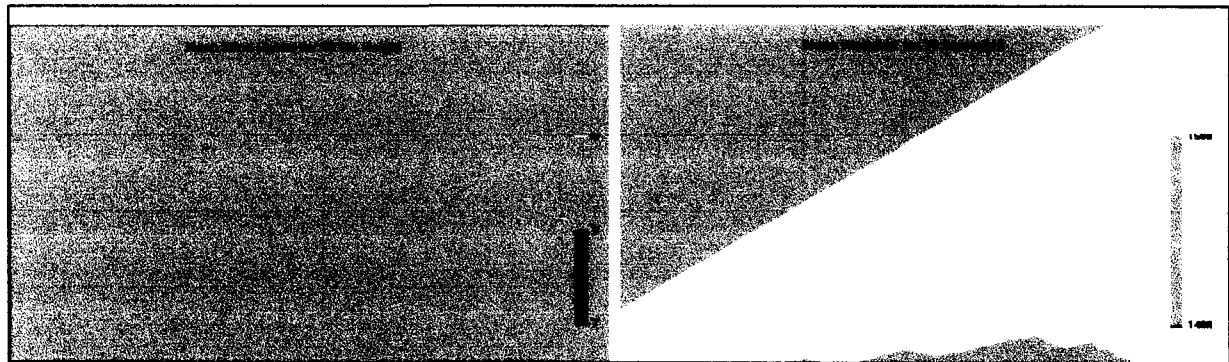


Figura 37.- Mapas de viento (velocidad promedio y densidad de potencia) para la estación Loma Alta.

Los resultados que muestran los mapas de viento generados no son confiables (a excepción de los obtenidos para la estación Elefante) dada la baja correlación que existe entre las estaciones de interés y la de referencia; esto se discutirá en las conclusiones. La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos a partir del mapa digital de curvas de nivel.

Estación FIDENOR	Velocidad promedio (m/s)	Densidad de potencia (W/m ²)
Elefante	4 - 5	100 - 200
Anáhuac	6 - 7	300 - 1000
Vallecillos	7 - 8	400 - 800
Cerralvo	8 - 9	1000 - 1500
Loma Alta	8 - 9	1400 - 1500

Tabla 8.- Mapas de viento para las 5 estaciones del FIDENOR
vía mapa digital de curvas de nivel (LabSIG del ITESM).

Al superponer las regiones de cada estación anemométrica se aprecia la velocidad promedio anual del sitio, las variaciones de 1 m/s que existe en las áreas comunes entre sitios vecinos es aceptable pues el programa realiza la estimación con mayor precisión en la región interna (del área total de cada sitio) que en estos casos se estableció como el 80%; aquí lo mejor es considerar la velocidad estimada en la zona principal (interna) para cada región, de modo que la distancia más corta que exista entre una zona de interés y una estación de medición define en que mapa ubicarse para conocer la velocidad promedio anual del viento en el sitio.

Lo anterior también aplica en términos de la densidad de potencia (W/m²) para las 4 primeras regiones definidas pues el mapa que se consiguió del LabSIG cubre 4.4 km² para la estación Loma Alta (todas las regiones de estudio definidas tienen como centro su respectiva estación de medición) y esta área no se puede superponer al mapa generado con la estación Cerralvo dado que la estación Loma Alta está a poco más de 1km de distancia antes del límite del mapa digital y no abarca ninguna zona de la región Cerralvo.

Las figuras 38 y 39 presentan respectivamente las velocidades promedio y densidad de potencia superpuestas para las regiones definidas por cada estación de medición. En esas figuras no se especifican las velocidades y densidades de potencia promedio para no saturarlas con más indicadores, pero en la tabla 8 se encuentran registrados estos valores; en la tabla 8 se asigna el valor de velocidad o densidad de potencia promedio que indica el color dominante de cada mapa generado.

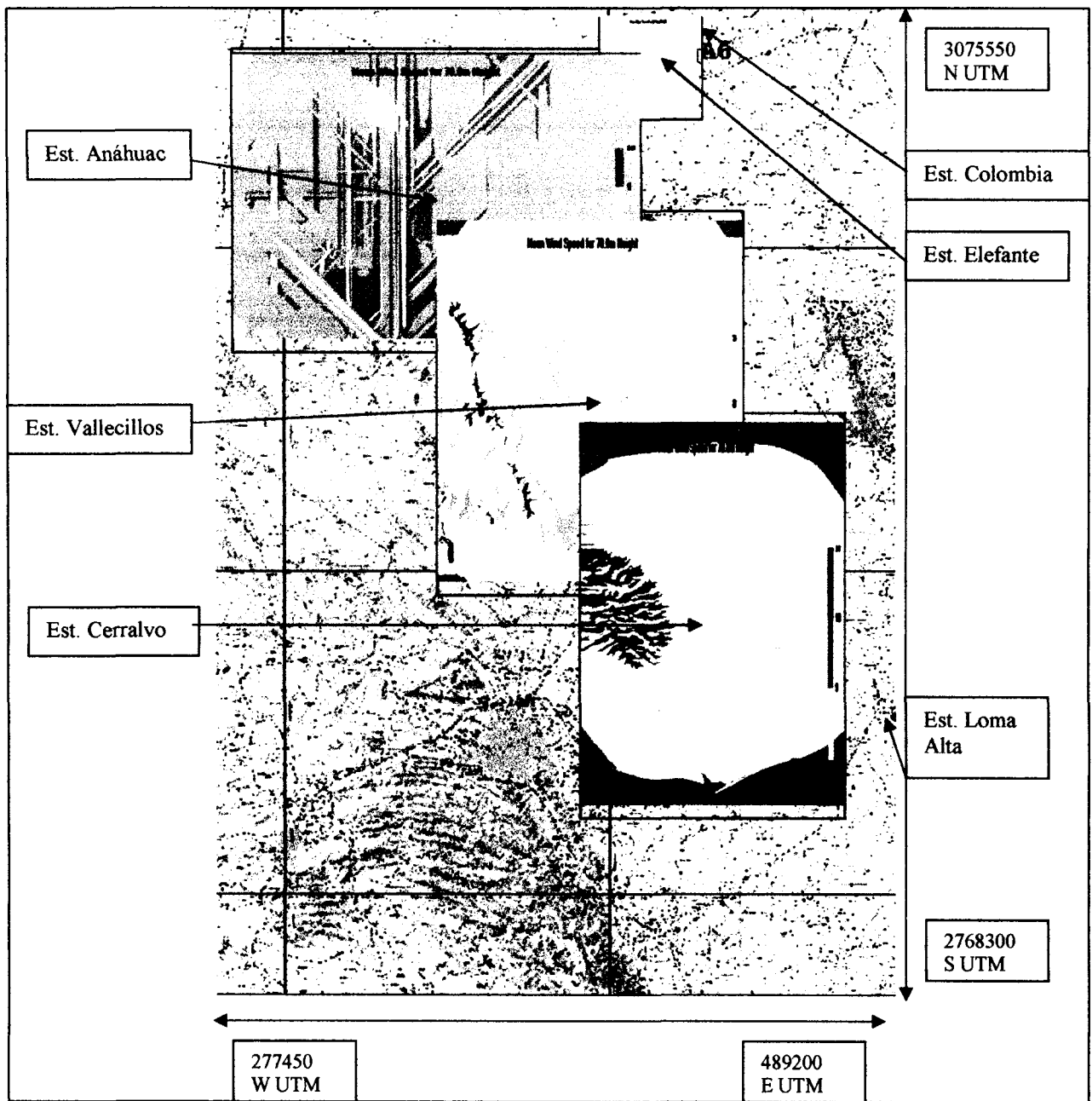


Figura 38.- Mapas de viento (velocidades promedio) superpuestos para conocer con mejor exactitud las velocidades promedio de regiones que se encuentran a las orillas de los mapas de los sitios definidos para cada estación.

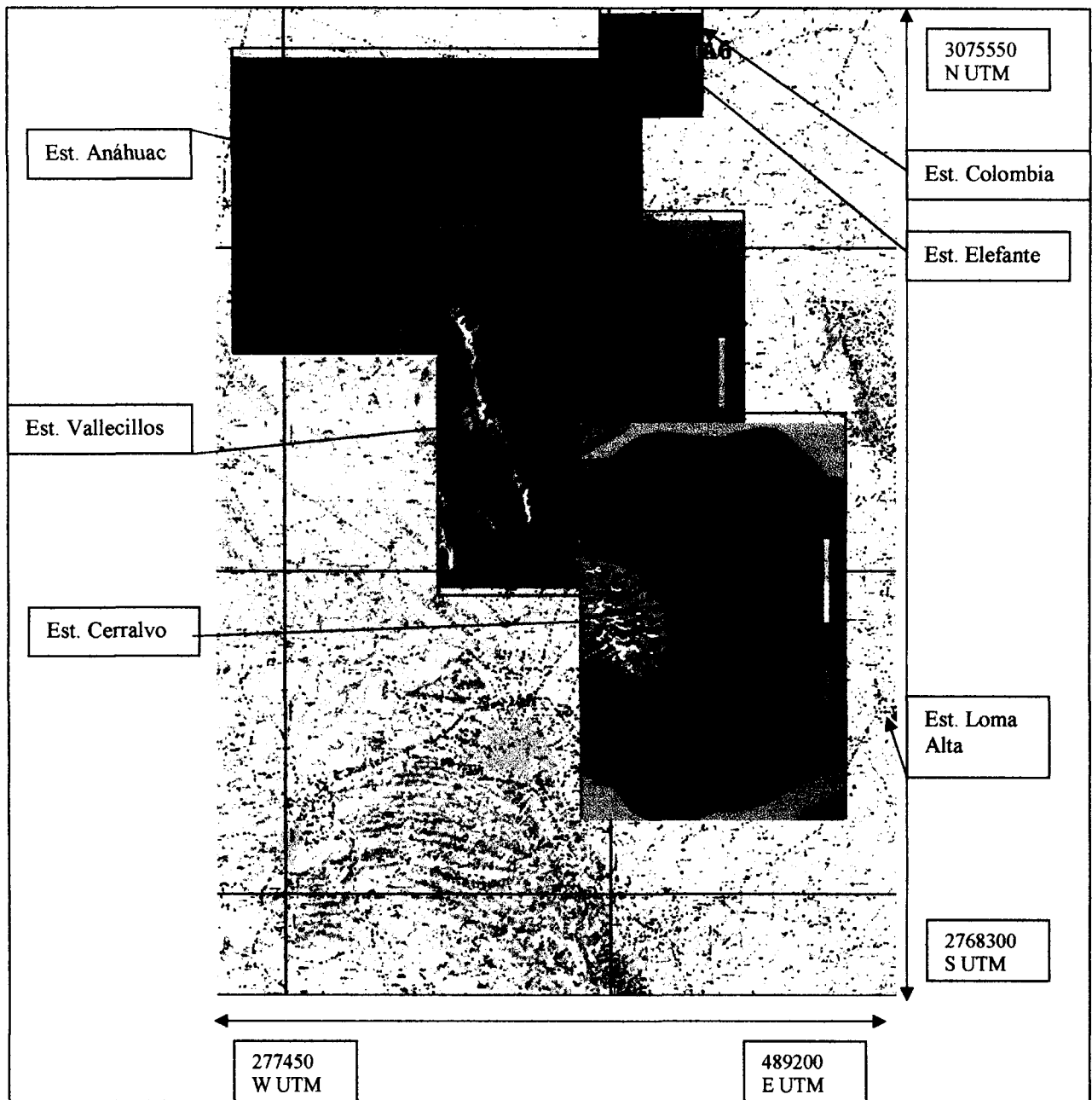


Figura 39.- Mapas de viento (densidad de potencia) superpuestos para conocer con mejor exactitud las densidades de potencia promedio de regiones que se encuentran a las orillas de los mapas de los sitios definidos para cada estación.

Nótese lo importante que es tener mapas de viento de muchas regiones; esto se ha aplicado a gran escala en la unión europea de modo que además de los mapas eólicos que pueda tener cada país, este continente posee un mapa eólico de toda la región. Estos mapas son importantes ya que a partir de ellos se puede saber como primer paso en que zonas es factible la instalación de parques eólico. Poco a poco esto sucederá en más países, incluido el nuestro dadas la circunstancias energéticas que se están viviendo.

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO

CONCLUSIONES

En este proyecto se obtuvieron 5 mapas eólicos correspondientes a las 5 estaciones de medición del FIDENOR. Las regiones analizadas son presentadas en la figura 9 y tabla 3. Se trabajó con registros de medición de las estaciones proporcionados por el FIDENOR y la CNA así como con un mapa digital de curvas de nivel que facilitó el LabSIG.

El motivo por el que los mapas de viento generados dan un margen de error en su estimación se debe principalmente a la poca correlación que éstos guardan con la estación de referencia (Colombia) y eso depende de varios factores, entre ellos la variación que sufre el viento por efecto de las alturas (hay zonas montañosas que afectan al viento en su velocidad) de cada región y la separación que tienen las estaciones con la estación de referencia, la estación más cercana a la estación Colombia es Elefante (9.7 km), la siguiente más próxima es Anáhuac (88.71 km) y la más lejana es Loma Alta (217.9 km).

Los vientos dominantes tiene que pasar por zonas montañosas disminuyendo o aumentando (efectos que obedecen a las leyes de la mecánica de fluidos) su velocidad y esto hace que la correlación con éstas estaciones sea pobre haciendo que la estimación no sea muy confiable.

Para el caso de la estación elefante, dada su cercanía con la estación Colombia se utilizó la rosa de vientos histórica para generar los mapas de viento por lo que este mapa de viento es el que ofrece la una buena confiabilidad debido a que el periodo de mediciones suficientemente largo y describe el comportamiento del viento de una forma segura (de 1999 a abril de 2003).

Con el fin de mejorar la correlación de las otras zonas de estudio se procuró mejorar de forma manual la correlación de los datos (además se considero la corrección por sectores angulares del viento cuando se hizo el análisis MCP “Veer Correction”), pero prácticamente no cambió mucho (siguió siendo baja, 0.4). Del mismo modo se intentó realizar en la hoja de excel un desfaseamiento de las mediciones pues es de esperarse que por la distancia que hay entre las estaciones el viento tuviera un efecto retardado en las mediciones pero tampoco se obtuvieron buenos resultados.

La importancia de este trabajo radica en la metodología que se propone para generar mapas de viento; por las circunstancias anteriormente expuestas estos mapas no son confiables, salvo el de la región Elefante como se explicó anteriormente; sin embargo eso da una idea de que velocidades de viento hay en la zona para sentar las bases para un estudio particularizado de una granja eólica cuyos resultados sean confiables en base a una alta correlación de las velocidades registradas por las estaciones anemométricas. Para lograr esto se requiere de más estaciones de medición por las razones anteriormente expuestas.

RECOMENDACIONES

Los mapas de viento se generan a partir de los mapas de alturas, de rugosidades y de una rosa de vientos (que puede ser inferida o que puede ser utilizada de alguna estación de medición cercana que posea datos históricos), por lo tanto hay que observar ciertos cuidados en el procesamiento y manejo de los datos. A continuación se presentan los aspectos más importantes que hay que cuidar en cada elemento que interviene en la generación de los mapas de viento.

En la generación de los mapas de alturas: cuándo son generados por el proyectista en WindFarm es importante cuidar que se introduzcan correctamente los valores de las curvas de nivel que se están dibujando además de asegurarse de que todas las curvas sean dibujadas lo cual puede resultar tedioso. En los mapas digitales es importante interpretar bien el manejo de la información cuando se trata de una matriz de alturas y cuidar que el algoritmo de acondicionamiento realice correctamente el proceso de acondicionamiento; si se cuenta con un mapa digital de curvas de nivel en formato DXF de AutoCAD se requiere de un trabajo de re-edición cuando se corta cierta región de un mapa con éste formato porque al seleccionar la región de interés y cortarla para su procesamiento, en los límites de esa región las curvas de nivel son cortadas y no concluidas originando que WindFarm se apoye de líneas de altura auxiliares interfiriendo un poco con la elevación real que tiene el terreno. Lo mismo aplica cuando se tiene un mapa de elevación digital en formato DXF de AutoCAD.

La generación de mapas de rugosidades implica tener el mismo cuidado y paciencia requeridos al generar un mapa de alturas vía WindFarm. Si se tiene al alcance un mapa digital de rugosidades será mejor ya que por la resolución de un mapa de fondos que ayuda a dibujar los contornos de rugosidades se pierden zonas que varían en rugosidad generalizando así varias regiones dentro del sitio de análisis.

Referente a la inferencia de las rosas de vientos con la técnica MCP se ha comentado abundantemente sobre esto; en lo que hay que tener cuidado es en el acondicionamiento y revisión de los datos registrados por las estaciones de medición, ya que muchas veces se registran vientos en calma, es decir con velocidades cercanas a cero. Esto puede llegar a influir considerablemente en la rosa de vientos generada o inferida pues se estarán tomando en cuenta estos registros que dependiendo de su frecuencia pueden originar resultados desfasados o erróneos en las distribuciones del viento ocasionando una incorrecta evaluación eólica de la región de manera significativa.

TRABAJO FUTURO

En un futuro no lejano, con ayuda de más estaciones de medición (es muy baja la densidad de estaciones de medición) se podrán obtener mapas eólicos de diferentes zonas de México, algo que será un avance importante en materia de energías alternas y que aunado a una política energética sana, permitirá que nuestro país se sume a la lista de los que buscan equilibrar el consumo de fuentes no renovables y mejorar el ambiente en pro de las próximas generaciones.

REFERENCIAS

- [1] Jorge Gutiérrez Vera; Energía renovable en el siglo XXI
- [2] Mukund R. Patel; Wind and solar power systems; CRC Press, c1999
- [3] Sevilla A.; La energía del sol y del viento: recursos inagotables al alcance de todos; Ed. Alcion, Madrid
- [4] Cádiz D. J. C.; La energía eólica: tecnología e historia; Madrid: H. Blume, 1984
- [5] Borja D. M. A.; Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica; México, D.F.: UNAM, Coordinación de Vinculación, Programa Universitario de Energía; Instituto de Investigaciones Eléctricas, 1998
- [6] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi; “Wind Energy Handbook”; Wiley 2001
- [7] Swisher, R.; De Azua, C.R.; Clendenin, J; “Strong winds on the horizon: wind power comes of age”; Proceedings of the IEEE, Volume: 89 Issue: 12, Dec. 2001; Pages: 1757 – 1764
- [8] David A. Spera; Wind Turbine Technology; ASME Press
- [9] A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Stephen D. Umans; Máquinas Eléctricas; McGraw Hill; 1996
- [10] Arthur H. Robinson, Joel L. Morrison, Phillip C. Muehrcke, A. Jon Kmerling, Stephen C. Guptill; Elements of Cartography; Wiley 1995
- [11] Gipe P.; Wind Energy comes of age; Wiley 1995
- [12] J. C. Woods, S. J. Watson; “A new matrix method of predicting long-term wind roses with MCP”; Journal of wind engineering and industrial aerodynamics
- [13] A. Joensen, L. Landberg, H. Madsen; “A new measure-correlate-predict approach for resource assessment”; Dept. of Wind Energy and Atmospheric Physics, Rise National Laboratory, Denmark & Dept. of Mathematical Modelling, The Technical University of Denmark

INTERNET

- <http://www.windpower.org/es/core.htm>
- <http://www.awea.org/>
- <http://www.conae.gob.mx/>
- <http://www.cfe.gob.mx>
- http://www.geocities.com/CapeCanaveral/Launchpad/7075/eolic_cant.html
- http://www.gamesa.es/caste/nucleos_negocio/gamesa_eolica/presentacion/presentacion.htm
- <http://www.geocities.com/CapeCanaveral/Launchpad/7075/espana.html>

APÉNDICE

A1.- CREACIÓN DE UN PROYECTO EN WINDFARM

WindFarm desempeña sus módulos mediante proyectos, el proyecto mantendrá la información correspondiente de cada una de sus etapas. A la vez cada módulo será manejado en forma independiente. El nuevo proyecto tendrá una extensión WFP “WindFarm Project”. Los pasos son los siguientes:

File/New project abre un diálogo para introducir la información general del proyecto como: nombre del proyecto, ubicación del mismo en el disco duro, título del proyecto, abreviación, coordenadas de referencia de la región de interés, espaciamento en la zona (en píxeles), las coordenadas del punto origen (este se encuentra en la esquina superior izquierda del mapa, se recomienda dejarla en 0), introducción del archivo de alturas, de rugosidades y mapa de fondos si se cuenta con ellos (éstos se pueden anexar al proyecto posteriormente en la medida en que se generen). Finalmente el programa presenta un resumen de los datos introducidos y finaliza la creación del proyecto.

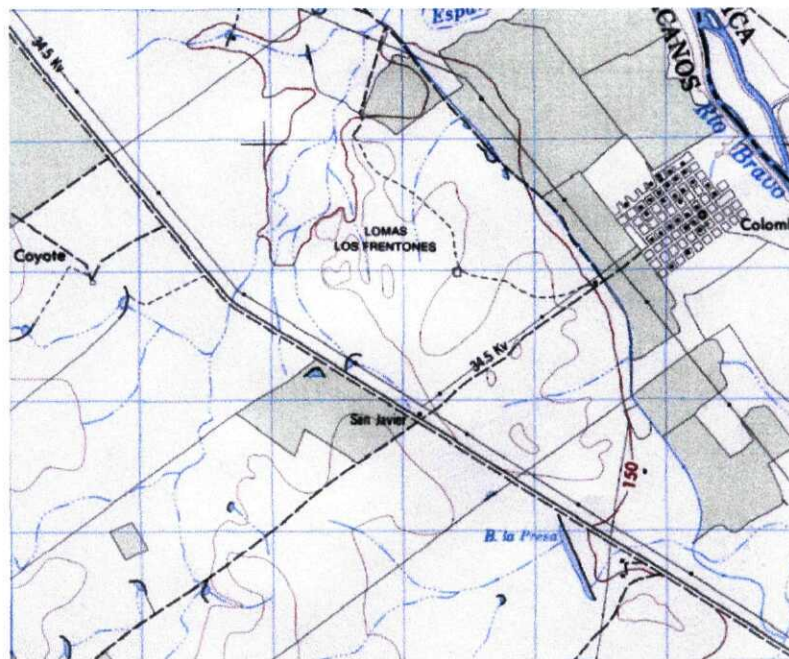
Cuando se establecen las coordenadas del proyecto el programa acepta cómo mínimo, múltiplos de 50 m, es importante observar esto pues de lo contrario dará un aviso alusivo.

A2.- GENERACIÓN DE UN MAPAS DE FONDO

Un mapa de fondo es una imagen digital que representa de forma visual la zona de interés. Esta permite que el proyectista se ubique fácilmente con el entorno de la región y pueda caracterizar al lugar por su topografía general. Para poder introducir un mapa o una imagen a WindFarm es necesario tener la imagen con un formato de 256 colores u ocho bits. Posteriormente se establecen las coordenadas UTM, por lo que se sugiere manejar cuadrículas exactas. La imagen puede ser obtenida de una carta topográfica en formato AutoCAD (DXF); si no se cuenta con ello, se digitaliza la imagen de un mapa mediante un scanner. El procedimiento es el siguiente:

Tools/Map Transform, abre el módulo de ésta herramienta y en *File/Open* se abre el mapa BMP escaneado; posteriormente en *Actions/Move Locators to Corners* se mueven 3 puntos que utiliza el programa para delimitar el área de interés; si se requiere arrastrar éstos puntos a zonas específicas del mapa se utiliza combinación de la tecla “Shift” y clic izquierdo del mouse.

En *Actions/Convert to 8 bit* se transforma al archive BMP de entrada en un archive BMP con resolución de 8 bits. Seguidamente se da *Actions/Apply Transform* y finalmente se salva con *File/Save*. A continuación se muestra un mapa de fondo.



A3.- GENERACIÓN DE MAPAS DE CONTORNOS DE ALTURAS (O DE RUGOSIDADES)

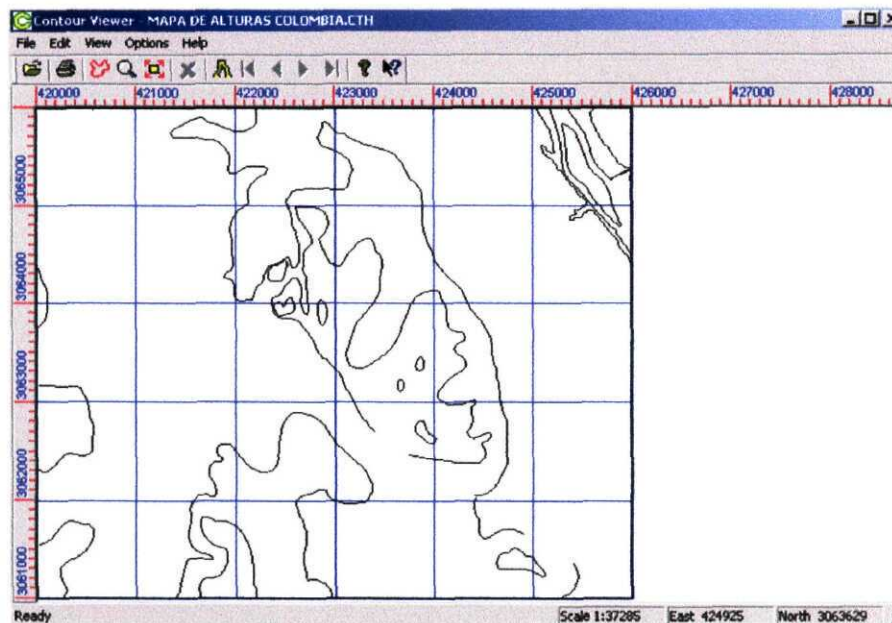
El mapa de contornos se genera con apoyo del mapa de fondos; éste mapa de contornos lo requiere WindFarm para generar el mapa de alturas de malla. Estos contornos son alimentados de los valores de alturas principales que muestra la carta topográfica. El proceso es el siguiente:

En WindFarm se elige *Tools/Contour Viewer*, esta orden hace que aparezca una ventana del visor de contornos y en la barra de menú se elige *Options/Open background map*, (mapa bmp de 8 bits); posteriormente se elige *Options/Digitise Contours...*, se proporcionan los datos que pide la ventana de diálogo de esta opción tales como tipo de datos, en este caso es CTH, se da el nombre del archivo, el título del mismo, sus coordenadas, la región de origen y se procede a establecer los contornos apoyado con el mapa de fondos. El programa notificará que se encuentra en el modo de contornos.

Al dar clic en el mapa aparece un cuadro de opciones, se elige *New contour...* y se introduce el valor de la altura de ese contorno, con clics se procura reproducir la secuencia de la línea del mapa de fondo y cuando se concluya la trayectoria con clic derecho aparece el cuadro de opciones, entonces se elige *End and save contour* si no es una trayectoria cerrada; si es una trayectoria cerrada entonces se elige *Close and save contour (form polygon)*. *Zoom In*, *Zoom Out* sirven para acercarnos o alejarnos más del mapa de fondos. Finalmente, cuando se concluye esta parte se elige en el cuadro de opciones *Exit (end digitising, save file)*.

Este proceso es el mismo para generar mapas de contornos de rugosidades, sólo hay que especificar en la ventana de diálogo que el mapa será de contornos, CTR.

La siguiente figura muestra un ejemplo de mapa de contornos de alturas basado en el mapa de fondos que se muestra en el apéndice 2.



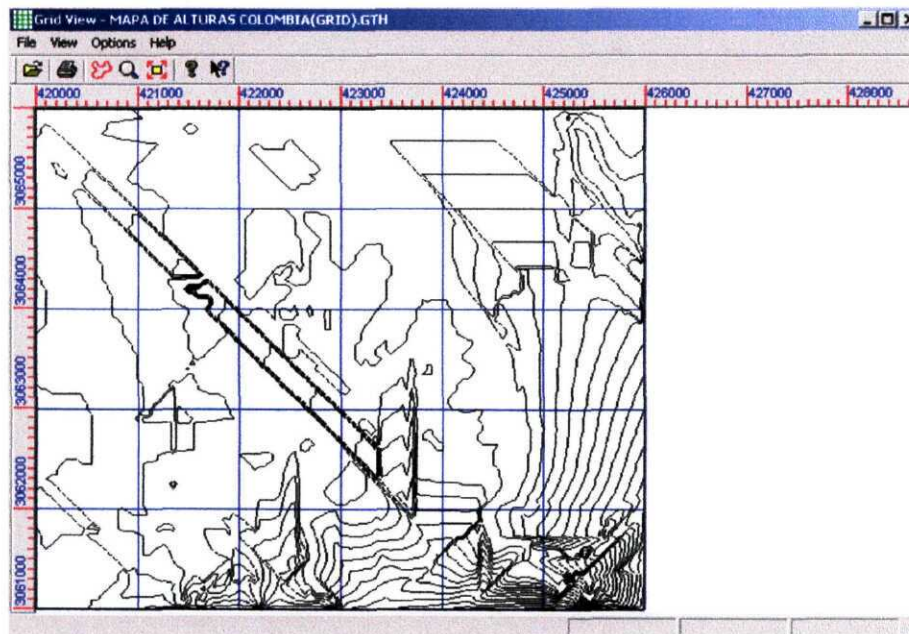
A4.- GENERACIÓN DEL MAPA DE ALTURAS DE MALLA A PARTIR DE MAPAS DE CONTORNO DE ALTURAS (O DE RUGOSIDADES)

El mapa de alturas de malla se genera a partir del mapa de contornos; WindFarm interpola las alturas introducidas en el mapa de contornos para poder reproducir la topografía del lugar, similar a la representación que tiene la carta topográfica. El procedimiento es el siguiente:

En el programa principal, se ejecuta el comando *Tools/Data Conversión*; aparecerá una ventana de conversión de datos, se elige el tipo de datos de altura, se selecciona el archivo del mapa de contornos con formato CTH (WindFarm Contour Data que se generó), se elige aplicar transformación (Apply Transform) y se introducen las coordenadas; luego se da el nombre del archivo de alturas y el título que tendrá, se selecciona el tipo de interpolación para los contornos. Finalmente el programa pide autorización para convertir y finaliza. Para poder ver el mapa de alturas se elige en el menú principal, *Tools/Grid Viewer*, aparece una ventana o módulo en el cual se elige *File/Open...* y se elige el mapa de alturas generado.

En este mismo módulo se pueden transformar mapas de contornos/curvas de nivel en formato de AutoCAD a mapas de alturas de mallas, así como mapas de contornos de rugosidad en formato propietario a mapas de rugosidades de mallas.

El mapa de alturas de malla originado se muestra a continuación a partir del mapa de contornos que muestra el apéndice 3.



A5.- ACONDICIONAMIENTO DE UN ARCHIVO DE DATOS DE VECTORES DE ALTURAS

La matriz de alturas binaria se transforma en una similar a código ASCII, el lenguaje de programación en que desarrolló el código es QBASIC y el código es el siguiente:

```
'Este programa lee archivos binarios y transforma los datos a ASCII
CLS
INPUT "NOMBRE DEL ARCHIVO DE ENTRADA", ARCHIN$
INPUT "NOMBRE DEL ARCHIVO DE SALIDA ", ARCHOUT$
OPEN ARCHIN$ FOR RANDOM AS #1 LEN = 2402
OPEN ARCHOUT$ FOR OUTPUT AS #2
FOR N = 1 TO 1201
FOR I = 1 TO 1201
FIELD #1, (I - 1) * 2 AS INICIO$, 2 AS DAT1$, 2400 - ((I - 1) * 2) AS RESTOS
GET #1, N
A = CVI(DAT1$)
IF I < 1201 THEN PRINT #2, A; "; "; : ELSE PRINT #2, A
NEXT I
NEXT N
CLOSE #1
CLOSE #2
END
```

A continuación se muestran los vectores de alturas en código ASCII:

100W25NB - Notepad						100W26NB - Notepad						100W27NB - Notepad					
File	Edit	Format	View	Help		File	Edit	Format	View	Help		File	Edit	Format	View	Help	
1540	1485	1472	1475	1462		580	581	582	583	584	585	160	160	160	159	159	159
42	715	700	695	699	706	844	828	808	798	795	791	180	180	180	180	180	180
397	397	396	396	395	395	298	298	298	298	298	298	203	202	202	202	201	201
339	339	339	339	338	338	238	238	238	238	237	237	239	240	240	241	241	241
330	330	329	329	328	328	297	297	297	297	297	297	229	229	228	228	228	227
369	371	372	374	375	376	178	177	177	176	176	175	179	179	179	179	180	180
1422	1417	1422	1451	1411		578	582	582	583	584	585	160	160	159	159	159	158
26	709	700	699	696	703	843	832	812	799	798	795	180	180	180	180	180	180
396	396	395	395	394	394	298	298	298	298	298	298	203	202	202	202	201	201
339	339	338	338	338	338	238	238	238	237	237	237	240	240	241	241	241	242
329	329	329	328	328	327	296	296	296	296	296	296	229	229	228	228	228	227
368	370	372	373	375	376	177	177	176	176	176	175	178	179	179	179	179	180
1373	1369	1369	1382	1378		577	581	583	584	585	586	159	159	159	159	158	158
713	705	701	700	694	693	846	840	834	822	798	797	180	180	180	180	180	180
395	394	394	393	393	392	298	298	298	298	298	298	202	202	202	202	202	202
338	338	338	338	338	337	238	237	237	237	237	237	240	241	241	241	242	242

Una vez que se tienen las matrices el siguiente paso es generar el arreglo X Y Z, este acondicionamiento se realiza en dos programas, en uno se genera un archivo que contenga 3 columnas (etiqueta, long., lat.) y en el otro uno que tenga 2 columnas (etiqueta, altura) ya que así lo requiere el programa ARC VIEW para realizar la conversión a coordenadas UTM.

Para esto se utilizan los siguientes códigos en MATLAB

```
%Transformación de datos de los archivos del vector de alturas.
clear all %Limpiar variables
clc %Limpiar la pantalla
%Acondicionamiento de longitud y latitud
%Se asigna cada elemento de la matriz de alturas a un arreglo de modo que se
acondicione el archivo que se utilizará
%en la conversión de coord. geográficas a coord. UTM
%Es una matriz cuadrada de 1201x1201
%Separación entre vectores de altura= 1/1200
%Longitudes/Latitudes a X/Y
Delta_g2=0;
LABEL=1;
S=1;
for X=1:1201
    INIX=-100;
    Delta_g=0;
    INIY=27;
    for Y=1:1201
        TOTAL(S,1)=LABEL;
        TOTAL(S,2)=INIX+Delta_g;
        Delta_g=Delta_g+1/1200; %Delta se calcula con n-1 datos de un renglón
para la matriz cuadrada
        TOTAL(S,3)=INIY+Delta_g2;
        S=S+1;
        LABEL=LABEL+1;
    end
    Delta_g2=Delta_g2+1/1200;
end
%Escritura del archivo acondicionado
save ('100W27N3.TXT', 'TOTAL', '-ASCII'); %Archivo acondicionado de posición
%Transformación de datos de los archivos del vector de alturas.
clear all %Limpiar variables
clc %Limpiar la pantalla
%Lectura de datos.
```

```

VECTOR=load('100W27NB.TXT'); %Introducir el nombre del archivo.

%Se asigna cada elemento de la matriz de alturas a un arreglo de modo que se
acondicione el archivo que se utilizará
%en la conversión de DATUM a UTM
%Es una matriz cuadrada de 1201x1201
LABEL=1;
S=1;
for X=1:1201
    for Y=1:1201
        ETIQUETA(X,Y)=LABEL;
        TOTAL(S,1)=ETIQUETA(X,Y);
        TOTAL(S,2)=VECTOR(X,Y);
        S=S+1;
        LABEL=LABEL+1;
    end
end
%Escritura del archivo acondicionado
save ('100W27N2.TXT', 'TOTAL', '-ASCII'); %Archivo acondicionado de alturas

```

Se genera un par de archivos por cada matriz, posteriormente, con el programa ARC VIEW se generan archivos de la misma salida en coordenadas UTM. Para ahorrar memoria se redondean las coordenadas UTM y luego se unen los pares de archivos en uno de acuerdo al arreglo mencionado X Y Z, este proceso se realiza en Fortran y el código es el siguiente:

```

program acon
implicit none
integer matriz(1442401,2)
integer matriz2(1442401), matriz3(1442401,2)
integer i

open(unit=3,file='100W27N2.TXT', status='old')
open(unit=4,file='100W27N3.TXT', status='old')
open(unit=5,file='100W27N.TXT', status='unknown')

do i=1,1442401
read(3,*) matriz3(i,1), matriz3(i,2)
read(4,*) matriz2(i), matriz(i,1), matriz(i,2)
enddo

100 format(i6," ",i7," ",i4)

do i=1,1442401
write(5,100) matriz(i,1), matriz(i,2), matriz3(i,2)
enddo
close (3)
close (4)
close (5)
end program acon

```

Los datos obtenidos son registros de 3 columnas: Longitud (UTM), Latitud (UTM) y Altura que procesará WindFarm.

A6.- GENERACIÓN DE MAPAS DE ALTURAS DE MALLA A PARTIR DE MAPAS TOPOGRÁFICOS DIGITALES (VECTORES DE ALTURAS EN FORMATO ARBITRARIO O CURVAS DE NIVEL)

En el menú *Tools/Data to Convert* se abre un cuadro de diálogo en el que se indica el tipo de datos que se van a convertir, se proporciona el nombre del archivo de entrada y se escoge el formato del archivo que es “Arbitrary gridded height” cuando se trata de una matriz de vectores de altura. En el siguiente diálogo se indica en que columna se encuentra el este, el norte y la altura; se da el nombre del archivo de salida y se indica el método de interpolación a utilizar y que obtenga del archivo de entrada las coordenadas de la región, una vez que el programa lee todos los datos solicita autorización para iniciar la transformación. Cuando son curvas de nivel en formato de AutoCAD (DXF) el tipo de archivo que se indica es “DXF contour data (Release 14)”. Para visualizar el mapa de alturas de mallas se abre el módulo Grid Viewer.

A7.- GENERACIÓN DE MAPAS DE RUGOSIDADES DE MALLA A PARTIR DE MAPAS DE CONTORNO DE RUGOSIDADES

La generación de mapas de rugosidades de malla implica realizar el mismo proceso (primero generar mapa de contornos) que se sigue para generar mapas de alturas de malla.

La diferencia entre uno y otro es que en lugar de especificar archivos de contorno de alturas, se especifica de rugosidades (*.CTR). Hay que tener cuidado cuando se establecen las coordenadas de esos archivos ya que deben ser múltiplos de 50 que es la resolución por defecto que propone WindFarm. Ver apéndices 3 y 4.

A8.- GENERACIÓN DE ROSA DE VIENTOS, HISTOGRAMAS Y DISTRIBUCIONES DE WEIBULL A PARTIR DE MEDICIONES ANEMOMÉTRICAS

Es necesario acondicionar los datos obtenidos de las estaciones anemométricas para que WindFarm los utilice correctamente en la generación de las rosas de viento, histogramas y distribuciones de Weibull. Los datos se procesan en Microsoft Excel, y se transforman en archivos de texto delimitado por tabulaciones. Dado que el archivo de datos acondicionado es una base de datos que utilizará WindFarm se hacen arreglos de tal forma que los campos se encuentren en un formato adecuado; hay que tener cuidado en la especificación de cada campo para que el programa no procese otro tipo de información y así evitar resultados erróneos. Se sugiere que el ordenen de los campos sea:

- Fecha.
- Hora de registro de la medición.

- Velocidad media del viento.
- Velocidad máxima del viento.
- Dirección del viento.

Dependiendo del tipo de anemómetro existen más datos y formatos diferentes, entre otros: desviación estándar de la velocidad, radiación, altura de la medición, temperatura de punto de rocío, temperatura de bulbo húmedo. WindFarm no es sensible a estos datos. El proceso de generación es el siguiente:

El menú *Tools/Data Conversion*, abre una ventana de diálogo, se elige “Wind distribution” y se selecciona el archivo de texto, el formato del tipo de archivo es “Raw wind data”. Se especifican el número de líneas que forman el registro, cuantos campos/parámetros hay en los registros, tiempo entre cada registro, posición de los registros, altura en la que se tomaron las mediciones. Se da el nombre del archivo de rosa de vientos, título del archivo, se selecciona “Exponential” como definición de características del viento; para evitar errores en Calm wind speed se define un valor de 0.001, número de direcciones del viento; posteriormente el programa solicita autorización para convertir y finaliza.

Para visualizar la rosa de vientos, el histograma y/o la distribución de Weibull se selecciona *Wind Distribution/Open/Distribution File* y se selecciona el archivo de rosa de vientos WFR, seguidamente se invoca el comando *Wind Distribution/Edit* y se mostrará un hoja electrónica de WindFarm con los datos de la rosa de vientos; se selecciona la opción de Re-calculate mean wind speeds y se selecciona OK.

Si en la hoja de cálculo hay algún dato(s) que no sea(n) congruente(s), el programa lo seleccionará y se procede a corregir el dato(s). Generalmente los datos a corregir son de % turbulencia y exponente en la hoja electrónica; datos que por default el programa de generación de rosa de vientos presenta en el cuadro de diálogo seguidamente de los datos de entrada y características de los registros del archivo de datos. Terminada ésta parte de revisión de los datos se da la opción *Wind Distribution/View*, este comando permite ver la rosa de vientos, el histograma y/o la distribución de Weibull por sectores angulares o cómo total.

A9.- PREDICCIONES A LARGO PLAZO DE LAS DISTRIBUCIONES DEL VIENTO UTILIZANDO LA TÉCNICA MCP

Para generar las predicciones a largo plazo se invoca el comando *Tools/Wind Analysis*, una vez iniciado el módulo se crea un archivo WFW (WindFarm Wind), se alimenta el nombre del archivo y un título; esto inicia otra ventana en la que se alimentan 3 archivos:

- Archivo del sitio de referencia (que tiene pocos datos)
- Archivo del sitio potencial (el número de mediciones, las fechas y tiempos deben ser los mismos)
- Archivo del sitio potencial (datos históricos)



Para cada archivo la ventana tiene un botón denominado “Define”, ahí se establecen las características del archivo, similares a las características que solicita el módulo Data Conversion para las rosas de viento. Posteriormente se indica el formato de la fecha y hora del archivo (se selecciona tipo string para el formato de que se trate) además de la posición de ese campo; seguidamente se requiere la posición de los demás parámetros (velocidad, velocidad al cuadrado y dirección así como la altura de la medición). También se especifica en que unidades está la velocidad de viento y luego el programa presenta un reporte de los datos e indicaciones introducidos.

Concluida la introducción de los archivos se escoge el método de correlación que utilizará el programa y finalmente se indican las características del archivo de salida. Se recomienda, antes de ejecutar el análisis MCP un revisión de los datos mediante el comando *Edit/Run Data*; concluido esto se ejecuta el análisis: *Run/MCP Análisis*.

Para visualizar los resultados se ejecuta el comando *View/Graph...* y se puede visualizar la correlación por sectores y la total así como las frecuencias y distribuciones de Weibull. El programa genera además la rosa de vientos que se visualiza del modo que en el módulo de generación de rosas de viento.

A10.- GENERACIÓN DE ARCHIVOS DE DISPOSICIÓN

El archivo de disposición es necesario para generar mapas de viento y calcular la energía disponible del sitio. Su finalidad es ubicar exactamente cada uno de los elementos que habrán en la zona de interés (turbinas, anemómetros, casas, ríos, lagos etc.), estos archivos guardan la información de cada elemento. El proceso es el siguiente:

Se escoge *File/New Layout...* y se requisita el cuadro de diálogo para posteriormente, del menú *Edit/Anemometers* (u otro elemento) se active la inserción del elemento que se ordena al programa con un doble clic en la región de interés (posteriormente con clic derecho se ingresará la ubicación correcta del mismo y se ejecuta la orden *Apply Changes*); también se puede realizar el proceso de inserción de elementos mediante la barra de herramientas que se activa cuando se crea el archivo que tendrá la extensión WFL.

Finalmente, para confirmar que los datos ingresados para cada elemento estén bien se selecciona *View/Layout Data...*

A11- GENERACIÓN DE MAPAS DE VIENTO

Para generar mapas de viento WindFarm requiere la rosa de vientos de la zona que se quiere evaluar ubicándola en las coordenadas de un anemómetro que se debe anexar en el archivo de disposiciones; el programa usará la información topográfica generada para la región así como la de rugosidades utilizando los datos de ubicación que se ingresaron cuando se creo el archivo del

proyecto. Si se desea restringir una zona dentro del sitio de interés para realzar el mapa de viento basta con ejecutar el comando *Options/New Map Region...* e introducir el nombre del archivo que se generará y sus coordenadas, posteriormente con *Options/Select Map Region...* se elige el archivo generado y el módulo de Wind Flow utilizará esos datos especificados. La metodología de generación de los mapas de viento es la siguiente:

Tools/Wind Flow inicializará el módulo; se selecciona *File/New* eligiendo “MS-Micro wind flow calculation”, de este modo se requisitan los cuadros de diálogo del programa. Cuando se proporciona el nombre y título del archivo a generar aparece un cuadro de información específica que se divide en 4 pestañas, General, Map Region, Height and Roughness Data y Upstream Z0. En la primera pestaña se introduce el número de direcciones del viento y se le indica que considere la topografía y rugosidad del terreno, la ubicación que presenta el anemómetro en esta parte es la que se introdujo en el archivo de disposiciones y debe de coincidir con la ubicación de los cálculos de las rosas de viento inferidas.

En la segunda se especifican las coordenadas centrales de la parte del terreno que se evaluará para la generación del mapa de viento así como la resolución que manejará el programa para tal efecto.

En la tercera se le indica al programa los valores mínimos y máximos de alturas y rugosidades; en la cuarta pestaña se pueden agregar por sectores angulares a cierta distancia del anemómetro que valores de rugosidad se manejará cuando no se tiene un mapa de rugosidades de malla. Si se tiene un mapa de rugosidades de malla no se llena esta parte del cuadro de diálogo.

Concluida esa etapa de ingreso de datos se ejecuta la orden *Edit/Analysis Data* en la que se introduce la rosa de vientos inferida para la zona de interés (que debe coincidir con la posición del anemómetro editado en el archivo de disposiciones); se le puede indicar al programa a que altura y que temperatura promedio tomar para la densidad del aire.

Los datos de la turbina que se utilizará sólo son necesarios cuando se calcula la distribución de energía disponible (no para densidad de energía). Cuando no se cuenta con la rosa de vientos de la zona de interés se le indica al programa que distribución del viento utilizará así como altura y velocidad promedio además de indicarle que calcule los exponentes para la distribución de que se trate.

Con la orden *View/Run Data* se checa que los datos estén correctos y posteriormente se inicializa el cálculo con el comando *Run/Calculate Wind Flow*; si se quiere delimitar una zona dentro de las coordenadas del proyecto es necesario ir al módulo de creación del proyecto y editarlo con las nuevas coordenadas. Con el comando *View/Graphs...* se visualizan en 3 y en 2 dimensiones: la velocidad del viento, velocidad del viento normalizada y densidad de energía por sectores angulares; velocidad promedio y densidad de energía promedio globales; densidad promedio de energía por sectores angulares y energía disponible promedio de la turbina.

Run/Create Output Data... genera archivos de viento y densidad de energía que se visualizan con el comando *Contours/Open Grid File...* del menú principal, siendo muy útil esta visualización ya que da una mejor idea de la variación de las velocidades del viento y la densidad de energía en la zona cuando el proyectista se desplaza en esos archivos.

