

**REVISIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ELABORACIÓN DEL PROTOCOLO DE
MEDIDA Y MONITOREO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA DE BAJA VELOCIDAD**

JHAFARNE BUENAÑOS ASPRILLA

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MEDELLÍN

2015

**REVISIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ELABORACIÓN DEL PROTOCOLO DE
MEDIDA Y MONITOREO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA DE BAJA VELOCIDAD**

JHAFARNE BUENAÑOS ASPRILLA

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Sistemas de Transmisión y
Distribución de energía**

DIRECTOR

IDI AMIN ISAAC MILLAN, IE, Ph.D.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERÍAS

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

MEDELLÍN

2015

Nota de aceptación

**Firma
Presidente del jurado**

**Firma
Jurado**

**Firma
Jurado**

Medellín, 10 de Noviembre del 2015

AGRADECIMIENTOS

Primero agradecerle a Dios por darme la fortaleza para mantenerme constante en este proceso de aprendizaje. También agradezco a mi esposa y mis hijos por su paciencia y comprensión.

Un agradecimiento muy especial para el PhD Idi Amín Isaac Millán por su apoyo, colaboración y por mostrarme lo prometedor que resulta ser la energía eólica para el futuro.

TABLA DE CONTENIDO

1	MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.	19
1.1	RECURSO EÓLICO.....	19
1.2	RECOPIACIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS PARA ESTUDIOS DE GENERACIÓN EÓLICA.	19
1.2.1	Variables Meteorológicas en Generación Eólica.	19
1.2.2	Equipos Meteorológicos más Usados en Estudios Eólicos	20
1.2.3	Minería de Datos.....	21
1.2.4	Representación de la Información	22
1.2.5	Programas Empleados en Proyectos de Energías Renovables.	23
1.2.6	Dinámica de Publicaciones Sobre Datos Meteorológicos para Estudios Eólicos. 23	
1.3	TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE LOS DATOS EÓLICOS.	25
1.3.1	Modelos Micro escala y Meso escala.....	26
1.3.2	Cálculos Estadísticos para la Velocidad del Viento.	26
1.3.3	Modelos para la Distribución de Velocidades del Viento.	28
1.3.4	Publicaciones Sobre el Manejo Estadístico de Datos para Generación Eólica. 30	
1.4	GENERACIÓN EÓLICA A PEQUEÑA ESCALA.	32
1.4.1	Clasificación de los Aerogeneradores.	33
1.4.2	Sistemas de Monitoreo.	35
1.4.3	Comparación de las Características Generales entre VAWT Y HAWT.	36
1.4.4	Dinámica de Publicaciones Sobre la Comparación Entre VAWT y HAWT.	36
1.5	DESEMPEÑO DE LAS TURBINAS EÓLICAS.	39
1.5.1	Coeficientes de Desempeño.	39
1.5.2	Flujo de Potencias en Aerogeneradores.	41
1.5.3	Curva de Potencia-Velocidad de un Aerogenerador.	41
1.5.4	Calculo de la Energia Producida por un Aerogenerador.....	42
1.5.5	Correcciones de la Energía.....	43

1.5.6	Dinámica de Publicaciones Sobre El Desempeño de Turbinas Eólicas.	44
2	ANÁLISIS TÉCNICO Y ANÁLISIS DE COSTOS DE UN GRUPO DE AEROGENERADORES DE BAJA VELOCIDAD.	48
2.1	ANÁLISIS TÉCNICO.	48
2.1.1	Metodología Empleada para el Análisis Técnico.	49
2.2	ANÁLISIS DE COSTOS.	56
3	RECOMENDACIONES PARA ANALIZAR EL DESEMPEÑO Y MONITOREAR UN GRUPO DE AEROGENERADORES.	59
3.1	PROTOCOLO PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN GRUPO DE AEROGENERADORES.	59
3.2	LISTADO DE SEÑALES SUGERIDAS PARA LA SUPERVISIÓN DE UN SISTEMA DE AEROGENERADORES EÓLICOS DE BAJA VELOCIDAD.	64
3.2.1	Variables Meteorológicas.	64
3.2.2	Variables Eléctricas.	64
3.2.3	Variables Mecánicas.	65
3.3	MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS.	65
3.3.1	Recopilación de los Datos.	66
3.3.2	Normalización de los Datos.	67
3.3.3	Construcción de las Bases de Datos.	68
4	HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA VALORACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DE UN LUGAR.	69
4.1	ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.	69
4.2	DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA PRINCIPAL DEL PROGRAMA.	71
4.2.1	Ingreso de los Datos y Depuración de la Información (Módulo 1).	71
4.2.2	Tratamiento y Construcción del Modelo Estadístico (Módulo 2).	72
4.2.3	Cálculo y Valoración del Potencial Eólico (Módulo 3).	73
4.2.4	Almacén Temporal de Datos e Informes Finales (Módulo 4).	74
4.3	DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO GENERAL DE LA HERRAMIENTA.	74
4.4	VALIDACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL. .	79
4.4.1	Comparación del Aplicativo con Otros Programas.	84
4.4.2	Alcance del Aplicativo.	88
5	CONCLUSIONES.	89
6	BIBLIOGRAFÍA.	91

7 ANEXOS..... 0

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Torre con Equipos de Medición [5]	21
Figura 2 Formas Complejas de Flujos de Vientos para Objetos.	33
Figura 3. Clasificación de los Aerogeneradores.....	34
Figura 4 Pasos Para Evaluar el Desempeño de un Aerogenerador	63
Figura 5 Flujo de la Información en la Herramienta Computacional.	69
Figura 6 Flujograma Algoritmo General.....	75
Figura 7 Flujograma Modelo Estadístico.....	76
Figura 8 Flujograma Modelo de Weibull.....	77
Figura 9 Flujograma Modelo del Potencial Eólico.	78

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1. Publicaciones por Año para Meteorología en Generación Eólica [10].....	24
Gráfica 2. Publicaciones por Autor para Meteorología en Generación Eólica [10]	24
Gráfica 3. Publicaciones por Área para Meteorología en Generación Eólica [10].....	25
Gráfica 4. Densidad de Probabilidad para la Velocidad del Viento: Ley de Weibull	30
Gráfica 5. Publicaciones por Año para Tratamiento Estadístico en Energía Eólica [10]	31
Gráfica 6 Publicaciones por Autor para Tratamiento Estadístico en Energía Eólica [10]	31
Gráfica 7 Publicaciones por País para Tratamiento Estadístico en Energía Eólica [10]	32
Gráfica 8 Publicaciones por Año para la Comparación Entre VAWT y HAWT [10].....	37
Gráfica 9 Publicaciones por Autor para la Comparación Entre VAWT y HAWT [10]	37
Gráfica 10 Publicaciones por Institución para la Comparación Entre VAWT y HAWT [10].....	38
Gráfica 11 Tendencia de Búsqueda para la Tecnología de las VAWT y HAWT [10].....	38
Gráfica 12 Interés Regional para la Tecnología de las VAWT y HAWT [10]	39
Gráfica 13 Curva P-V Según el Tipo de Sistema de Control [3].....	42
Gráfica 14 Publicaciones por Año: Desempeño de las Turbinas Eólicas [10]	45
Gráfica 15 Documentos Publicados por Autor:.....	45
Gráfica 16 Publicaciones por Institución.....	46
Gráfica 17 Tipos de Publicación [10].....	46
Gráfica 18 Tendencia de Búsqueda para Desempeño de Turbina Eólicas [10]	47
Gráfica 19 Curva Potencia–Velocidad Según Fabricante.....	50
Gráfica 20 Curva Coeficiente Global de Desempeño Vs Velocidad.....	51
Gráfica 21 Curva Potencia velocidad (Fabricante vs Corregida) turbinas (1-4)	52
Gráfica 22 Curva Potencia velocidad (Fabricante vs Corregida) turbinas (5-8).	52
Gráfica 23 Curva Densidad de Potencia Turbinas (1-8).	53
Gráfica 24 Ejemplo de Velocidad del Viento Promedio Mensual.	79
Gráfica 25 Ejemplo de Curva de Duración de Velocidad.	79
Gráfica 26 Ejemplo de Rosa de Vientos.	80
Gráfica 27 Ejemplo de Densidad de Probabilidad de Weibull.	80
Gráfica 28 Curvas P-V Elaboradas en la Herramienta Computacional.	82
Gráfica 29 Densidad de Potencia Graficada en la Herramienta Computacional.	82
Gráfica 30 Densidad de Potencia Graficada en la Herramienta Computacional.	83
Gráfica 31 Producción de Energía Graficada en la Herramienta Computacional.	83
Gráfica 32 Histograma Elaborado en el Programa Matlab.	85
Gráfica 33 Histograma Elaborado por la Herramienta Computacional.	85
Gráfica 34 Ejemplo Curva P-V y Energía Generada por RETScreen para la Turbina 8.	87
Gráfica 35 Ejemplo Curva P-V Generada por Herramienta para la Turbina 8.	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Software para Evaluación de Energías Renovables. [9]	23
Tabla 2. Comparación entre VAWT y HAWT.	36
Tabla 3 Características Generales de los Aerogeneradores.	48
Tabla 4 Promedio de Velocidades Caso 2	53
Tabla 5 Energía Anual y Factor de Carga por Turbina Caso 2.	54
Tabla 6 Promedio de Velocidades Caso 3.	54
Tabla 7 Energía Anual y Factor de Carga por Turbina Caso 3.	55
Tabla 8 Promedio de Velocidades Caso 4	55
Tabla 9 Energía Anual y Factor de Carga por Turbina Caso 4.	56
Tabla 10 Costos Generales de las Turbinas.	56
Tabla 11 Costo de Producción de la Energía	57
Tabla 12 Ejemplo de Promedios Mensuales de las Variables Meteorológicas.	81
Tabla 13 Tabla de Promedios Anuales.	81
Tabla 14 Comparación del Método de Cálculo de los Parámetros de Weibull.	84
Tabla 15 Datos de Entrada para Análisis de RETScreen.	86
Tabla 16 Análisis de Producción de Energía para 8 Turbinas Herramienta Vs RETScreen.	86

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	FORMULARIO DE REGISTRO DE UN AEROGENERADOR
ANEXO B	DATOS DE FABRICANTE DE LAS TURBINAS
ANEXO C	DATOS INGRESADOS EN <i>RETScreen</i>
ANEXO D	TABLAS CON AÑO TIPO DE LAS BASES DE DATOS

GLOSARIO

Aerogenerador: Dispositivo mediante el cual se puede llevar a cabo la captación de la energía eólica para transformarla en alguna otra forma de energía.

Fuente: <http://www.agenbur.com/es/contenido>

Área de Barrido: Área proyectada perpendicular a la dirección del viento que un rotor describirá durante una rotación completa.

Fuente: IEC 61400-12-1

Aspas: conjunto de cuchillas de un sistema de turbina eólica.

Fuente: IEC 61400-12-1

Buje: Accesorio para la fijación de las aspas o conjunto de cuchilla al eje del rotor de un sistema de turbina eólica.

Fuente: IEC 61400-12-1

Costo de la Energía (COE): Índice que refleja el costo total de la energía a lo largo de la vida útil del proyecto.

Fuente: libro Ingeniería de la Energía Eólica

Curva de Potencia-Velocidad: Es la curva que relaciona la potencia eléctrica de salida de un aerogenerador con la velocidad a la que se produce dicha potencia.

Longitud de Rugosidad: Altura extrapolada en la cual la velocidad media del viento es igual a cero, si se asume que el perfil vertical del viento tiene una variación logarítmica con la altura.

Fuente: IEC 61400-12-1

Datos Aleatorios: Conjunto de valores de una variable que se presentan al azar.

Distribución de las Velocidades; Función de distribución de probabilidad, utilizada para describir la distribución de las velocidades del viento sobre un intervalo de tiempo.

Fuente: IEC 61400-12-1

Efecto Coriolis: Es la fuerza producida por la rotación de la Tierra en el espacio, que tiende a desviar la trayectoria de los objetos que se desplazan sobre la superficie terrestre.

Fuente: http://www.ecured.cu/index.php/Efecto_Coriolis

Energía Cinética: Aquella que poseerá cualquier cuerpo como consecuencia de su movimiento.

Fuente: <http://www.definicionabc.com/general/energia-cinetica.php>

Energía Eléctrica: La energía eléctrica es la forma de energía que resultará de la existencia de una diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

Fuente: <http://www.definicionabc.com/tecnologia/energia-electrica.php>

Energías renovables: Son las fuentes de energía que se obtienen de medios naturales en teoría inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Fuente <http://www.capitaldelabiodiversidad.es>

Energía Eólica: Es la energía producida por el viento. Como la mayor parte de las energías renovables, la eólica tiene su origen en el sol.

Fuente: <http://www.agenbur.com/es/contenido/index.asp?idsec=9>

Estación Meteorológica: Es el lugar donde se realizan mediciones y observaciones puntuales de los diferentes parámetros meteorológicos utilizando los instrumentos adecuados para así poder establecer el comportamiento atmosférico.

Fuente: <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/que-estacion-meteorologica.htm>

Factor de capacidad (*capacity factor*): Es la relación entre la energía producida por un aerogenerador durante un periodo (T) y la energía que se hubiese producido si durante ese mismo periodo hubiese trabajado todo el tiempo a potencia nominal.

Fuente: libro Ingeniería de la Energía Eólica

Factor de Operación: Para un periodo (T) es la relación entre el número de horas que ha estado trabajando y el número de horas totales del periodo.

Fuente: libro Ingeniería de la Energía Eólica

Flicker: Se define como la impresión subjetiva de la fluctuación luminosa.

Fuente: carrillo.webs.uvigo.es

Generación Distribuida: Es la producción de energía a pequeña escala, cercana a la carga y que contempla la posibilidad de intercambiar la energía con la red externa.

Generación Eólica: Es la producción de energía a partir de la energía de movimiento del viento.

Horas Equivalentes a Plena Carga: Es el número de horas que el aerogenerador debería trabajar a potencia nominal para producir la misma energía anual que se obtiene durante su operación real.

Fuente: libro Ingeniería de la Energía Eólica

Prospección Eólica: Exploración de posibilidades futuras del recurso eólico basada en las mediciones presentes del recurso eólico.

Radiación Solar: La energía solar resulta del proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el sol y es transferida por ondas electromagnéticas.

Fuente: <http://www.aemet.es>

Ráfaga de Viento: Variación breve y repentina de la velocidad del viento por encima de su valor medio.

Fuente NTC 5725

Transductor: Son aquellas partes de una cadena de medición que transforman una magnitud física en una señal eléctrica.

Fuente: <http://www.pce-iberica.es/instrumentos-de-medida/>

Turbina de eje Horizontal (HAWT): Turbina cuyo eje de rotación es considerablemente paralelo a la componente horizontal de la velocidad del viento.

Turbina de eje vertical (VAWT): Turbina cuyo eje de rotación es considerablemente perpendicular a la componente horizontal de la velocidad del viento.

Intensidad de Turbulencia: Relación entre la desviación estándar de la velocidad del viento a la velocidad media del viento, determinada a partir del mismo conjunto de muestras de datos medidos de la velocidad del viento, y se toma durante un período determinado de tiempo.

Fuente: IEC 61400-12-1

Valor de Salvamento: Es aquel valor por el que la empresa calcula que se podrá vender el activo una vez finalizada la vida útil del mismo.

Fuente: <http://www.gerencie.com/metodos-de-depreciacion.html>

Velocidad de inicio: La menor velocidad del viento a la altura del buje en que el aerogenerador comienza a suministrar energía en el caso de viento estable sin turbulencia.

Fuente NTC 5363

Velocidad Nominal: La velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal de la instalación eólica.

Fuente NTC 5363

Velocidad de Corte: La mayor velocidad del viento a la altura del buje para la que se diseña el aerogenerador para que suministre energía en el caso de viento estable sin turbulencia.

Fuente NTC 5363

Velocidad de Supervivencia: Velocidad a partir de la cual el aerogenerador puede sufrir daños aun estando frenado.

Zona no Interconectada: Área geográfica en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional.

Fuente : <http://www.creg.gov.co/>

LISTA DE SIGLAS.

CSV	Valores separados por coma
EPM	Empresa Públicas de Medellín
AEOH	Aeropuerto Enrique Olaya Herrera
EWEA	Asociación Americana de Energía Eólica (<i>American Wind Energy Association</i>).
FC	Factor de Carga
COE	Costo de la Energía (<i>cost of energy</i>)
CUV	Costo Unitario Variable
FO	Factor de Operación
HE	Horas equivalentes a plena carga
HAWT	Aerogeneradores de eje horizontal (<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>).
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (<i>International Electrotechnical Commission</i>)
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
ISO	Organización internacional de estandarización (<i>International Organization for Standardization</i>)
NASA	Administración nacional de la aeronáutica y del espacio (<i>National Aeronautics and Space Administration</i>)
O&M	Operación y mantenimiento
TXT	Archivo de texto simple
XLS	Extensión para los archivos de hoja de cálculo utilizados en Microsoft Excel
VAWT	Aerogeneradores de eje vertical (<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>).

LISTA DE SÍMBOLOS.

α	Coeficiente relacionado con la longitud de rugosidad
Ω	Velocidad angular de giro del eje del rotor de un aerogenerador
λ	Velocidad específica
σ	Desviación estándar
π	Número PI
ρ	Densidad del aire

RESUMEN

Este trabajo está compuesto por cuatro capítulos, a través de los cuales se desarrolla un análisis técnico, una comparación de costos y además se sugiere una metodología para monitorear y analizar el desempeño de uno o varios aerogeneradores de baja velocidad.

El primer capítulo es introductorio y realiza un recorrido al estado del arte y a las variables meteorológicas más relevantes empleadas para estudios de valoración eólica, se describen además varios métodos empleados para el análisis y tratamiento estadístico de los datos.

En el capítulo dos se evalúa en cuatro escenarios, con un enfoque comparativo, la componente técnica y los costos más representativos para un grupo de ocho aerogeneradores propuestos como posibles alternativas para la implementación del grupo de aerogeneradores dentro del macro proyecto de la Universidad Pontificia Bolivariana: DESARROLLO DE SOLUCIONES INTEGRALES PARA REGIONES SOSTENIBLES BASADAS EN EL CONCEPTO DE LAS MICRO-REDES INTELIGENTES.

El tercer capítulo describe un protocolo o metodología paso a paso para realiza seguimiento y analizar el desempeño de uno o varios aerogeneradores.

El cuarto capítulo es la propuesta de una herramienta computacional desarrollada en *Visual Basic*, para evaluar el potencial eólico de un sitio en particular

Finalmente El trabajo termina con las conclusiones que resultan del análisis de los capítulos anteriores y con un conjunto de recomendaciones para trabajos futuros.

PALABRAS CLAVES: GENERACIÓN EÓLICA, AEROGENERADORES DE BAJA VELOCIDAD, RECURSO EÓLICO, DESEMPEÑO DE AEROGENERADORES, TRATAMIENTO DE DATOS. CURVA DE POTENCIA VELOCIDAD. FACTOR DE CAPACIDAD MONITOREO DE SEÑALES

INTRODUCCIÓN

La creciente demanda de recursos energéticos y las limitaciones en la disponibilidad de fuentes limpias de generación de energía, imponen la necesidad de proponer alternativas de generación que sean amigables con el ambiente y con proyecciones de crecimiento sostenible. La generación eólica a baja escala es una opción con posibilidad de implementación en sectores urbanos, esta alternativa plantea un reto para las distintas organizaciones mundiales y su tecnología va de la mano con algunos desafíos para afrontar como son: la contaminación visual, la contaminación sonora, el aprovechamiento de manera eficiente del recurso eólico y la dificultad para predecir y controlar el comportamiento del viento en áreas urbanas.

El desarrollo de este trabajo propone una estrategia o metodología que complementa los estudios de viabilidad para implementación urbana de aerogeneradores de baja velocidad enfocados en la eficiencia energética y desarrollo sostenible, incluye además la descripción de los principales componentes de una herramienta computacional desarrollada para evaluar el potencial eólico de un sitio.

Los datos meteorológicos empleados corresponden a la ciudad de Medellín - Colombia, y el análisis de costos y técnico será utilizado como una referencia en la posible implementación de un grupo de aerogeneradores en el campus Laureles de la Universidad Pontificia Bolivariana con sede en Medellín.

1 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.

1.1 RECURSO EÓLICO.

La atmósfera es la capa gaseosa que envuelve la tierra, el 99% de la capa atmosférica está concentrada en los primeros 30 km. El aire es una masa de gases que contiene además partículas sólidas y líquidas de una composición variable.

En general se considera que el aire está compuesto por una mezcla de gases nobles [1].

El movimiento del aire se produce principalmente en la troposfera y sobre este movimiento influyen los siguientes factores [2] [3].

- Radiación solar
- Rotación de la tierra (Efecto Coriolis).
- Diferencia de presión atmosférica.
- Los diversos tipos de superficie terrestre y la orografía. (Rozamiento)

Considerando los fenómenos más importantes que originan los movimientos de las masas de aire, en la atmósfera se produce una variación de la velocidad del viento que va desde valores nulos en el suelo debido al rozamiento, aumentando con la altura, dando origen a un perfil vertical de velocidades del viento.

La observación de las velocidades permite clasificar los vientos según una escala determinada por Lord Francis Beaufort (Almirante inglés del siglo XIX) cuya aplicación inicial fue con fines marítimos pero sigue siendo usada en la actualidad [3] [4].

Además del movimiento general de la atmósfera, se pueden presentar algunos fenómenos de origen local que producen comportamientos particulares en los desplazamientos de las masas de aire [1] [2].

1.2 RECOPIACIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS PARA ESTUDIOS DE GENERACIÓN EÓLICA.

1.2.1 Variables Meteorológicas en Generación Eólica.

En estudios de generación eólica, dada la condición de aleatoriedad del viento es de vital importancia contar con los elementos de medición y con una metodología para el tratamiento de los datos registrados. Debido a la relación entre la potencia eólica disponible y el cubo de la velocidad del viento, errores del 10% en los equipos de medición pueden generar una desviación del 33% en la valoración del potencial eólico del sitio. [3].

Las principales variables meteorológicas que se consideran en los estudios de valoración del potencial eólico de un sitio son: la temperatura, la velocidad del viento (módulo y dirección), la humedad relativa, presión atmosférica y cantidad de precipitaciones.

A continuación se presentan los instrumentos meteorológicos más comunes [5]:

El anemómetro, Barógrafo, Veleta, Barómetro, Evaporímetro, Heliógrafo, Hidrógrafo, Higrotermógrafo, Microbarógrafo, Piranómetro, Pirheliómetro/gráfico, Fluviógrafo, Pluviómetro, Psicrómetro, Satélite Meteorológico Geoestacionario, Satélite Meteorológico Polar-Sincrónico, Tanque Evaporimétrico, Termógrafo, Termómetros de Máxima y Mínima, Termómetros de Suelo.

1.2.2 Equipos Meteorológicos más Usados en Estudios Eólicos

Anemómetro: Es el equipo utilizado para medir la velocidad del viento principalmente en su componente horizontal y se instala preferiblemente a la altura de instalación del aerogenerador, contemplando minimizar los efectos de la rugosidad del terreno y obstáculos. Los tipos de anemómetros más utilizados son: Mecánico (Cazoletas), de medición de enfriamiento de un hilo caliente, por diferencia de presión (pito), por ultrasonido, laser y por efecto Doppler [4].

Veleta: Es usada para medir la dirección del viento y se instala generalmente junto al anemómetro evitando las posibles interferencias entre ellos o por obstáculos. La veleta en muchos casos suele asociarse al control de los aerogeneradores para aprovechar las mejores condiciones en los cambios de dirección del viento [3].

Termómetro: Se utiliza para medir la temperatura del ambiente. Los termómetros más utilizados en la industria eólica son los de resistencia eléctrica y el metal más utilizado como sensor en la termometría es el platino [4].

Barómetro: Se usa para la medición de la presión atmosférica.

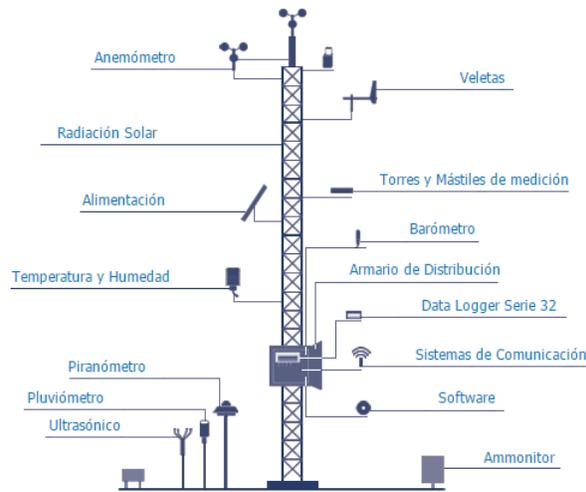


Figura 1 Torre con Equipos de Medición [5]

El registro de los datos se debe llevar a cabo al menos doce meses sin interrupciones, ya que a corto plazo, las pérdidas de los datos no son fáciles de manejar.

Los valores instantáneos de los equipos de medida son generalmente promediados: para la velocidad se usan frecuencias de muestreo de un segundo y se promedia a diez minutos, para la presión atmosférica cada tres horas y la temperatura del aire cada hora.

Los equipos de medida registran la información en memorias locales que son descargadas o enviadas directamente a un sistema de registro de datos llamado genéricamente *data logger* [4].

1.2.3 Minería de Datos

Este proceso tiene como objetivo analizar y depurar los datos. Dentro de la minería de datos se distinguen dos tipos de tareas: predictiva y descriptiva. Los métodos empleados para resolver estas tareas son diversos: algebraicos, estadísticos, técnicas Bayesianas, métodos basados en árboles de decisión y sistemas de aprendizaje de reglas y los métodos basados en redes neuronales y difusas [6]

El análisis de los datos puede realizarse usando la siguiente metodología.

- Limpieza de datos
- Selección de los datos
- Agrupamiento de los datos

- Clasificación de los datos.

Durante el proceso de recopilar la información, se pueden perder algunos datos por causas como problemas de configuración del sistema de medición, pérdidas de las fuentes de alimentación de los equipos de medición etc. Es muy importante utilizar los métodos más adecuados para reconstruir la información y completar las bases de datos.

Las técnicas empleadas para reconstruir grupos de datos perdidos deben garantizar el carácter aleatorio de los datos. Para el caso de series de velocidad del viento, las técnicas usadas por Kline y Milligan han arrojado resultados prometedores [7].

Cuando se evalúan las causas de la pérdida de los datos se debe determinar si el mecanismo que genera la ausencia de la información es de naturaleza aleatoria o no.

Las causas pueden ser de tres tipos: completamente aleatorias, aleatorias y no aleatorias.

En general los métodos empleados para estimar los datos perdidos suponen que el mecanismo es aleatorio. A continuación se listan varios métodos. [6] [7]

- Cadena de Markov
- Medias incondicionales
- Procedimientos de regresión
- Método de *Buck*
- Método *holt deck*
- Algoritmo EM

1.2.4 Representación de la Información

Según la metodología usada para la medición de los datos y tratamiento de los resultados, actualmente es posible contar con varias formas de representar los datos de viento, a continuación se mencionarán dos de las más utilizadas:

- Datos de viento en forma de tablas o series numéricas.
- Representaciones gráficas.

La información presentada en forma de tablas contienen los promedios calculados de la velocidad del viento y de la dirección del viento, para los distintos intervalos temporales: diez minútales, horarios, diarios, mensuales, anuales etc. En todos los casos debe considerarse el umbral de calma que es la velocidad mínima a partir de la cual los instrumentos comienzan a tomar las medidas [3]. Las representaciones gráficas más utilizadas son: la denominada rosa de vientos que consiste en un diagrama polar en el que

se grafican para diferentes rumbos y direcciones los valores de la velocidad, y la gráfica de la función de distribución de probabilidad para la frecuencia de la velocidad del viento [8].

1.2.5 Programas Empleados en Proyectos de Energías Renovables.

Para la evaluación de proyectos de energías renovables incluida la generación eólica, existen una serie de *software* que permiten y optimizar la implementación de los sistemas y evaluar alternativas híbridas que dan la posibilidad de realizar una explotación más eficiente de los recursos. La tabla siguiente lista un grupo de *software* que sirven para tal propósito. [9].

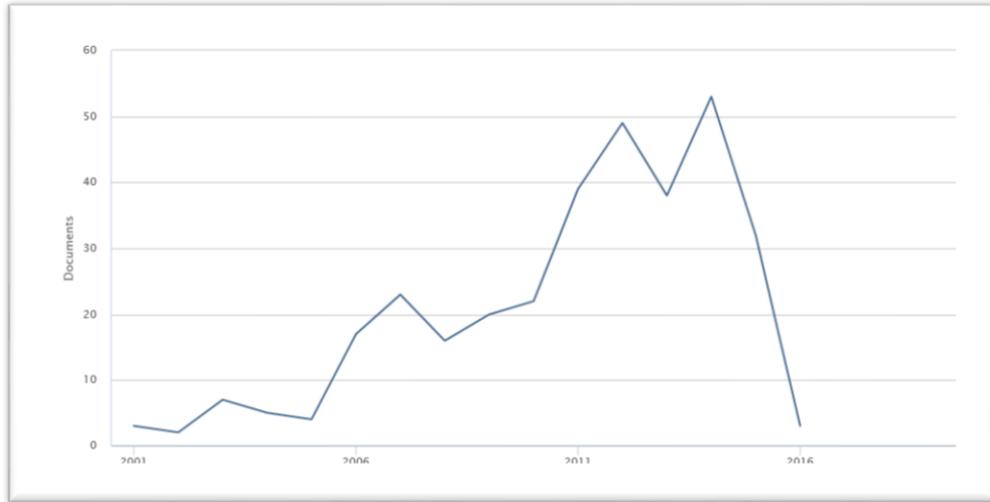
Herramientas de Software para Análisis Sistemas Híbridos de Energías Renovables									
Herramienta	Análisis Económico	Análisis Técnico	Sis. Fotovoltaicos	Sis. Eólicos	Grupo Electrógeno	Almacenamiento	Bio-Energía	Sis. Hídricos	Sis. Térmico
HOMER	X	X	X	X	X	X	X	X	-
HYBRID2	-	X	X	X	X	X	-	-	X
IHOGA	X	X	X	X	X	X	-	X	-
RETScreen	X	X	X	X	-	X	-	-	-
HYBRIDS	-	X	X	-	-	X	-	-	-
SOMES	X	X	X	X	-	X	-	-	-
RAPSIM	-	X	X	X	X	X	-	-	-
SOLSIM	X	X	X	X	X	X	X	-	-
ARES I-&II	-	X	X	X	X	X	-	-	-
HYSYS	-	X	X	X	X	X	-	-	-
INSEL	-	X	X	X	X	X	-	-	X
SOFWA	-	X	-	X	-	-	-	-	-
HybSim	X	X	X	-	X	X	-	-	-
Dymola/Modelica	X	-	X	X	X	X	-	-	-
SOLSTOR	X	X	X	X	X	-	-	-	-
HySim	X	X	X	-	X	X	-	-	-
IPSYS	-	X	X	X	X	X	-	X	-
Hybrid Designer	X	-	X	X	X	X	-	-	-
TRNSYS	X	X	X	X	X	X	-	-	X
IGRHYSO	X	X	X	X	-	X	-	X	-
WIND FARM	-	X	-	X	-	-	-	-	-
WindSim	-	X	-	X	-	-	-	-	-

Tabla 1 *Software* para Evaluación de Energías Renovables. [9]

1.2.6 Dinámica de Publicaciones Sobre Datos Meteorológicos para Estudios Eólicos.

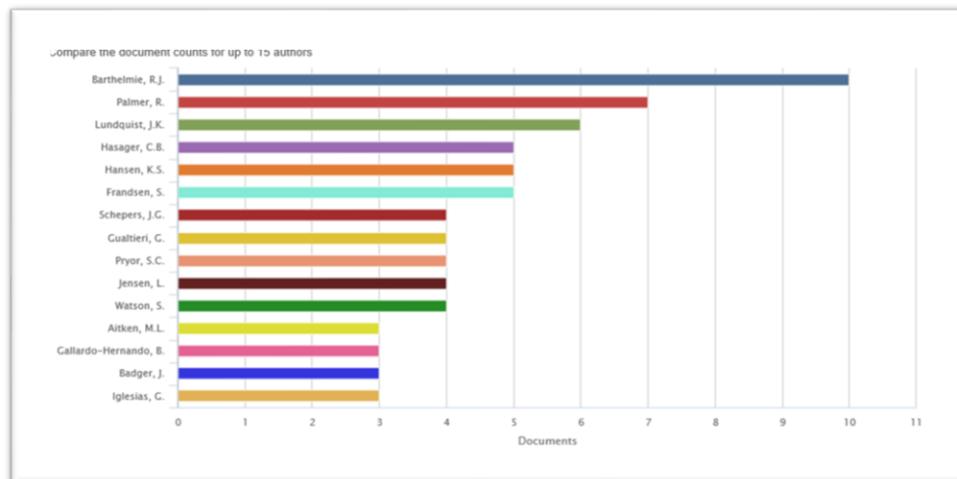
Para la ventana temporal comprendida entre el año 2000 y el 2015 se realiza un análisis de la dinámica de artículos científicos, instituciones y autores, con las publicaciones más representativas relacionadas con el análisis de los datos meteorológicos para proyectos de generación eólica, usando como fuente de información las bases de datos *Scopus*, *IEEE Explore ScienceDirect* y *Google Académico*.

La revisión en las bases de datos muestra una tendencia al crecimiento marcada a partir del año 2005 en las publicaciones relacionadas con el tratamiento de los datos meteorológicos en energía eólica.

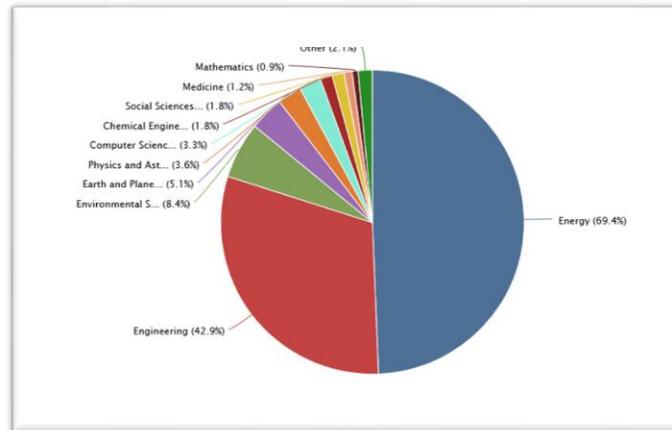


Gráfica 1. Publicaciones por Año para Meteorología en Generación Eólica [10]

La siguiente gráfica muestra la posición de los 15 autores con mayor cantidad de publicaciones sobre el manejo de los datos meteorológicos para estudios eólicos. El autor con mayor cantidad de publicaciones sobre este tema es Balthelmie R. J., según las publicaciones registradas en las bases de datos antes mencionadas



Gráfica 2. Publicaciones por Autor para Meteorología en Generación Eólica [10]



Gráfica 3. Publicaciones por Área para Meteorología en Generación Eólica [10]

Según la anterior gráfica se observa que las áreas con mayor interés en el tema de los datos meteorológicos para generación eólica y la mayor producción de publicaciones son el área de la energía y la ingeniería.

1.3 TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE LOS DATOS EÓLICOS.

Para alcanzar un mayor aprovechamiento energético del viento, es de gran importancia realizar una caracterización de los vientos existentes en la zona [11]. Debido a su naturaleza variable y aleatoria, en estudios eólicos se realiza un tratamiento estadístico de los datos de viento del sitio en cuestión para determinar su viabilidad para la explotación energética.

El análisis estadístico de los datos se puede dividir en 6 fases [3] [4].

- Revisión verificación y validación de los datos.
- Identificación de los datos a estimar.
- Estimación de los datos a corto plazo.
- Estimación de los datos a largo plazo.
- Exposición gráfica de los resultados.
- Interpretación de los resultados.

Algunos aspectos importantes para considerar en una caracterización del viento son:

- Magnitudes a medir, frecuencia de muestreo, metodología para la medición, y periodos de promedio.
- Dispositivos de medida (veletas, anemómetros, etc.) y ubicación de los dispositivos de medida.
- Método estadístico para tratamiento de los datos.
- Distribución temporal de velocidad y dirección.
- Condiciones meteorológicas (temperatura, humedad, presión etc.).
- Perfil vertical de velocidades.
- Condiciones de turbulencia.
- Factor de ráfaga.

A diferencia de variables como la temperatura y la presión, la velocidad del viento puede cambiar de forma abrupta en periodos muy cortos, por esta razón los elementos de medida normalmente tienen frecuencia de muestreo del orden de segundo y posteriormente se promedian y son entregados como datos promedios de velocidad de diezminutales. Las condiciones de turbulencia son de mucha importancia para la elección de la ubicación de los aerogeneradores [12].

1.3.1 Modelos Micro escala y Meso escala.

En la actualidad la metodología más fiable para determinar el potencial eólico de un lugar sigue utilizando como base la recopilación de los datos meteorológicos medidos en un lugar durante un periodo mínimo de un año para luego ser evaluado en un modelo micro escala, este método aunque es muy realista tiene como desventaja que requiere una inversión inicial para adelantar la campaña de medición en el sitio y muchas veces el resultado de la valoración del potencial concluye que el lugar no es óptimo para la explotación eólica, generándose la pérdida de la inversión inicial. Los modelos meso escalares permiten realizar pronósticos meteorológicos simulando características de la atmósfera real y algunos fenómenos físicos. Los datos obtenidos a través de los modelos meso escalares pueden ser usados como información de entrada para los modelos micro escalares durante una estimación preliminar de los regímenes de vientos y del potencial eólico de un sitio. Los modelos meso escalares tienen como desventaja el hecho de que por ser una aproximación de la atmósfera real, simplifican algunos procesos que intervienen en el comportamiento de los vientos [13] [14].

1.3.2 Cálculos Estadísticos para la Velocidad del Viento.

La velocidad del viento $v(t)$ varía con el tiempo y su valor medio $\langle v \rangle$ viene dado por la esperanza matemática definida por la siguiente ecuación:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v(t)p(v) dv \quad (1)$$

Donde $p(v)$ es la función de densidad de probabilidad para la velocidad del viento. En general las mismas consideraciones y cálculos realizados para la intensidad del viento se utilizan para el cálculo de su dirección. [3] [14].

$$\langle v \rangle = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (2)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \langle v \rangle)^2} \quad (3)$$

$$I_t = \sigma / \langle v \rangle \quad (4)$$

$\langle v \rangle$: Velocidad media
 σ : Desviación estándar
 I_t : Intensidad de turbulencia

Para la extrapolación de la velocidad del viento a distintas alturas se utilizan principalmente dos ecuaciones:

- La ley exponencial de Hellman: Es una ecuación de tipo estadístico que permite extrapolar la velocidad del viento desde una altura inicial h_1 hasta una segunda altura h_2 [12] [15].

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (5)$$

- La ecuación de perfil logarítmico: Es una ecuación para ser aplicada solo sobre valores promedio y con mediciones que impliquen largos periodos de tiempo. [15].

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln((h_2 - d)/z_0)}{\ln((h_1 - d)/z_0)} \quad (6)$$

- v_1 : Velocidad a la altura h_1
- v_2 : Velocidad a la altura h_2
- h_1 : Altura inicial desde el nivel del suelo
- h_2 : Altura final desde el nivel del suelo
- α : Exponente de Hellman
- z_0 : Rugosidad del terreno
- d : Espesor de la capa de desplazamiento

1.3.3 Modelos para la Distribución de Velocidades del Viento.

Diversos métodos de tipo matemático y estadístico se utilizan para modelar la distribución de velocidades del viento, entre los modelos más utilizados se encuentran la distribución de densidad de probabilidad de Weibull y la distribución de densidad de probabilidad de Rayleigh, siendo el segundo un caso particular de la distribución de Weibull [12]. En la mayoría de los casos los fabricantes de aerogeneradores utilizan la distribución de Rayleigh para establecer sus especificaciones. La distribución de Weibull proporciona una cómoda representación de la distribución de frecuencias de velocidades del viento, para el cálculo del potencial eólico de un lugar [16].

Ley de Weibull

Cuando se conoce la distribución de frecuencias de velocidades del viento de un lugar, es posible calcular el potencial energético y la energía anual que podría llegar a producir un aerogenerador. La ley de Weibull permite que para un lugar y una altura específica se pueda expresar el comportamiento de las velocidades del viento durante un año promedio o típico.

La función de Weibull se puede ajustar a un modelo de tres parámetros o de dos parámetros [17]. La expresión de la función de distribución de Weibull para tres parámetros es:

$$p(v; c, k, \mu) = \frac{k}{c} \left(\frac{v - \mu}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v - \mu}{c}\right)^k\right) \quad (7)$$

Donde

$p(v)$: Función densidad de probabilidad de Weibull
 v : Velocidad del viento
 k : Parámetro de forma de la función
 c : Parámetro de escala de la función
 μ : Parámetro de localización de la función

Para: $c > 0 ; k > 0 ; \mu < v$

Para la estimación de los parámetros de la función de Weibull se emplean diversos métodos, algunos se apoyan en herramientas computacionales y procesos de estimación aplicando múltiples iteraciones [17].

La siguiente ecuación describe la función de densidad de distribución de velocidad ajustada a la ley de Weibull para un modelo de dos parámetros (k, c), cuando el parámetro de localización (μ) se hace igual a cero [4] [12]

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

Para el caso de la función de Weibull con dos parámetros (c, k), la estimación de los parámetros se puede realizar usando el método de mínimos cuadrados, a través de la distribución de probabilidad acumulada, siempre que se conozcan las velocidades medias diezminutales, semi horarias u horarias para un año[3].

$$F(v; c, k) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (9)$$

Un segundo método consiste en calcular los parámetros a través de una función gamma cuando la varianza y la media de la velocidad son conocidas [18] [19] [20].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\langle v \rangle}\right)^{-1.086} \quad 1 \leq k \leq 10 \quad (10)$$

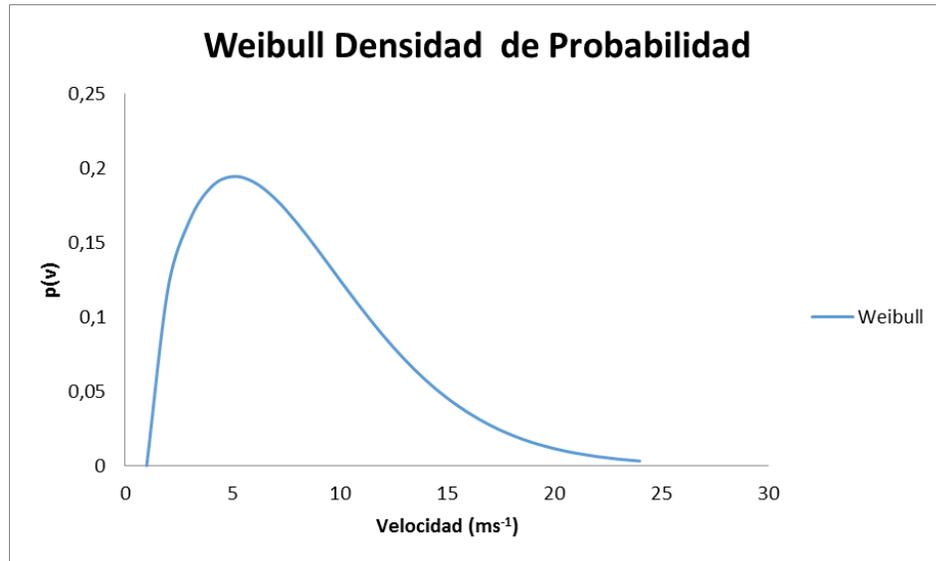
$$c = \frac{\langle v \rangle}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (11)$$

Ley de Rayleigh

Es un caso particular de la ley de Weibull donde el factor de forma (k) es igual a dos. La ley de Rayleigh es muy apropiada en lugares donde se presentan buenas condiciones eólicas para la explotación, por esta razón los fabricantes la utilizan para los cálculos de sus

aerogeneradores [4] [12]. La función de densidad de probabilidad que la describe es la siguiente:

$$p(v) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{v}{\langle v \rangle^2} \right) \exp \left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\langle v \rangle} \right)^2 \right) \quad (12)$$

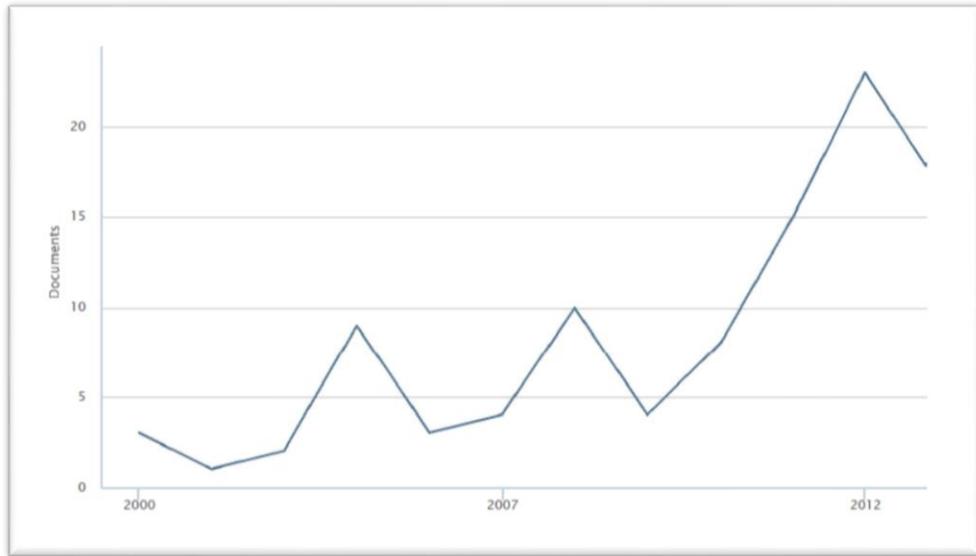


Gráfica 4. Densidad de Probabilidad para la Velocidad del Viento: Ley de Weibull

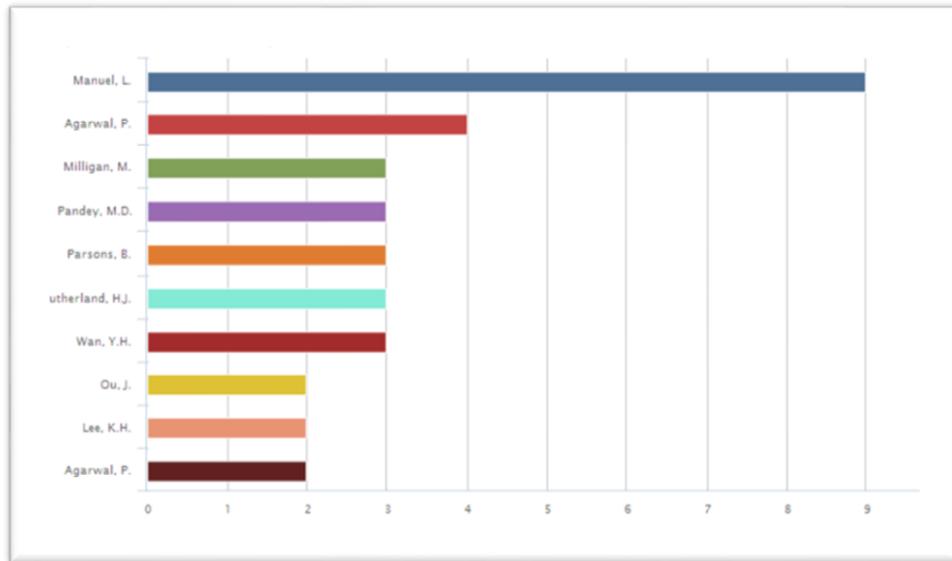
1.3.4 Publicaciones Sobre el Manejo Estadístico de Datos para Generación Eólica.

Para la ventana temporal comprendida entre el año 2000 y el 2015 se realiza un análisis de la dinámica de artículos científicos, Instituciones y autores, con las publicaciones más representativas relacionadas con el tratamiento estadístico de los datos para proyectos de energía eólica, usando como fuente de información las bases de datos *Scopus*, *IEEE Explore*, *ScienceDirect* y *Google Académico*. Además se realiza la evaluación de la tendencia mundial de búsqueda para este tema en particular en el *Google Trends*.

La revisión en las bases de datos muestra un pico importante de publicaciones en el año 2012 y luego una reducción en los dos años siguientes.

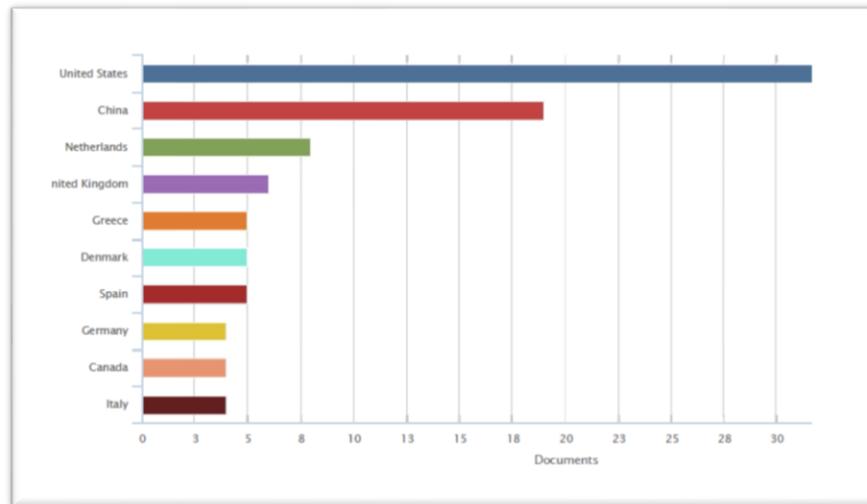


Gráfica 5. Publicaciones por Año para Tratamiento Estadístico en Energía Eólica [10]



Gráfica 6 Publicaciones por Autor para Tratamiento Estadístico en Energía Eólica [10]

El autor con mayor cantidad de documentos publicados en el tema de tratamiento estadístico de datos para generación eólica es Manuel. L. según las bases de datos de artículos y publicaciones científicas.



Gráfica 7 Publicaciones por País para Tratamiento Estadístico en Energía Eólica [10]

De acuerdo a la gráfica anterior en los últimos 15 años Estados Unidos es el país que muestra mayor interés en los temas relacionados con el tratamiento estadístico de los datos para generación eólica.

1.4 GENERACIÓN EÓLICA A PEQUEÑA ESCALA.

La generación eólica a pequeña escala, se propone como una gran alternativa para resolver las futuras necesidades energéticas de las zonas no interconectadas y del entorno urbano, los esfuerzos tecnológicos se enfocan en desarrollar nuevas alternativas que permitan integrar la mini generación eólica a las múltiples necesidades (aluminado, ventilación, refrigeración, dispersión de la contaminación etc.) de las zonas urbanas, esto de la mano de los beneficios económicos y ambientales que representa [21] [22]. El desafío se encamina a resolver los problemas de ruido, vibraciones y turbulencias entre otros.

La mini generación eólica contribuye a reducir la necesidad de ampliar la red de electricidad de alta tensión para proporcionar electricidad para atender el crecimiento de las cargas urbanas, aunque se deben superar problemáticas de la tecnología actual como son: el *flicker*, el impacto visual y el ruido [23].

En Europa por ejemplo, países como Portugal, Italia y Francia ya cuentan con la regulación específica para la mini generación eólica y algunos como Gran Bretaña están más avanzados y tienen entre sus programas la meta de generar entre el 30% y 40% de la energía del país para el año 2050 con instalaciones de micro generación distribuida combinando la mini eólica con la energía solar fotovoltaica mediante el programa “Edificio con Bajas Emisiones de CO₂”, además se promueven incentivos fiscales a los propietarios de la mini generación para estimular su implementación [4] [22].

Dentro de una zona urbana la rugosidad de las superficies dan origen a zonas de alta turbulencia, además la forma tridimensional de los edificios introduce variaciones en la velocidad y direcciones del viento haciendo que el aire gire y se desplace con patrones complejos. [22][23].

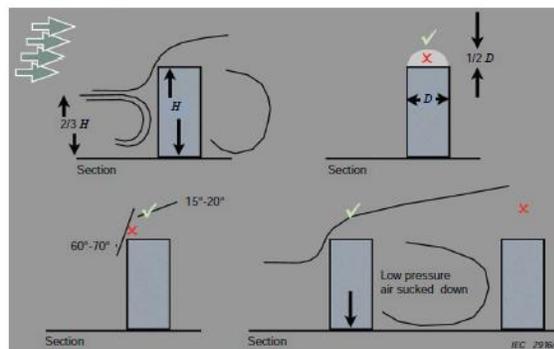


Figura 2 Formas Complejas de Flujos de Vientos para Objetos.

Fuente : IEC 61400-12-1

Para el aprovechamiento del potencial eólico en zonas urbanas se están desarrollando diversos modelos de turbinas tanto de eje horizontal (HAWT) como de eje vertical (VAWT)

1.4.1 Clasificación de los Aerogeneradores.

Un aerogenerador o turbina eólica es un dispositivo diseñado para transformar una parte de la energía cinética del viento en energía mecánica, la cual se utiliza para generar energía eléctrica, bombeo de agua y para aplicaciones agrícolas.

Entre las principales clasificaciones de los aerogeneradores se tiene que se pueden dividir por su tamaño o por la orientación de su eje [24].

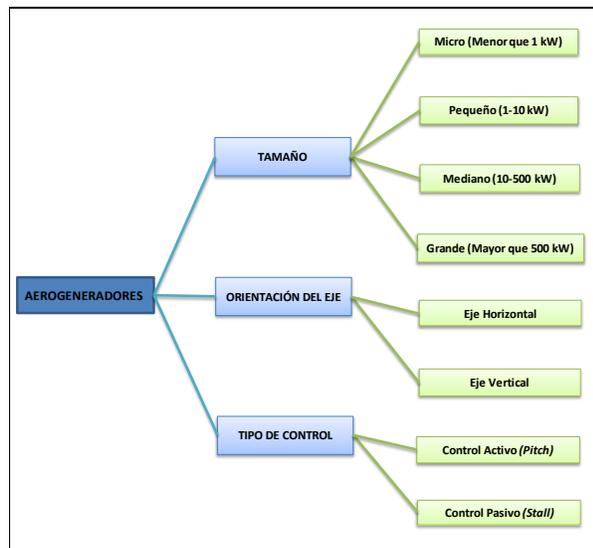


Figura 3. Clasificación de los Aerogeneradores.

Aerogeneradores de Eje Horizontal.

En estos modelos el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento. Los aerogeneradores de eje horizontal también son conocidos como HAWT por sus siglas en inglés (*Horizontal Axis Wind Turbine*). Este tipo de aerogeneradores es el más común entre los aerogeneradores de gran escala y también se pueden clasificar según su velocidad de giro [9].

Los HAWT son muy sensibles a los cambios de dirección por este motivo en el entorno urbano se ve afectado su rendimiento por el efecto de las turbulencia y se requiere de diseños arquitectónicos muy ingeniosos para su instalación en las edificaciones, a esto se suma la dificultad del tamaño de las aspas y las dificultades para la realización del mantenimiento. [22][23] [25] [26].

Aerogeneradores de Eje Vertical.

Las VAWT, por sus siglas (*Vertical Axis Wind Turbine*) tienen el eje de rotación perpendicular a la dirección del viento y se distinguen 2 tipos básicos según el diseño [9].

Como ventajas principales de los aerogeneradores de eje vertical se tiene que son omnidireccionales, permitiendo diseños de menor complejidad, el generador va instalado normalmente a nivel del piso, generan bajos niveles de ruido, los mantenimientos son menores y trabajan en condiciones climáticas extremas y sobre todo por su baja altura trabajan además con vientos lentos. Como desventajas se puede mencionar que se dificulta el control de la potencia entregada y su automatización [24].

Las VAWT presentan características que las hacen más adecuadas para las aplicaciones en el entorno urbano ya que por ejemplo no exigen elementos complejos de control para aprovechar la dirección del viento, su caja multiplicadora puede instalarse a nivel de piso para facilitar el mantenimiento, y pueden manejar mayor variación en los regímenes de turbulencia [23][26].

Una nueva evolución del concepto VAWT, mejora la energía extraída del viento fluctuante típico del entorno urbano, persiguiendo activamente la energía extraída de las ráfagas [27].

1.4.2 Sistemas de Monitoreo.

Para los generadores eólicos es de gran importancia realizar una supervisión constante de sus sistemas mecánicos y eléctricos, con el ánimo de garantizar el correcto funcionamiento de sus elementos. Una adecuada supervisión permite realizar el diagnóstico de estado de los aerogeneradores e impactar de forma positiva su vida útil.

Los sensores instalados permiten monitorear parámetros críticos como la temperatura, dirección del viento, presión, rotación contraria y humedad entre otros.

En los sistemas de generación eólica modernos la supervisión y medida de las señales está integrada a un sistema de adquisición de datos, almacenándose en servidores que permiten procesar la información de los aerogeneradores junto con la de otros sistemas involucrados.

La combinación de sensores y equipo de procesamiento de señal, proporciona de forma continua indicación del estado de los componentes, utilizando técnicas que incluyen: el análisis de la vibración, la acústica, análisis de aceite, medición de la deformación, medición de tensión, técnicas de prueba de ultrasonido, efectos eléctricos, método de impulsos de choque, inspección radiográfica, supervisión del rendimiento, y la termografía. Las tecnologías para el monitoreo de los aerogeneradores deben ofrecer mayores beneficios que la simple inspección visual o el mantenimiento correctivo [28].

Históricamente la primera metodología aplicada consistía en la inspección por parte de los operadores a través de sus sentidos realizando el cambio de las piezas desgastadas y de elementos como filtro de aceite para las máquinas casi siempre esperando a que se presentaran las fallas [28] [29].

Independientemente de la técnica, un sistema de control y monitoreo utiliza dos elementos básicos: el número y tipo de sensores, y la metodología de procesamiento de señales. Las técnicas de optimización pueden ser empleadas en el procesamiento de las señales [30].

1.4.3 Comparación de las Características Generales entre VAWT Y HAWT.

La siguiente es una tabla comparativa de las características generales asociadas a la tecnología de los aerogeneradores de eje horizontal y los aerogeneradores de eje vertical [31].

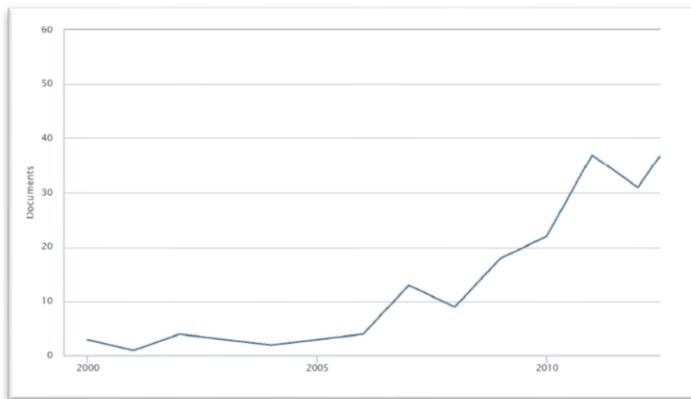
Comparación entre VAWT y HAWT		
Característica	Turbina de eje vertical (VAWT)	Turbina de eje horizontal
Domino de la torre	Pequeño	Grande
Mecanismo de orientación	No	Si
Auto arranque	No	Si
Composición general	simple	compleja
Ubicación del generador	A nivel del suelo	No esta a nivel del suelo
Altura desde el suelo	Pequeña	Grande
Espacio de operación de las aspas	Pequeña	Grande
Ruido Producido	Poco	Relativamente alto
Dirección del viento	No depende	Depende
Obstrucción para las aves	Poca	Alta
Eficiencia Ideal	Más de 70%	50-60%

Tabla 2. Comparación entre VAWT y HAWT.

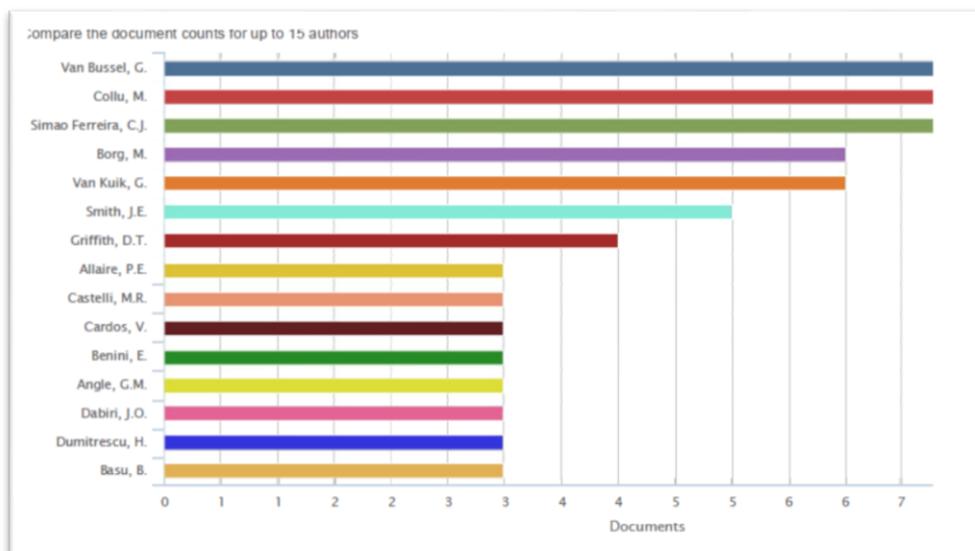
1.4.4 Dinámica de Publicaciones Sobre la Comparación Entre VAWT y HAWT.

Para la ventana temporal comprendida entre el año 2000 y el 2015 se realiza un análisis de la dinámica de artículos científicos, instituciones y autores, dinámica de patentes, con las publicaciones más representativas relacionadas con la comparación entre las tecnologías de los VAWT y HAWT, usando como fuente de información las bases de datos *Scopus*, *IEEE Explore*, *ScienceDirect* y *Google Académico*. Además se realiza la evaluación de la tendencia mundial de búsqueda para este tema en particular en el *Google Trends*.

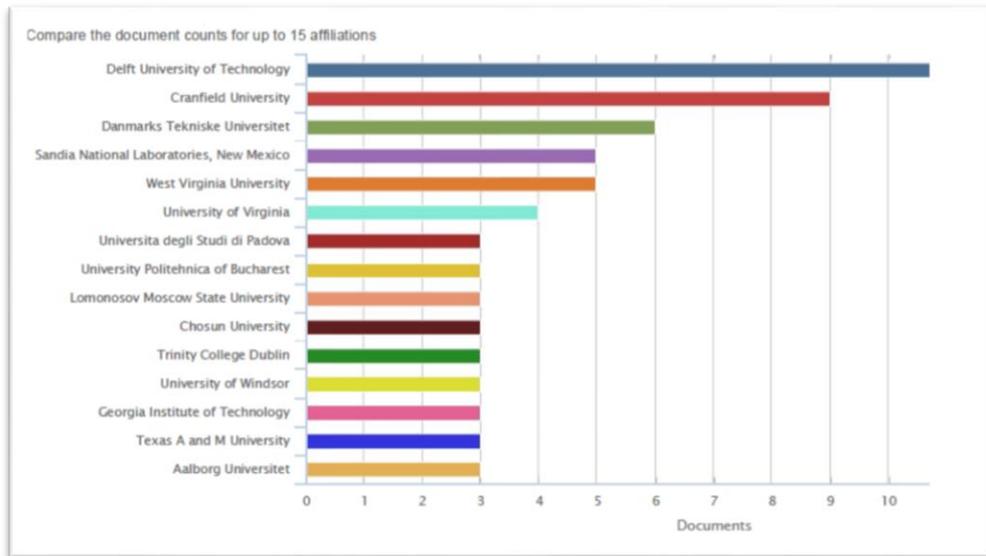
La revisión en las bases de datos muestra una tendencia al crecimiento en las publicaciones.



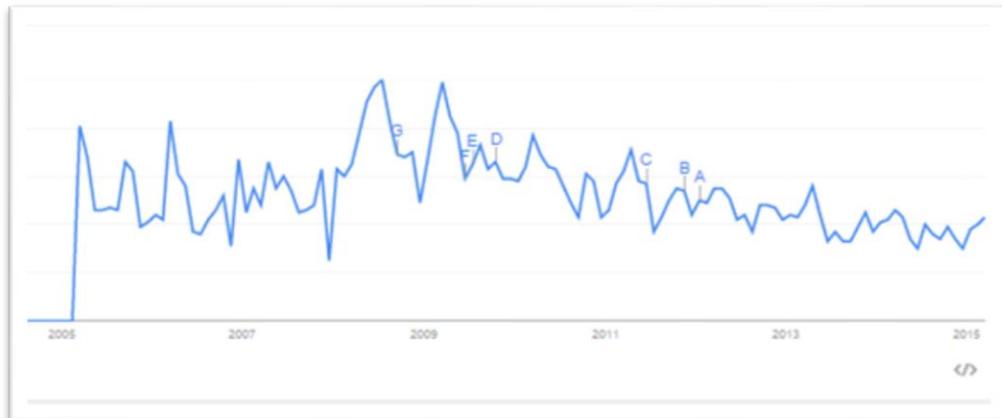
Gráfica 8 Publicaciones por Año para la Comparación Entre VAWT y HAWT [10]



Gráfica 9 Publicaciones por Autor para la Comparación Entre VAWT y HAWT [10]



Gráfica 10 Publicaciones por Institución para la Comparación Entre VAWT y HAWT [10]



Gráfica 11 Tendencia de Búsqueda para la Tecnología de las VAWT y HAWT [10]

Las gráficas anteriores muestran la tendencia mundial por instituciones, y los autores con mayor cantidad de publicaciones relacionadas con comparaciones entre turbinas de eje horizontal y turbinas de eje vertical. El autor con mayor cantidad de publicaciones es Van Bussel G.

La gráfica 12 muestra según las bases de datos, cuales son las regiones con el mayor interés en la búsqueda de temas relacionados con las turbinas de eje horizontal y de eje vertical



Gráfica 12 Interés Regional para la Tecnología de las VAWT y HAWT [10]

1.5 DESEMPEÑO DE LAS TURBINAS EÓLICAS.

Muchas investigaciones se han realizado para determinar la mejor metodología para la evaluación de la energía eólica de un lugar, estas investigaciones obedecen a dos tendencias:

La primera tendencia realiza la evaluación de la energía eólica del sitio con base en la velocidad del viento que ha sido medido. La segunda tendencia emplea modelos de predicción de la energía eólica y se utiliza para determinar la potencia futura que será entregada, usando los datos históricos [32].

1.5.1 Coeficientes de Desempeño.

A partir de la ecuación de energía cinética y del caudal másico de aire, se establece la cantidad de energía que posee una masa de aire (m) en movimiento con velocidad (v), densidad (ρ) y que pasa a través de un área transversal (A). La potencia eólica disponible (P_d) es la máxima potencia que se podría extraer del viento si este entregara toda su energía cinética, (en la realidad existen varios factores que limitan la cantidad de energía que se puede extraer del viento) del mismo modo se define la densidad de potencia eólica como la potencia disponible por unidad de área [33].

$$P_d = \frac{1}{2} m v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (13)$$

$$\frac{P_d}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (14)$$

Coefficiente de potencia (C_p) o rendimiento de conversión: Es la relación entre la potencia (P) en el eje del rotor y la potencia disponible del viento [3] [34].

$$C_p = \frac{P}{P_d} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (15)$$

La ecuación para la densidad de potencia en función del coeficiente de potencia o rendimiento de conversión es:

$$\frac{P_d}{A} = C_p \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (16)$$

Velocidad específica (*tip speed ratio*) (λ): Se define como la relación entre la velocidad lineal (u) del extremo de la pala del aerogenerador y la velocidad del viento (v). El coeficiente C_p es función de la velocidad específica [3] [35].

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\Omega R}{v} = \frac{2\pi n R}{60v} \quad (17)$$

En donde:

- u : Velocidad lineal del extremo de la pala del rotor (ms^{-1})
- Ω : Velocidad de rotación del rotor del generador (rad/s)
- n : Velocidad de rotación del rotor del generador (rpm)
- R : Radio del rotor (m)
- v : Velocidad del viento (ms^{-1})

Coefficiente de momento o de par (C_m): Es la relación entre el par y la potencia del rotor. El coeficiente de momento se puede definir en función de C_p y λ así:

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (18)$$

Ley de Betz: Define el factor de aprovechamiento de la energía cinética del viento ya que el rotor eólico no transforma toda la energía cinética en energía de rotación [2]. La potencia máxima (P_{max}) que se puede extraer de un flujo de aire está definida por la expresión:

$$P_{max} = \frac{16}{54} \rho A v^3 = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) = 0,593 P_d \quad (19)$$

De la ley de Betz se concluye que el máximo valor que puede alcanzar C_p es de 0,593 es decir, que la máxima energía que puede extraer una turbina del flujo de aire incidente es el 59,3%. Los aerogeneradores modernos se sitúan por el orden del 50%.

1.5.2 Flujo de Potencias en Aerogeneradores.

El aire en movimiento posee una energía cinética que se entrega al aerogenerador de acuerdo a lo definido por el límite de Betz, además se deben considerar otros factores que influyen en la cantidad de potencia útil que finalmente es entregada para su uso [3] [36] [37].

El flujo de potencias define:

$$P_u = \eta_m P_{ACC} = \eta_m \eta_c P = \eta_m \eta_c C_p P_d \quad (20)$$

P : potencia en el eje del rotor, P_d : potencia disponible del viento, P_{acc} : potencia de accionamiento, P_u : potencia útil, η_c : rendimiento de la caja multiplicadora.

El rendimiento global (η_g) es la relación entre la potencia disponible y la potencia útil final

$$\eta_g = \frac{P_u}{P_d} \quad (21)$$

1.5.3 Curva de Potencia-Velocidad de un Aerogenerador.

Es la curva de potencia del aerogenerador en función de su velocidad y se construye con los datos de velocidad de entrada y la potencia de salida [38]. La norma IEC 61400 especifica su determinación, considerando condiciones atmosféricas estándar para una velocidad medida a una altura específica.

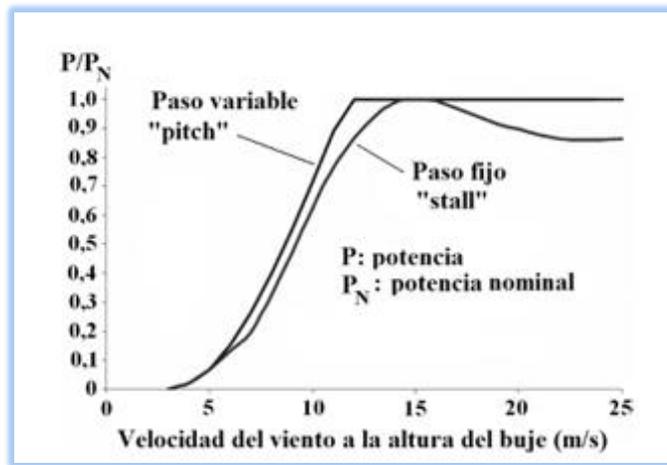
Los fabricantes utilizan los túneles de viento para construir las curvas de potencia de sus aerogeneradores, esta metodología no considera en su totalidad las variaciones en el

corto plazo de la velocidad y las condiciones de turbulencia lo que origina una sobre estimación del desempeño [38].

En la elaboración de la curva se consideran los siguientes valores representativos de la velocidad.

- **Velocidad de arranque** (*Cut in speed*): Es la velocidad del viento para la que el aerogenerador comienza a suministrar potencia útil.
- **Velocidad nominal** (*rated speed*): Es la velocidad para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador.
- **Velocidad de desconexión o parada** (*Cut out speed*): Es la velocidad del viento para la cual el rotor se detiene por acción de los sistemas de control y regulación para evitar que sufra daños el aerogenerador.
- **Velocidad de supervivencia** (*survival speed*) : Es la velocidad del viento por encima de la cual el aerogenerador se puede destruir a pesar de estar parado.

Considerando los sistemas de control de los aerogeneradores, tipo activo (*pitch*) o tipo pasivo (*stall*) se pueden definir dos tipos de curvas de potencia-velocidad para los aerogeneradores:



Gráfica 13 Curva P-V Según el Tipo de Sistema de Control [3]

1.5.4 Cálculo de la Energía Producida por un Aerogenerador.

La energía producida por un aerogenerador depende esencialmente de la curva de potencia del aerogenerador (P-V) y la distribución anual de velocidades del viento a la

altura del rotor, es decir de la potencia eólica disponible. La energía producida por un aerogenerador durante un tiempo (T) está definida por:

$$E = T \int_0^{\infty} p(v)P(v)dv \quad (22)$$

Donde $p(v)$ es la función de densidad de probabilidad de velocidad, $P(v)$ es la potencia del aerogenerador según la curva P-V y T es el tiempo considerado generalmente de un año (8760 horas). A partir de las curvas de potencia-velocidad y la distribución de velocidades se puede calcular la energía producida empleando métodos gráficos o métodos numéricos.

1.5.5 Correcciones de la Energía.

La energía calculada (E) se debe corregir según aplique utilizando unos factores para obtener la energía real. [3]

- Factor de corrección de la densidad del aire (K_d)
- Factor de disponibilidad (K_a)
- Factor de interferencia de obstáculos (K_i)
- Factor de comportamiento (K_c)
- Factor de pérdidas de interconexión con la red (K_p)
- Factor de utilización (K_u)

La energía anual neta se puede calcular como:

$$E_{REAL} = K_t E \quad (23)$$

$$K_t = K_d K_c K_i K_u K_p K_a \quad (24)$$

Densidad de energía: Es la energía producida durante un periodo (T), por unidad de área barrida por el rotor del aerogenerador.

Factor de carga o de capacidad (Capacity Factor) (FC): Es la relación entre la energía eléctrica (E_e) producida en un periodo (T) y la que hubiera producido si en ese periodo de tiempo hubiese estado funcionando el aerogenerador continuamente a potencia nominal. [34] [37].

$$FC = \frac{E_e}{T \times P_N} = \frac{\langle P_e \rangle}{P_N} \quad (25)$$

Factor de operación (FO): Es la relación entre el número de horas que ha estado produciendo energía en un periodo T y el número de horas totales.

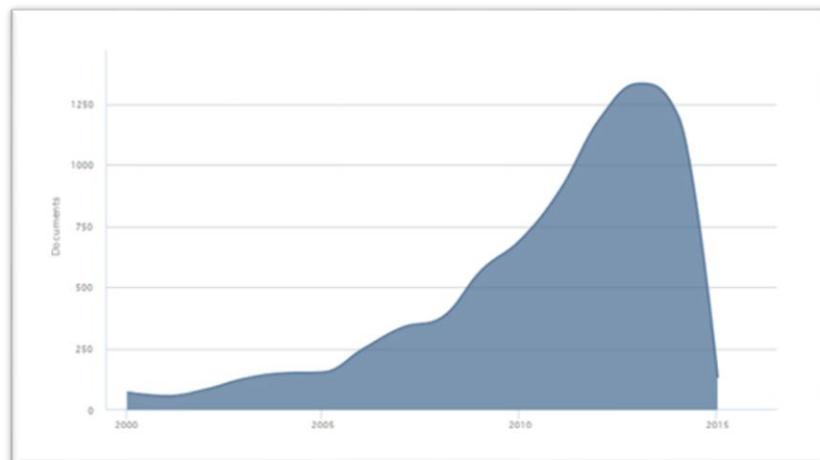
$$FO = \frac{\text{Horas anuales de operación}}{8760h/\text{año}} \quad (26)$$

Horas Equivalentes a Plena Carga (HE): Es el número de horas que el aerogenerador tendría que trabajar a potencia nominal para producir la misma energía anual que se obtiene durante su operación real.

1.5.6 Dinámica de Publicaciones Sobre El Desempeño de Turbinas Eólicas.

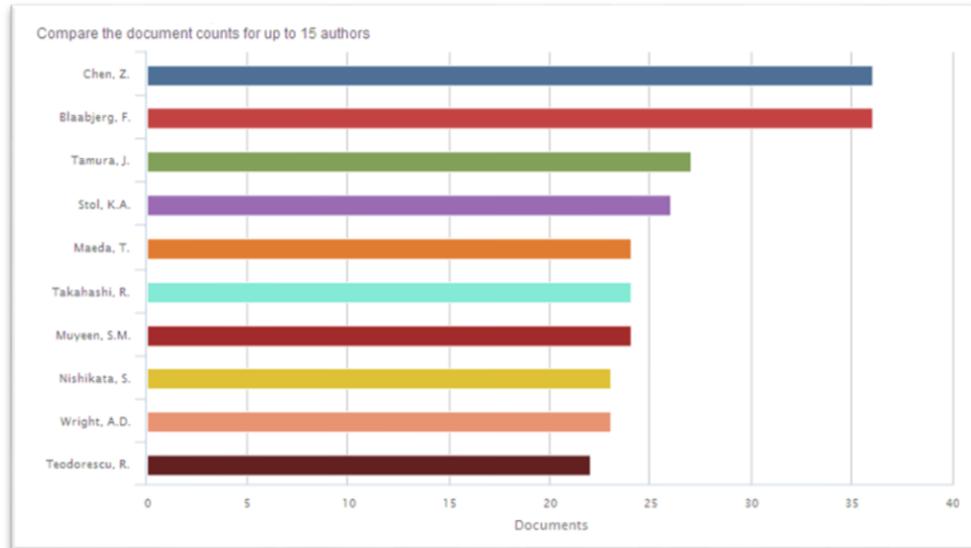
Para la ventana temporal comprendida entre el año 2000 y el 2015 se realiza un análisis de la dinámica de publicaciones científicas, instituciones y autores para los últimos avances en el tema del desempeño de las turbinas eólicas, usando como fuente de información las bases de datos Scopus, IEEE Explore, ScienceDirect y Google Académico. Además se realiza la evaluación de la tendencia mundial de búsqueda para este tema en particular en el Google Trends.

Se realizó una búsqueda de los artículos relacionados con el tema del desempeño de las turbinas eólicas. La gráfica muestra una tendencia al crecimiento con un pico importante en el 2013 para las publicaciones referidas al tema del desempeño de las turbinas eólicas

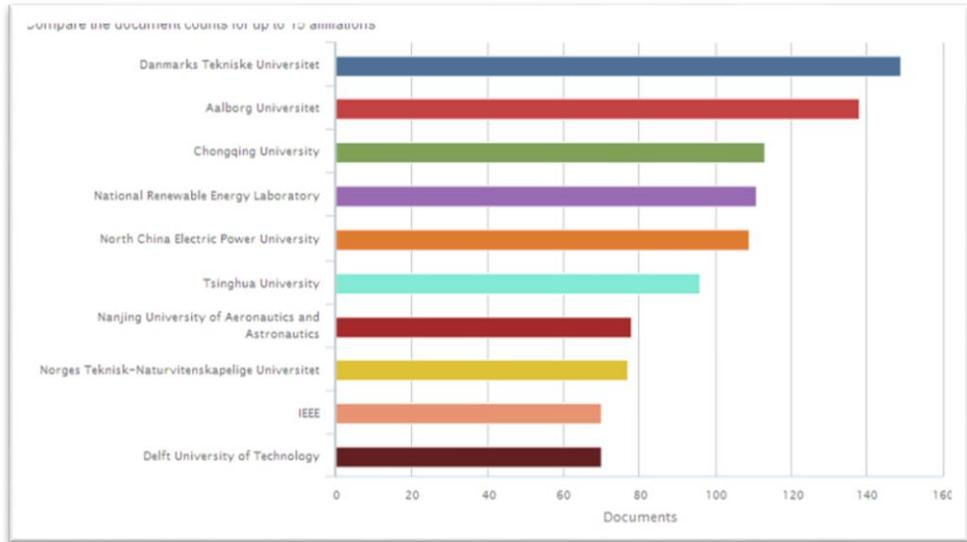


Gráfica 14 Publicaciones por Año: Desempeño de las Turbinas Eólicas [10]

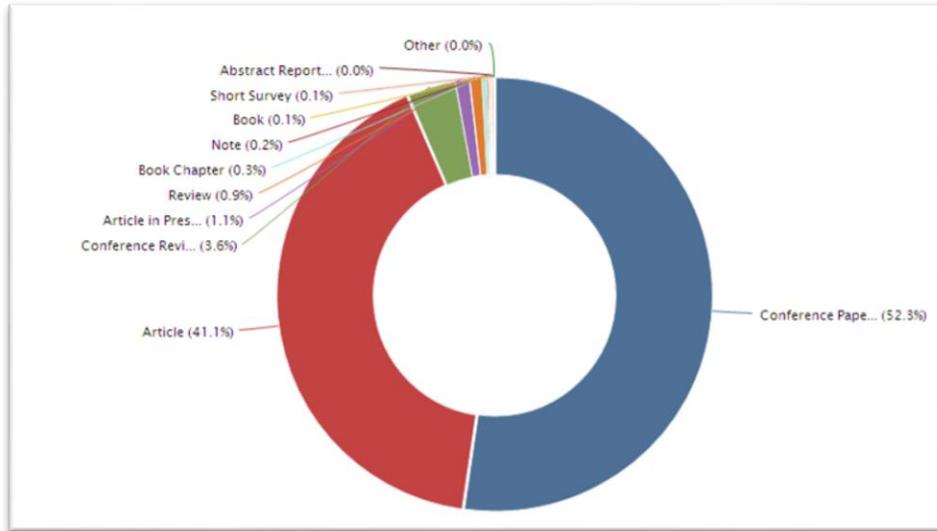
Los gráficos muestran las instituciones y autores con mayor cantidad de publicaciones para el periodo comprendido entre el 2000 y 2015.



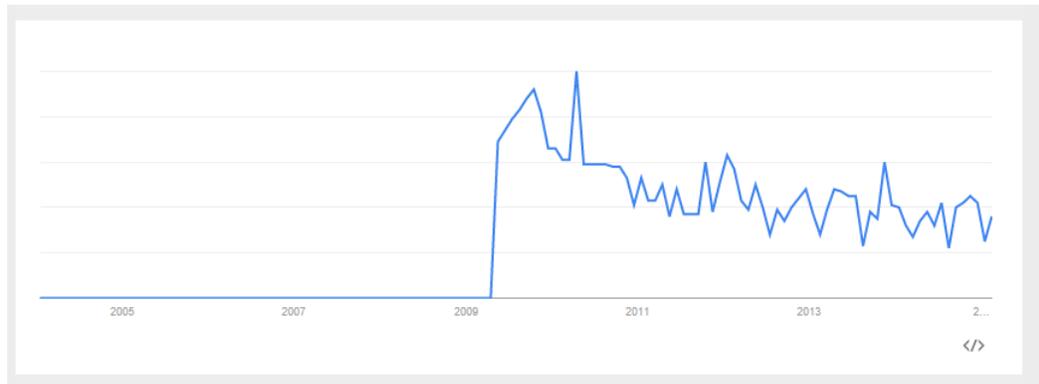
Gráfica 15 Documentos Publicados por Autor:



Gráfica 16 Publicaciones por Institución



Gráfica 17 Tipos de Publicación [10]



Gráfica 18 Tendencia de Búsqueda para Desempeño de Turbina Eólicas [10]

2 ANÁLISIS TÉCNICO Y ANÁLISIS DE COSTOS DE UN GRUPO DE AEROGENERADORES DE BAJA VELOCIDAD.

Para la evaluación técnica y la comparación de costos se consideró un grupo de 8 Aerogeneradores con potencia nominal comprendida entre 1.5 y 5 kW, en este grupo se incluyeron 4 referencias que habían sido consideradas en trabajos anteriores como opciones para instalar en el campus Laureles de la UPB. Los aerogeneradores fueron seleccionados para este rango de potencia debido a que la potencia total que se espera suministrar esta entre 10 y 15 kW .Aerogeneradores con potencias por debajo de las mencionadas no fueron considerados porque se tendrían que instalar un grupo de más de 8 aerogeneradores para alcanzar la potencia total deseada y se tienen limitaciones en el espacio disponible para realizar el montaje.

Este análisis está enfocado principalmente en la evaluación del desempeño de un grupo de aerogeneradores, para las condiciones locales de la ciudad de Medellín. Para facilidad de la comparación entre aerogeneradores, en la evaluación de los costos se consideraron únicamente los valores más representativos como son: costo del aerogenerador, costo de la torre, costo de la fundación, costo de la instalación y costo del mantenimiento anual.

La siguiente tabla muestra las características generales de los aerogeneradores que fueron considerados para esta evaluación.

Característica Generales de las Turbinas Analizadas							
Referencia	Tipo de Rotor	Turbina (#)	Pn(kW)	Área (m ²)	Vi(ms ⁻¹)	Vn(ms ⁻¹)	Vf(ms ⁻¹)
Turbina Teórica	V	Turb0	3	8	2	12	50
Aeolos-H 3 kW	H	Turb1	3	19,63	3	11	45
Aeolos-H 5 kW	H	Turb2	5	32,17	3	10	45
Aeolos-V 3 kW	V	Turb3	3	8,64	2,5	12	55
E Vance R9000	H	Turb4	5	23,76	3	12,5	60
SAWT P5000 AB	V	Turb5	5	18,4	2	12	55
SAWT P3000 AB	V	Turb6	3	10,8	2,5	12	50
WT6500	H	Turb7	1,5	2,72	0,9	13,9	63
SW Skystream 3,7 tr	H	Turb8	2,1	10,87	3,2	11	63

Tabla 3 Características Generales de los Aerogeneradores.

2.1 ANÁLISIS TÉCNICO.

El análisis técnico se realizó utilizando las curvas de potencia- velocidad suministradas por los fabricantes. Para algunos casos se obtienen las curvas de las tablas entregadas por el fabricante y en otros, los valores de potencia y velocidad son extraídos en forma directa de la gráfica. Con el ánimo de validar las curvas de potencia, se realiza una comparación con una turbina teórica cuyo coeficiente global de desempeño es el límite de Betz.

2.1.1 Metodología Empleada para el Análisis Técnico.

Para el análisis técnico se tuvieron en cuenta: el coeficiente global de rendimiento de cada aerogenerador, la producción de energía anual, el factor de capacidad, y la potencia nominal por unidad de área.

La evaluación del desempeño de los aerogeneradores se planteó inicialmente para 4 casos de regímenes de vientos locales.

Caso 1: Datos suministrados por la estación meteorológica de la Universidad Pontificia Bolivariana.

Caso 2: Año tipo calculado con datos de viento suministrado por las Empresas Publica de Medellín de una instalación meteorológica instalada en la ciudad de Medellín, para un periodo comprendidos entre el 2011 y 2014.

Caso 3: Año tipo calculado con datos de la estación meteorológica del aeropuerto Enrique Olaya Herrera para el periodo comprendido entre el 2010 -2012.

Caso 4 Año tipo tomado de la base de datos del *software RETScreen* para la ciudad de Medellín.

Debido a que los datos suministrados por la estación meteorológica de la universidad Pontificia Bolivariana no correspondían a un año completo y presentaba además una cantidad considerable de valores inconsistentes y de datos perdidos, se optó por realizar la evaluación para los 3 casos restantes.

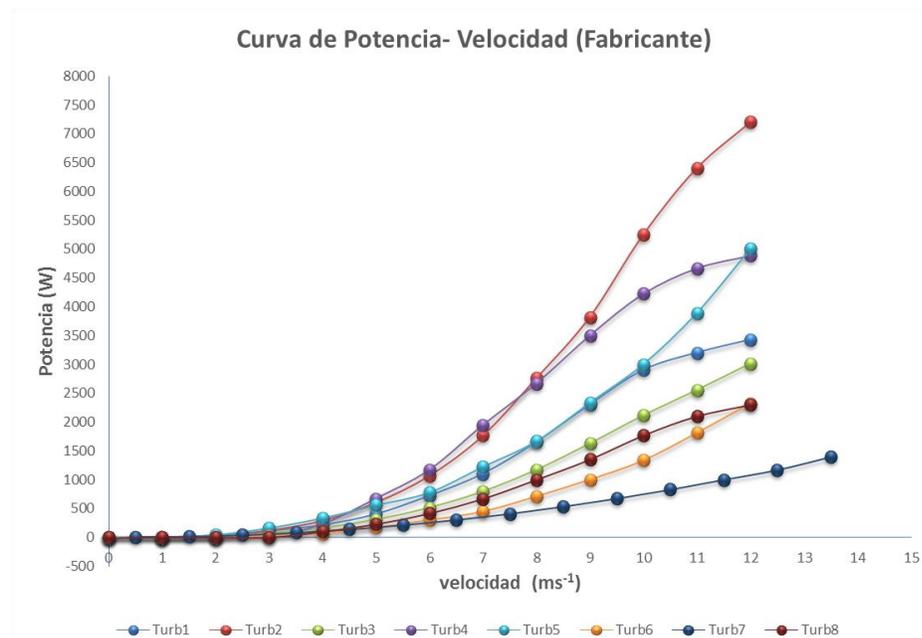
Descripción de la metodología.

A continuación se describe paso a paso la metodología empleada para el análisis técnico.

1. Recopilación de la información de los fabricantes de cada aerogenerador.
2. Graficar las curvas de potencia velocidad de los aerogeneradores según los datos suministrados por cada fabricante.
3. Calcular el coeficiente global de rendimiento de cada aerogenerador, a partir de las curvas suministradas por cada fabricante asumiendo que dichas curvas fueron

construidas según la norma IEC 61400 considerado una densidad atmosférica estándar ISO y el área de barrido del aerogenerador.

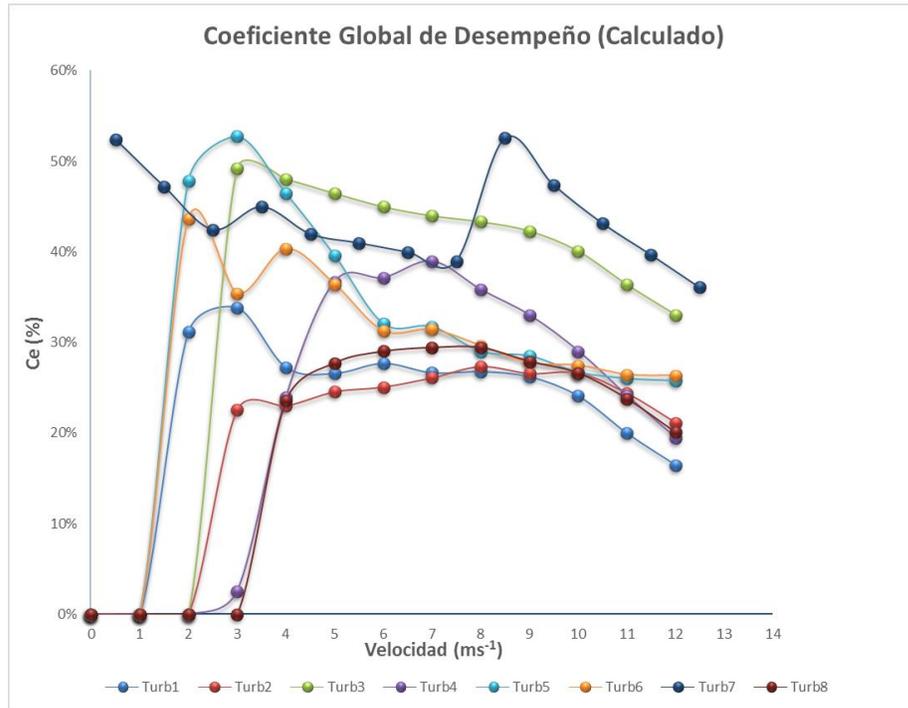
4. Con el coeficiente global de rendimiento calculado en el paso anterior, se grafican nuevamente las curvas de potencia velocidad de los aerogeneradores considerando el valor promedio de la densidad atmosférica para la ciudad de Medellín.
5. Realizar una comparación de la potencia nominal por unidad de área de cada aerogenerador con respecto a un aerogenerador teórico con coeficiente global de rendimiento igual al límite de Betz.
6. Ajustar las curvas de los aerogeneradores con valores de coeficiente de desempeño por encima del máximo valor teórico permitido.
7. Elaborar los cálculos y comparaciones de la energía producida por cada aerogenerador y del factor de capacidad usando los 3 casos de distribución de velocidades del viento seleccionados.



Gráfica 19 Curva Potencia–Velocidad Según Fabricante.

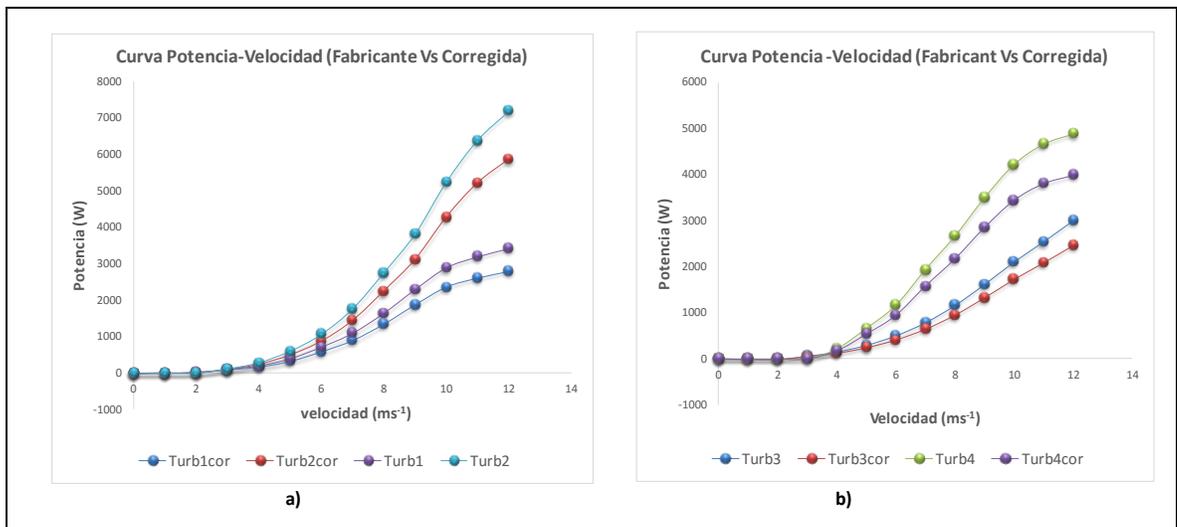
La gráfica anterior contiene los datos suministrados por el fabricante para condiciones estándar de presión, densidad y temperatura según la norma. Aunque las turbinas 2 y 4 muestran curvas con valores más altos de potencia entregada para cada velocidad, la información suministrada por los fabricantes no es suficiente para determinar cuál sería la

turbina con la mayor producción de energía anual, además se puede agregar que para velocidades menores a 5 ms^{-1} , los valores de potencia entregados por todas la turbinas son cercanos.

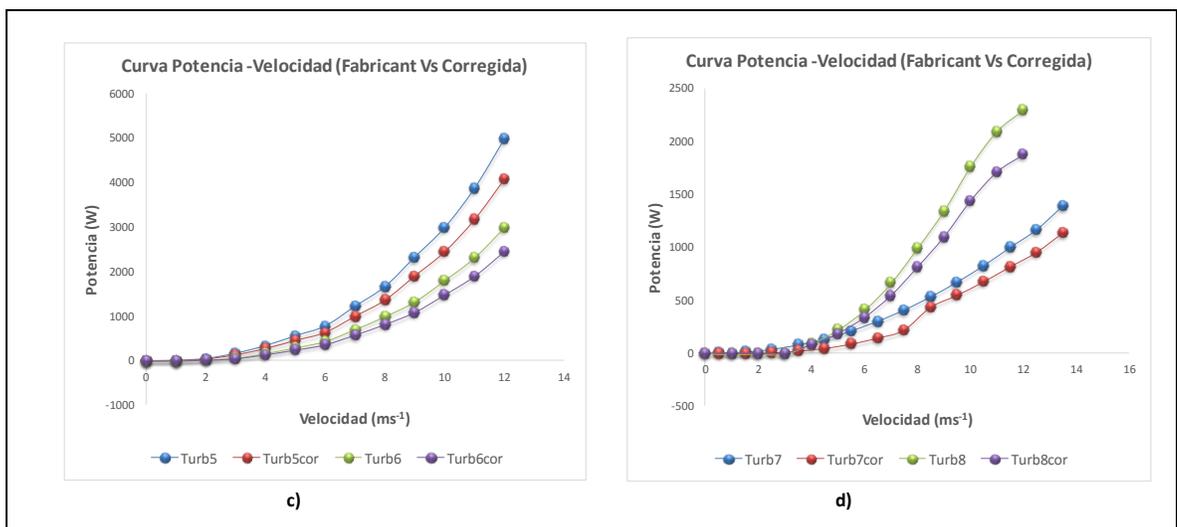


Gráfica 20 Curva Coeficiente Global de Desempeño Vs Velocidad

La gráfica 19 muestra la dependencia del coeficiente global de desempeño con la velocidad, se puede observar que la turbina #3 muestra un coeficiente en términos generales mayor y más estable, pero la turbina, # 5 muestra un coeficiente mejor para las velocidades bajas. En el caso de la turbina #7 se observa un comportamiento atípico del coeficiente global de desempeño, lo que muestra un indicio de una posible sobre estimación de la curva de potencia-velocidad, para el caso particular de la turbina #7, fue necesario realizar un ajuste al máximo valor teórico permitido ya que algunos valores del coeficiente global del rendimiento extraídos de la curva suministrada por el fabricante, estaban por encima del límite teórico de Betz.

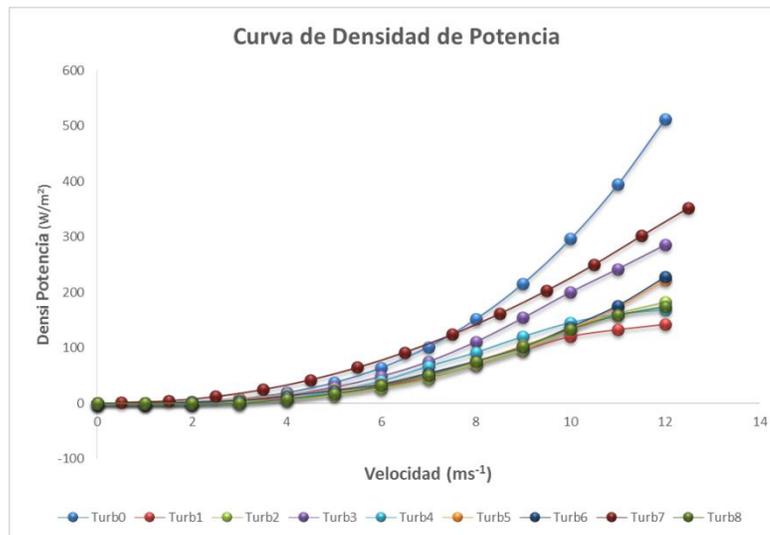


Gráfica 21 Curva Potencia velocidad (Fabricante vs Corregida) turbinas (1-4)



Gráfica 22 Curva Potencia velocidad (Fabricante vs Corregida) turbinas (5-8).

La comparación entre la curva de potencia del fabricante y la curva corregida con la densidad del sitio de instalación muestra que es posible incurrir en una sobre estimación de los valores de producción de energía de las turbinas si no se tiene en cuenta realizar el ajuste respectivo antes de la valoración de la producción de energía anual.



Gráfica 23 Curva Densidad de Potencia Turbinas (1-8).

La gráfica anterior muestra que la turbina #7 para los valores de velocidad de 0 hasta 7.5 ms^{-1} , estaría por encima del límite teórico de Betz, lo que evidencia una probable sobre estimación en la curva de potencia-velocidad. En casos como el de la turbina #7 se recomienda consultar con el fabricante esta inconsistencia y solicitar una corrección a la curva de ser necesario.

Promedio de Velocidades
Estación Meteorológica EPM Medellín (2011-2013)

Mes	V (ms^{-1})
Enero	2,72
Febrero	2,45
Marzo	2,54
Abril	2,15
Mayo	2,31
Junio	2,53
Julio	2,60
Agosto	2,40
Septiembre	2,42
Octubre	2,25
Noviembre	2,16
Diciembre	2,38

Tabla 4 Promedio de Velocidades Caso 2

**Distribución de Velocidad Estación Meteorológica EPM Medellín
Energía Anual Total Y Factor de Carga**

Turbina (#)	Energía (kWh-Año)	FC Promedio Anual (%)
Turb1cor	404,45	1,54%
Turb2cor	299,99	0,69%
Turb3cor	175,65	0,67%
Turb4cor	25,00	0,06%
Turb5cor	587,95	1,34%
Turb6cor	257,80	0,98%
Turb7cor	74,96	0,57%
Turb8cor	0,00	0

Tabla 5 Energía Anual y Factor de Carga por Turbina Caso 2.

**Promedio de Velocidades
Estación Meteorológica Aeropuerto EOH Medellín (2010-2012)**

Mes	V (ms⁻¹) 2010	V (ms⁻¹) 2011	V (ms⁻¹) 2012	Promedio mes(tipo)
Enero	2,25	2,03	2,42	2,2333
Febrero	2,61	2	2,17	2,26
Marzo	1,94	2,06	2,06	2,02
Abril	1,67	1,92	0,89	1,49
Mayo	1,89	2,17	1,03	1,70
Junio	1,56	2,36	2,06	1,99
Julio	2,39	2,19	2,39	2,32
Agosto	1,67	3,06	2,14	2,29
Septiembre	1,44	2,83	2,44	2,24
Octubre	1,42	1,94	2,31	1,89
Noviembre	1,56	1,78	2,06	1,80
Diciembre	1,72	1,67	2,39	1,93

Tabla 6 Promedio de Velocidades Caso 3.

**Distribución de Velocidad Estación Meteorológica EOH Medellín
Energía Anual Total Y Factor de Carga**

Turbina (#)	Energía (kWh-Año)	FC Promedio Anual
Turb1cor	229,743	0,88%
Turb2cor	0,000	0,00%
Turb3cor	0,000	0,00%
Turb4cor	0,000	0,00%
Turb5cor	330,647	0,76%
Turb6cor	176,858	0,67%
Turb7cor	43,316	0,33%
Turb8cor	0,000	0,00%

Tabla 7 Energía Anual y Factor de Carga por Turbina Caso 3.

Los Casos 2 y 3 muestran que por producción de energía y por factor de carga las turbinas recomendadas para el proyecto serían la Turbina #1 y la Turbina # 5, además la Turbina # 5 tiene un coeficiente de rendimiento global mayor que las demás, para las velocidades más bajas.

Promedio de Velocidades
Base de Datos Software RETScreen

Mes	V (ms ⁻¹) (Año Tipo)
Enero	4,63
Febrero	4,63
Marzo	4,63
Abril	4,63
Mayo	4,12
Junio	4,12
Julio	4,12
Agosto	3,60
Septiembre	4,12
Octubre	3,60
Noviembre	4,12
Diciembre	4,63

Tabla 8 Promedio de Velocidades Caso 4

Distribución de Velocidad Datos RETScreen Medellín
Energía Anual Total Y Factor de Carga

Turbina (#)	Energía (kWh-año)	FC Promedio Anual
Turb1cor	1799,02	6,86%
Turb2cor	2899,46	6,64%
Turb3cor	854,05	3,25%
Turb4cor	2149,17	4,92%
Turb5cor	1809,03	4,13%
Turb6cor	1038,58	3,96%
Turb7cor	262,89	2,00%
Turb8cor	981,75	5,35%

Tabla 9 Energía Anual y Factor de Carga por Turbina Caso 4.

En el caso 4 las turbinas 2 y 4 muestran la mayor producción de energía pero es preferible para la condición específica de la ciudad de Medellín, utilizar en la valoración los casos 2 y 3 ya que sus valores promedios de velocidad son muy cercanos y que además corresponden a estaciones meteorológicas instaladas en la ciudad, lo que estaría tipificando de manera más precisa el comportamiento de los vientos, por otra parte los datos del *RETScreen* corresponde a la base de datos de la NASA.

2.2 ANÁLISIS DE COSTOS.

Para el análisis de costos se consideraron los ítems más representativos asociados a cada aerogenerador:

Costo del aerogenerador, costo de la torre, costo de las fundaciones costo de la instalación costo estimado del mantenimiento y operación.

Costos Generales De las Turbina Evaluadas								
Turbina (#)	P _n (kW)	Cantidad	Cost Und Turbina (USD)	Cost Und Torre(USD)	Cost Und Insta y Obra civil (USD)	Cost O&M Annual und (USD)	Cost O&M Total(USD)	Cost Total und (USD)
Turb1cor	3	4	4860	1780	1650	207,3	6852,9	15142,9
Turb2cor	5	3	8270	1988	2100	309,0	10215,7	22573,7
Turb3cor	3	4	7690	4790	1800	357,0	11804,5	26084,5
Turb4cor	5	3	5500	4000	1400	272,5	9010,5	19910,5
Turb5cor	5	3	8000	4386	2168	363,9	12033,5	26587,5
Turb6cor	3	4	5700	4000	2077	294,4	9735,4	21512,4
Turb7cor	1,5	8	5900	2500	1700	252,5	8349,2	18449,2
Turb8cor	2,1	6	5400	3974	1200	264,4	8741,0	19315,0

Tabla 10 Costos Generales de las Turbinas.

En esta evaluación se utilizó la distribución de velocidades de viento suministradas por la estación meteorológica de EPM ya que tiene valores de velocidades promedio mensuales similares a los de la estación del aeropuerto AEOH y cercanos a valores registrados en la UPB. Los valores de velocidad promedio mensual extraídos del programa *RESTcreen* no fueron considerados en este trabajo para la evaluación de costos debido a que son valores de velocidad promedio mensual muy alejados de los otros casos evaluados.

Costos de Producción de la Energía Según la inversión					
Turbina (#)	P _n Total(kW)	Cantidad	Energía Total Vida Útil (kwh)	Cost Total (USD)	COE (USD/Kwh)
Turb1cor	12	4	32356,2	60571,7	2,72
Turb2cor	15	3	17999,4	67721,2	5,47
Turb3cor	12	4	14052,3	104338,2	10,79
Turb4cor	15	3	1499,9	59731,4	57,84
Turb5cor	15	3	35276,9	79762,6	3,28
Turb6cor	12	4	20624,1	86049,8	6,06
Turb7cor	12	8	11993,4	147593,2	17,88
Turb8cor	12,6	6	0,0	115889,9	N/A

Tabla 11 Costo de Producción de la Energía

En este trabajo, la evaluación por ser de tipo comparativo se simplifico a los valores más representativos, asumiendo además una producción de energía constante para cada año sin pérdidas de eficiencia en la producción de los aerogeneradores. Se consideró una tasa de inflación constante del 5% anual, para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento durante toda la vida útil de los equipo, no fueron incluidos en la evaluación comparativa los costos de reposición, ni valor de salvamento, porque la tecnología de los aerogeneradores sugiere que son similares. Como consecuencia de las consideraciones anteriores el escenario de la evaluación de los costos resulta ser muy optimista. Los costos de operación y mantenimiento fueron considerados como el 2.5% de la inversión inicial de acuerdo a lo sugerido por la literatura [3].

Para la comparación de los costos se utilizó el indicador COE, que actualmente es uno de los indicadores más empleados en las evaluaciones de recursos energéticos para calcular el costo unitario de la producción de energía, teniendo en cuenta la vida útil de todo el proyecto. El Cálculo del COE muestra que las Turbinas con el menor costo unitario de producción de energía son la Turbina #1 y la Turbina #5 coincidiendo con la evaluación técnica realizada anteriormente, en este orden de importancias estas serían las dos posibles opciones para implementación en el proyecto.

Considerando los valores del costo unitario de producción de energía de las Turbinas #1 y #5, bajo las condiciones actuales de precios de tecnología y distribución de velocidades del viento , resulta inviable la implementación de cualquiera de las dos opciones ya el valor histórico del kilovatio hora en la bolsa de energía para la generación convencional oscila entre COP 140 y COP 300 mientras que el costo unitario de producción del kilovatio hora de acuerdo al análisis realizado sería de COP 6875 Y COP 8200 para las Turbinas #1 y #5 respectivamente, considerando una TMR para el dólar de COP 2500.

Para evaluaciones técnico económica más complejas se puede utilizar el *software Homer* ingresando los regímenes de viento hora a hora y la demanda horaria de energía. El programa realiza la evaluación para la vida útil del aerogenerador, considerando la inversión inicial, O&M , la producción de energía y el valor de salvamento entre otros.

3 RECOMENDACIONES PARA ANALIZAR EL DESEMPEÑO Y MONITOREAR UN GRUPO DE AEROGENERADORES.

3.1 PROTOCOLO PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN GRUPO DE AEROGENERADORES.

En la actualidad se cuenta con número importante de fabricantes de aerogeneradores de baja velocidad, los fabricantes ofrecen una amplia gama de equipos para cubrir una gran variedad de necesidades, se encuentran disponibles aerogeneradores que pueden ser usados en aplicaciones rurales de tipo agrícola y para aplicaciones urbanas a pequeña escala, con una proyección de crecimiento importante. La potencia nominal disponible varía desde potencias pequeñas del orden de 300 W hasta valores que superan los 10 kW para las configuraciones con ejes de tipo vertical y horizontal.

Los estudios de prospección eólica permiten determinar según el potencial eólico disponible en el sitio, cuál será la elección más adecuada de aerogenerador para un proyecto en particular. Durante la selección de los aerogeneradores es de mucha importancia tener presente las características que definen su eficiencia y desempeño, es recomendable además establecer con anterioridad como se pueden garantizar tales condiciones a través de la vida útil del proyecto. Los cálculos de indicadores como: el factor de capacidad de las turbinas, la producción anual de energía y las horas equivalentes a plena carga son factores de gran utilidad para realizar el seguimiento al desempeño de los aerogeneradores.

Muchos fabricantes ofrecen aerogeneradores con cero horas de mantenimiento al año, sin embargo es recomendable evaluar constantemente las condiciones que podrían afectar su desempeño y la verdadera necesidad de realizar un mantenimiento preventivo que evite problemas en el futuro y como consecuencia mayor cantidad de horas fuera de servicio.

Para cuantificar la energía útil extraída del viento y que es finalmente de consumo para los usuarios, se realizan una serie de correcciones a la energía calculada, utilizando unos factores que representan las pérdidas de energía que se pueden presentar por los efectos de la contaminación, relación mecánica de conversión de energía, interferencia de elementos que afectan la magnitud del viento etc. [3].

Como parte de las recomendaciones para mantener el nivel de desempeño de un aerogenerador, se deben realizar revisiones que permitan determinar si las variables que describen los factores de corrección de la energía están controladas.

Aunque no es una tarea fácil cuantificar la medida en que cada factor afecta la producción de energía de un aerogenerador, como parte de los mecanismos útiles en el análisis del desempeño de los aerogeneradores se recomienda identificar para cada caso particular las características que representan estos factores de corrección y desarrollar un plan periódico de control .

En la etapa de pre selección de los posibles aerogeneradores que se utilizaran en un proyecto, se cuenta con las curvas de potencia-velocidad (P-V) suministrada por los fabricantes de cada aerogenerador, estas curvas son generalmente calculadas en un laboratorio para un conjunto de condiciones estándar de densidad del aire, temperatura y presión atmosférica. Como metodología para el cálculo de la producción de energía de un aerogenerador se procede inicialmente con la corrección de la curva de potencia-velocidad según las condiciones de densidad del aire, temperatura, presión y altura sobre el nivel del mar del sitio de instalación. Una vez se tiene la curva de potencia-velocidad corregida, se procede a realizar las estimaciones de la energía producida de acuerdo al régimen de vientos del sitio de instalación y se aplican los factores de corrección a la energía.

En este trabajo se propone como metodología para evaluar el desempeño de un aerogenerador, realizar una evaluación anual de la curva de potencia-velocidad del aerogenerador y calcular la producción de energía, luego comparar los resultados obtenidos con los valores que en principio fueron suministrados por el fabricante, para determinar si existen desviaciones importantes que puedan atribuirse a fallas en el aerogenerador o por otra parte desviaciones que corresponden a una sobre estimación de las características suministrados por el fabricante. Adicionalmente la evaluación de la curva de potencia velocidad y el cálculo de la producción de energía se complementa con la comparación del factor de capacidad, factor de operación y las horas equivalentes a plena carga.

El control de las variables que pueden generar pérdidas de energía y la evaluación periódica del desempeño del aerogenerador permiten determinar si la curva de potencia -velocidad y la producción de energía, suministradas por el fabricante si corresponde al desempeño real mostrado por el aerogenerador.

En proyectos de generación eólica de gran capacidad, es una práctica conocida durante los procesos de contratación, establecer como garantía por parte del fabricante realizar evaluaciones periódicas a la curva de potencia-velocidad de los aerogeneradores, durante los primeros dos años de operación del proyecto. Para esta evaluación se debe garantizar además que las desviaciones que se presenten no sean por causas ajenas al desempeño de los aerogeneradores.

A continuación se describe un procedimiento sugerido para evaluar el desempeño de un aerogenerador, utilizando como guía el estándar IEC 61400-12-1.

El estándar IEC 61400-12-1 especifica un procedimiento para medir las características de rendimiento de potencia de una sola turbina de viento y se aplica a los ensayos de aerogeneradores de todo tipo y tamaño conectados a la red de energía eléctrica. Además, este estándar describe un procedimiento que se utiliza para determinar las características de rendimiento de energía de las pequeñas turbinas de viento (como se definen en la norma IEC 61400-2), cuando se conectan a cualquier red de energía eléctrica o se conectan a un banco de baterías. El procedimiento se puede utilizar para la evaluación del rendimiento de un grupo de turbinas específicas ubicadas en un lugar específico, igualmente la metodología se puede utilizar para hacer comparaciones entre diferentes modelos genéricos de turbinas o diferentes ajustes de turbinas.

Paso 1: Identificación del Equipo a Evaluar.

La primera parte del proceso consiste en realizar una identificación adecuada del aerogenerador que será objeto de la evaluación del desempeño. Los datos más relevantes que se incluyen en el registro deben ser suministrados en su totalidad por el fabricante y se encuentran en los formularios de las especificaciones técnicas y en las placas características del aerogenerador. El ANEXO A contiene un formulario ejemplo para el registro de un aerogenerador.

Paso 2: Documentar las Características del Sitio de Evaluación.

La correcta documentación de las características del sitio de instalación permiten identificar las posibles fuentes de distorsión al flujo de aire y que afectaran la valoración del desempeño del aerogenerador, por ejemplo:

- Variaciones en la topografía.
- Ubicación de otras turbinas.
- Identificación de la posición de obstáculos como edificios, grandes árboles etc.

Esta documentación del sitio de evaluación se complementa además con un registro fotográfico o mapeo del lugar de instalación del aerogenerador desde varios ángulos, cubriendo un área alrededor del mismo con un radio de por lo menos 20 veces el diámetro de la turbina.

Paso 3: Documentación de los Equipos y Sensores de Medición.

Se sugiere documentar la información relacionada con los equipos y sensores utilizados para medir y registrar las variables que serán utilizadas para el cálculo de las curvas del aerogenerador como sigue:

- Identificación de todo el sistema de sensores y adquisición de datos.
- Descripción de la disposición de los anemómetros y demás elementos de medición, siguiendo los requisitos del ANEXO G del estándar IEC 61400-12-1.

- Descripción del procedimiento de calibración de los equipos utilizados, se debe garantizar la calibración durante todo el proceso de medición.

Paso 4. Proceso de Medida de los Datos.

4.1 Medida de la Potencia Eléctrica.

Para la medida de la potencia se recomienda utilizar un dispositivo o transductor que pueda medir las corrientes y tensiones da cada fase, los transformadores de instrumentación deben cumplir con los requisitos de las normas IEC según aplique dependiendo de la instalación particular de cada aerogenerador todos los datos se revisarán periódicamente durante la prueba para asegurarse de que no se han superado los límites del rango del dispositivo de medición de potencia. El dispositivo de medición de potencia se instala en el punto de conexión a la carga y al igual que el voltaje medido, debe cumplir con los requisitos mencionados el ANEXO H del estándar IEC 61400-12-1.

4.2 Medida de la Velocidad del Viento.

Se recomienda que las mediciones de la velocidad del viento se hagan con un anemómetro de cazoletas que cumpla con los requisitos del ANEXO I del estándar IEC 61400-12-1. Para las mediciones de rendimiento de energía se utiliza un anemómetro con una clase 1,7A. Además, en un terreno que no cumpla con los requisitos del ANEXO B del estándar IEC 61400-12-1, para no exigir una calibración local, se recomienda utilizar una clase 2,5B, 1,7S o mejor. La velocidad del viento a medir se define como la magnitud media de la componente horizontal de la velocidad del viento instantánea, incluyendo sólo los componentes de turbulencia, longitudinal y lateral. Los requisitos de calibración del anemómetro se describen en el ANEXO F de estándar IEC 61400-12-1 y se sugiere cumplir con los requisitos para el montaje del anemómetro contenido en el ANEXO G de estándar IEC 61400-12-1. Particularmente con turbinas pequeñas, si hay dificultad para instalar los equipos meteorológicos en un mástil independiente, se sugiere utilizar las recomendaciones del ANEXO H del estándar IEC 61400-12-1.

4.3 Medida de la Dirección del Viento.

Se recomienda para la medida de la dirección del viento utilizar una veleta instalada como se describe en el Anexo G del estándar IEC 61400-12-1. La incertidumbre en la medida debe ser inferior a 5°.

4.4 Medida de la densidad del aire.

La medida de la densidad del aire se deriva de la medición de la temperatura del aire y la presión del aire. El sensor de presión de aire debe ser montado en el mástil meteorológico cerca de la altura del cubo para representar la presión de aire en el centro del rotor de turbina eólica. Si el sensor de presión de aire no está montado cerca de la altura del buje, se sugiere que las mediciones de la presión de aire se corrijan a la altura del buje según la

norma ISO 2533. Si no se cuenta con un mástil para la instalación en el caso de las turbinas pequeñas, se recomienda instalar los sensores de acuerdo al ANEXO H del estándar IEC 61400-12-1

4.5 Evaluación de Otros Factores.

Es importante tener presente durante el proceso de medida revisar las condiciones y el estado de operación de la aspas del generador, del sistema de control y del sistema de adquisición y almacenamiento de los de los datos.

4.6 Manejo de los Datos.

Se recomienda que los sensores y demás elementos de medición permitan registrar los valores con una resolución de muestreo de 1 Hz o mayor para el caso de la velocidad y dirección del viento, en el caso de la temperatura y presión se pueden utilizar resoluciones de muestreo menores, luego se deben almacenar como mínimo los datos de los promedios diez minútales, el valor máximo, el valor mínimo y la desviación estándar si se tiene disponible.

Paso 5: Procesamiento de la información.

Una vez recopilada la información necesaria, se realiza la clasificación y depuración de los datos para proceder a realizar el cálculo de las curvas y analizar los resultados, utilizando el procedimiento recomendado en el estándar IEC 61400-12-1. Solo se deben considerar los datos recopilados durante la operación normal del aerogenerador.



Figura 4 Pasos Para Evaluar el Desempeño de un Aerogenerador

3.2 LISTADO DE SEÑALES SUGERIDAS PARA LA SUPERVISIÓN DE UN SISTEMA DE AEROGENERADORES EÓLICOS DE BAJA VELOCIDAD.

Como parte del compromiso con la evaluación del desempeño de un sistema de aerogeneradores eólicos, se debe tener presente que señales externa e internas del sistema deben ser monitoreadas de forma periódica para evaluar y mantener el correcto funcionamiento de los mismos.

Para el caso de aplicaciones de aerogeneradores pequeños, se definen a continuación una serie de señales agrupadas en tres conjuntos y que pueden proporcionar el panorama sobre el estado, desempeño y la vida útil de un grupo de aerogeneradores de baja velocidad.

3.2.1 Variables Meteorológicas.

Son variables muy importantes, están directamente asociadas con los cambios en la atmósfera y deben ser consideradas en el proceso de monitoreo y control de un grupo de aerogeneradores ya que impactan de manera directa la producción de energía. Las principales variables meteorológicas son:

- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Temperatura
- Humedad
- Presión atmosférica

En general se toman en consideración aquellas variables que pueden afectar o influir en el flujo del aire a través de las capas atmosféricas. Otras variables de cálculo indirecto como el índice de turbulencia permiten determinar si los aerogeneradores están siendo sometidos constantemente a regímenes inestables de viento que terminen ocasionando pérdidas por deterioro en las aspas y reducción de la vida útil de los aerogeneradores, la norma IEC 61400 define los índices de turbulencia admitidos.

3.2.2 Variables Eléctricas.

Las variables eléctricas consideradas están asociadas a los componentes eléctricos necesarios para convertir la potencia disponible del viento en energía eléctrica utilizada para el consumo de los usuarios finales, estas variables pueden ser medidas a lo largo de toda la red eléctrica y sus distintos componentes desde el generador, transformador,

inversores, bancos de batería, cable, tarjetas electrónicas etc. Las variables eléctricas más representativas son:

- Voltaje.
- Corriente.
- Frecuencia.

La supervisión de los componentes eléctricos de la red de conexión de los aerogeneradores es muy importante, además al principio del proyecto se realizan los cálculos y se dimensiona de manera adecuada la red optimizando las pérdidas por la transmisión y transformación de la energía. Los voltajes de producción de los aerogeneradores requieren de equipos de transformación para ser elevados y posteriormente transmitido.

3.2.3 Variables Mecánicas.

La supervisión de las variables mecánicas es una práctica de mayor aplicación para aerogeneradores de gran tamaño en los que se realiza desde monitoreo de vibraciones con tecnología infrarroja hasta la supervisión de los engranajes de la caja de velocidades y demás componentes según aplique.

Los generadores de baja velocidad son pequeños, manejan sistemas mecánicos menos complejos y esto hace posible realizar una supervisión de las variables mecánica en la mayoría de los casos con una inspección visual del estado de los componentes:

- Nivel de ruido
- Vibraciones
- Fisuras
- Elementos de lubricación de los engranajes

3.3 MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS.

Antes de definir una metodología para el manejo y organización de los datos tomados por los sensores y variables medidas, como fue sugirió en la metodología planteada para la evaluación del desempeño, se recomienda definir la resolución del muestreo de las señales según aplique a cada variable medida para evitar almacenar cantidades de datos que dificultan su posterior depuración y análisis.

Este trabajo se enfoca en establecer principalmente un conjunto de recomendaciones para almacenar los datos recopilados por las estaciones meteorológicas utilizando como guía el estándar IEC 61400-12-1.

Para el caso de la Potencia eléctrica, la velocidad del viento, la dirección la temperatura, la humedad y la presión atmosférica se recomienda lo siguiente:

3.3.1 Recopilación de los Datos.

Se recomienda utilizar sistema de adquisición de datos digital con una velocidad de muestreo por canal de al menos 1 Hz para recoger y almacenar datos de mediciones de pre-procesado. La calibración y la exactitud de la cadena del sistema de datos se verificarán mediante la inyección de señales conocidas en los extremos del transductor y la comparación de estas entradas contra las lecturas registradas. A título orientativo, la incertidumbre del sistema de adquisición de datos debe ser insignificante en comparación con la incertidumbre de los sensores.

Durante el período de medición, los datos deben ser revisados periódicamente para garantizar la calidad en los resultados de las pruebas. Se recomienda conservar los registros de las pruebas para documentar todos los eventos importantes durante la evaluación del rendimiento.

La temperatura del aire, y la presión atmosférica pueden ser muestreados a un ritmo más lento, pero al menos una vez por minuto.

Se recomienda que el sistema de adquisición de datos almacene mínimo las siguientes variables estadísticas:

- Valor promedio.
- Valor máximo.
- Valor mínimo.
- Desviación estándar.

Los conjuntos de datos seleccionados se basarán en períodos de 10 min y se deben excluir los grupos de datos que estén por fuera del funcionamiento normal del aerogenerador, por ejemplo bajo las siguientes circunstancias.

- Las condiciones externas distintas a la velocidad del viento están fuera del rango de funcionamiento de la turbina.
- La turbina esta fuera de servicio por condiciones de falla.
- La turbina está funcionando en modo de prueba o mantenimiento.
- Fallas en los equipos de prueba.

- Dirección del viento fuera del sector (es) de medición.
- Direcciones del viento fuera de los sectores.

3.3.2 Normalización de los Datos.

Antes de iniciar el proceso de construir las curvas a partir de los datos, se debe realizar un proceso de normalización de los datos, este proceso consiste en realizar ajuste a la potencia y velocidad media dependiendo del tipo de turbina que está siendo analizada.

Los conjuntos de datos seleccionados se normalizaron a dos densidades de aire de referencia. La primera será la densidad del aire a nivel del mar, usando como referencia la atmósfera estándar ISO (1.225 kg / m³). La segunda será el promedio de los datos de densidad del aire medida en el sitio de prueba durante los períodos de recopilación de datos, redondeado al 0,05 kg / m³ más cercano. No se necesita una normalización densidad del aire a la densidad media del aire real cuando la densidad del aire promedio real está dentro de 1.225 ± 0,05 kg / m³.

La ecuación siguiente se puede utilizar para realizar el cálculo de la densidad del aire.

$$\rho_{10min} = \frac{B_{10min}}{R_o T_{10min}} \quad (27)$$

Donde

- ρ_{10min} : Densidad del aire medida como promedio durante diez minutos
 T_{10min} : Temperatura absoluta del aire medida como promedio durante diez minutos
 B_{10min} : Presión del aire medida como promedio durante diez minutos
 R_o : Constante de los gases del aire seco 287,05 J / (kg × K).

Para el caso de las turbinas de control pasivo y velocidad de rotación constante se debe corregir la potencia de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_n = P_{10min} \left(\frac{\rho_o}{\rho_{10min}} \right) \quad (28)$$

- P_n : Potencia de salida normalizada
 P_{10min} : Potencia medida como promedio durante diez minutos

ρ_0 : Densidad de referencia del aire

Para el caso de las turbinas con control de potencia activo la normalización se debe aplicar a la velocidad utilizando la siguiente ecuación:

$$V_n = V_{10min} \left(\frac{\rho_{10min}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (29)$$

V_n : Velocidad del viento normalizada

V_{10min} : Velocidad medida como promedio durante diez minutos

3.3.3 Construcción de las Bases de Datos.

Una vez normalizados los datos, estos deben ser organizados en grupos o clases continuos de velocidades, que se dividen en rangos de 0.5 ms^{-1} , con centros de clase múltiplos de 0.5 ms^{-1} , según lo sugerido en el estándar IEC 61400-12.

Para pequeñas turbinas cada clase o grupo de velocidades desde 1 ms^{-1} por debajo de la velocidad del aerogenerador (*cut in speed*) hasta 14 ms^{-1} debe contener mínimo 10 minutos de datos. Además las bases de datos deben contener por lo menos 60 horas de datos con velocidades del viento que estén dentro del rango de velocidades de la turbina. En caso de faltar un grupo de datos para completar el tamaño mínimo de la base de datos, este grupo se puede calcular interpolando 2 grupos de datos contiguos.

Finalmente para el cálculo de la curva de potencia-velocidad, coeficiente de rendimiento y los cálculos de energía producida, se aplican las ecuaciones recomendadas para pequeñas turbinas de acuerdo al ANEXO H de la IEC 61400-12-1, a las bases de dato construidas para la densidad estándar y la densidad del sitio según aplique.

4 HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA VALORACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO DE UN LUGAR.

En el área de la generación eólica, se emplean una cantidad considerable de *software* y herramientas informáticas para realizar el tratamiento estadísticos de los datos de velocidad y dirección del viento para una altura de medición específica en un sitio de interés. La mayoría de los programas se enfocan principalmente en realizar los cálculos de valoración del potencial eólico a partir de un año tipo que fue previamente construido con datos procesados en otras herramientas.

Este trabajo presenta un aplicativo desarrollado con macros elaboradas en *Microsoft Excel* en el lenguaje de programación *Visual Basic*, compuesto por una serie de bloque o módulo que combinan el tratamiento estadístico de una nube de datos previamente tomada de los sensores meteorológico con un conjunto de módulos para evaluar el potencial eólico de un lugar, presentando como resultado la valoración inicial de la energía que se podría explotar según los datos de vientos ingresados.

4.1 ESTRUCTURA DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.

El programa está formado por una plataforma principal que contiene tres módulo para procesamiento de la información y un módulo para el almacenamiento y registro de los reportes con el resultado de la información analizada.

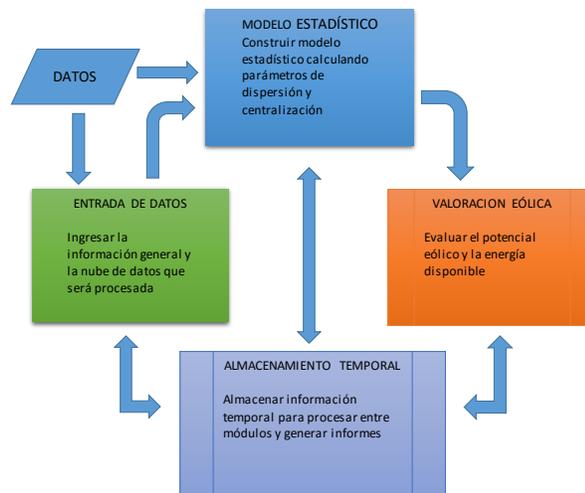


Figura 5 Flujo de la Información en la Herramienta Computacional.

APLICATIVO VALORACIÓN EÓLICA

MÓDULOS PRINCIPALES

INGRESO Y DEPURACIÓN DE DATOS

Ingreso de la Información Generales del Proyecto

Ingreso de la Nube de Datos a Procesar

Proceso de Depuración y Reemplazo de Datos Faltantes

Cálculo y Elaboración del Año Tipo del Proyecto

MODELO ESTADÍSTICO

Procesar Año Tipo Ingresado Manual o Calculado desde la Nube de Datos

Calculo de Parámetros Estadístico de Dispersión y Centralización. Proyección de la Velocidad a Otras Alturas

Construcción del Modelo de Weibull y Cálculos a partir del Modelo de Weibull

Graficas con Nube de Datos
Graficas a partir de la Weibull

CALCULO DEL POTENCIAL EÓLICO

Calculo de la Potencia y Energía Disponible del Sitio del Proyecto

Cálculo de la Producción de Energía y Corrección de la Curva de Potencia Velocidad para un Aerogenerador

ALMACÉN DE DATOS

Almacenamiento de Datos Temporalmente

Reportes para Impresión en Formato PDF

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLATAFORMA PRINCIPAL DEL PROGRAMA.

Es el archivo general y representa el núcleo principal del programa. Este archivo está estructurado en cuatro módulos que controlan la totalidad de la funcionalidad de la herramienta. Cada módulo contiene una serie de sub módulos que permiten dividir por etapas el manejo de la información facilitando la interoperabilidad del mismo y dando mayor flexibilidad a los usos del aplicativo.

Los módulos contenidos en la plataforma principal son:

- Módulo 1: Ingreso de datos y depuración de la información.
- Módulo 2: Tratamiento y construcción del modelo estadístico de los datos.
- Módulo 3: Cálculos y valoración del potencial eólico.
- Módulo 4: Almacén temporal y reportes de resultados.

4.2.1 Ingreso de los Datos y Depuración de la Información (Módulo 1).

En este módulo se ingresa la información general del proyecto y la base de datos meteorológicos que serán procesados para la construcción del año tipo. Contiene 4 sub módulos cuya funcionalidad se describe a continuación.

Sub-módulo 1.1: Permite ingresar la información general del proyecto y además registra las características y tamaño de la muestra de datos que será procesada posteriormente, le permite al usuario elegir la forma de organizar la información que será procesada y a partir de la cual se construirá el año tipo.

Sub-módulo 1.2: Tiene como función principal ingresar los datos meteorológicos a procesar según el tipo de formato de archivo que fue elegido por el usuario de entre cuatro opciones posibles (TXT, CSV, XLS, XLSX). Este sub-módulo consolida y organiza la información construyendo una matriz principal donde los datos son ubicados por año con los meses de cada año alineados entre sí para la posterior depuración de la información y remplazo de los datos faltantes de acuerdo a la resolución temporal de los mismos y según aplique.

Sub-módulo 1.3: Este se enfoca en depurar y remplazar los datos faltantes de la nube, siempre que contenga un código de error que permita identificar la posición de los datos que no son medidas reales por fallas en los equipos meteorológicos. Si existe un código de error en la base de datos se aplica el método de *Hot Deck* simplificado para remplazar los datos faltantes, usando como criterio de selección el promedio mensual de los datos en la misma posición y que pertenecen a otros años que hacen parte de la muestra. Este método de interpolación de datos será funcional para las resoluciones diaria y horaria.

Sub-módulo 1.4: Esta parte del programa se encarga de construir un año tipo a partir de los datos previamente depurados y ajustados en el sub-módulo 1.3, promediando los datos de acuerdo a la resolución temporal de la base de datos, diezminutal, horario, o diario.

4.2.2 Tratamiento y Construcción del Modelo Estadístico (Módulo 2).

En este módulo se procesa la información a partir del año tipo que previamente fue calculado desde una base de datos o ingresado directamente por el usuario. Se realizan los cálculos estadísticos básicos para realizar una valoración del potencial eólico de un sitio. Contiene cuatro sub módulos.

Sub-módulo 2.1: Extrae y le da un formato específico al año tipo de la base de datos procesada o el que fue ingresado directamente por el usuario.

Sub-módulo 2.2: Este sub-módulo realiza los cálculos estadísticos más relevantes para la valoración del potencial eólico, a partir del año tipo:

- Tabla de distribución de frecuencia.
- Promedios de velocidad dirección y temperatura.
- Desviación estándar.
- Moda de los datos.
- Índice de turbulencia.
- Factor de energía.

La herramienta permite realizar la proyección de los valores de la velocidad del viento para una altura distinta al punto de medición de los datos. Cuando se realiza la proyección de los datos para una nueva altura, se pueden realizar nuevamente todos los cálculos estadísticos antes mencionados moda, desviación estándar etc.

Sub-módulo 2.3: En esta parte del aplicativo se calculan los parámetros de forma y escala para una función de distribución de probabilidad de Weibull, a partir del año tipo, con la posibilidad de elegir entre cuatro métodos para el cálculo de los parámetros (Metodo de mínimos cuadrados, Método de los momentos, Método propuesto por Christofferson y Gillette y el Método de máxima verosimilitud). Además se realizan nuevamente los cálculos estadísticos antes mencionados a partir de la función de distribución de probabilidad de Weibull.

Como funcionalidad adicional este sub-módulo permite ingresar los parámetros de Weibull de forma y escala si no se tiene un año tipo específico y realizar los cálculos necesarios a partir de esta función de distribución de probabilidad.

Sub-módulo 2.4: Genera un conjunto de tablas y gráficas a partir de la base de datos o de la función de distribución de probabilidad de Weibull. Según la información que se esté procesando se pueden obtener las siguientes tablas y gráficas:

- Tabla de promedios mensuales de las variables.
- Tabla de promedios anuales.
- Tabla de la distribución de probabilidad de Weibull.
- Gráficas de promedios mensuales.
- Histograma de frecuencias.
- Frecuencia acumulada menor igual que.
- Frecuencia acumulada mayor que.
- Curva de duración de velocidad.
- Función de distribución de probabilidad de Weibull.
- Rosa de vientos para la dirección más frecuente.

4.2.3 Cálculo y Valoración del Potencial Eólico (Módulo 3).

En este módulo se realizan los cálculos para valorar el potencial eólico del sitio del proyecto a partir del año tipo calculado desde una base de datos o ingresado directamente por el usuario. Contiene dos sub-módulos que son:

Sub-módulo 3.1: Se realizan los cálculos iniciales de potencia eólica disponible, densidad de potencia, potencia media disponible, densidad de energía eólica y además se pueden graficar todas estas variables a partir de los datos estadísticos ó a partir de la función de distribución de probabilidad de Weibull para el periodo de un año.

Sub-módulo 3.2: Este se enfoca en realizar los cálculos de desempeño de un aerogenerador partiendo de los valores de la placa característica del aerogenerador y la curva de potencia-velocidad del fabricante, teniendo como caracterización del potencial eólico del lugar los valores de la base de datos. En este sub-módulo se puede evaluar y comparar hasta 8 aerogeneradores y es posible realizar lo siguiente cálculos:

- Curva de potencia velocidad del aerogenerador según datos suministrados por el fabricante.
- Corrección de la curva de potencia velocidad con la densidad del aire del sitio del proyecto.
- Curva de densidad de potencia, permitiendo la evaluación de posible sobre estimación del desempeño del aerogenerador.
- Calculo de la producción teórica anual de energía para un régimen de viento especificado.
- Calculo de factores de planta, operación y horas equivalentes a plena carga.
- Calculo del costo de producción de la energía usando el indicador COE.

4.2.4 Almacén Temporal de Datos e Informes Finales (Módulo 4).

Este módulo está destinado para el almacenamiento transitorio de información de un proyecto en particular, funciona como pivote para transferir información entre módulos y almacena resúmenes e informes para ser impresos en formato PDF, los reportes que se generan para impresión del aplicativo quedan almacenados de forma temporal en este módulo.

4.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL ALGORITMO GENERAL DE LA HERRAMIENTA.

El siguiente diagrama describe en términos generales el algoritmo del aplicativo teniendo en cuenta la interacción del usuario y la información de entrada

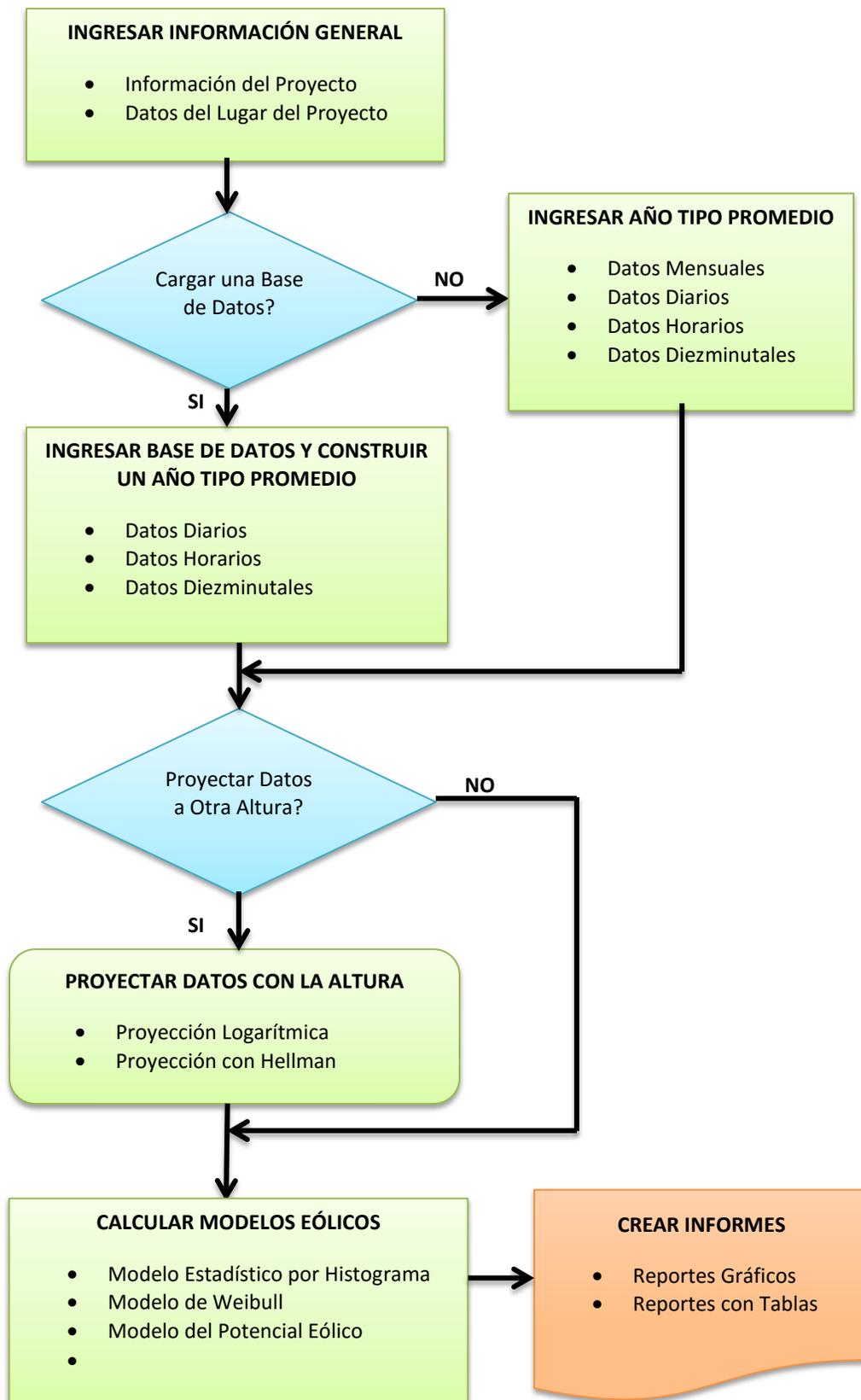


Figura 6 Flujograma Algoritmo General

A continuación se presenta el diagrama de flujo para el algoritmo general del cálculo del modelo estadístico por Histograma.

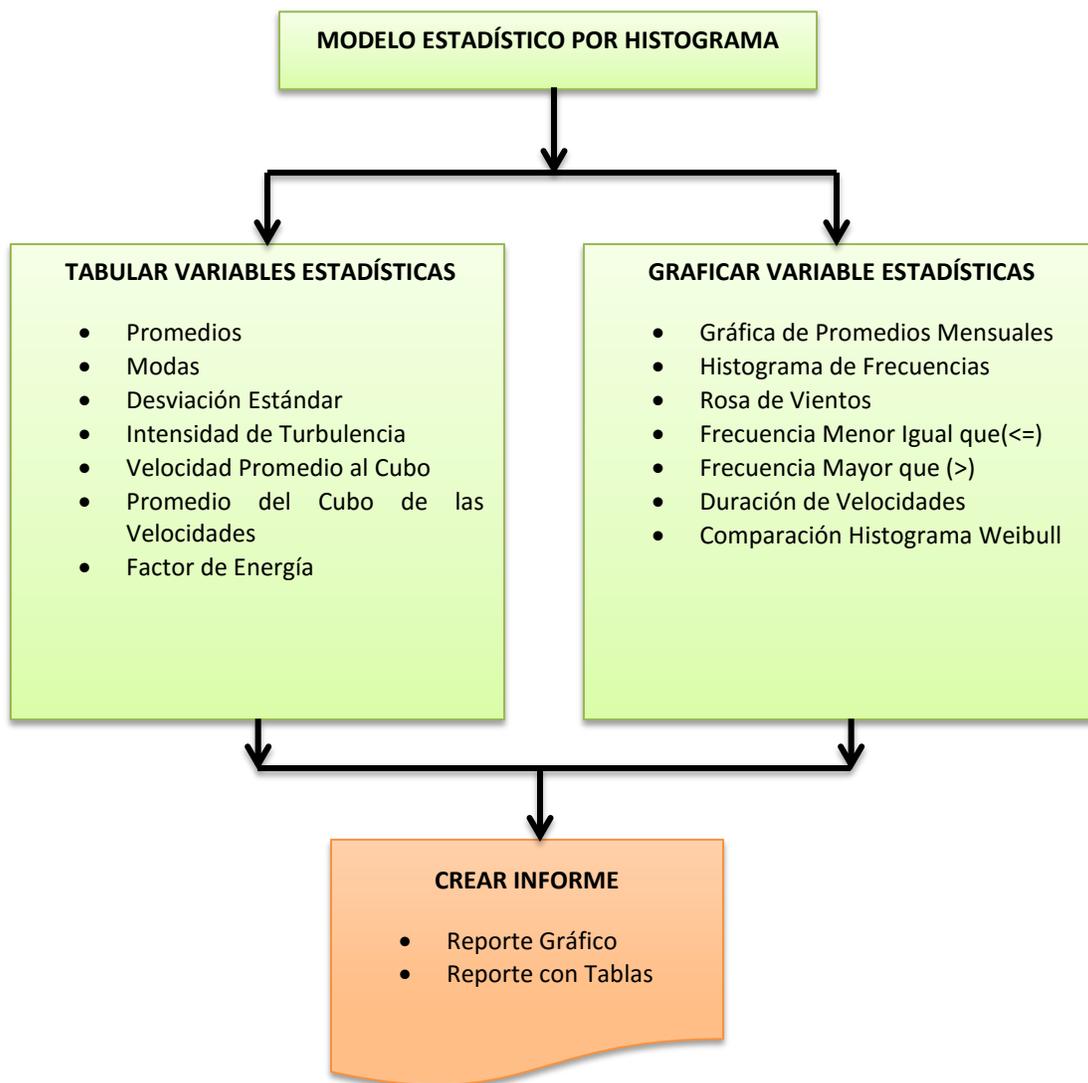


Figura 7 Flujograma Modelo Estadístico

A continuación se presenta el diagrama de flujo para el algoritmo general del cálculo del modelo de Weibull.

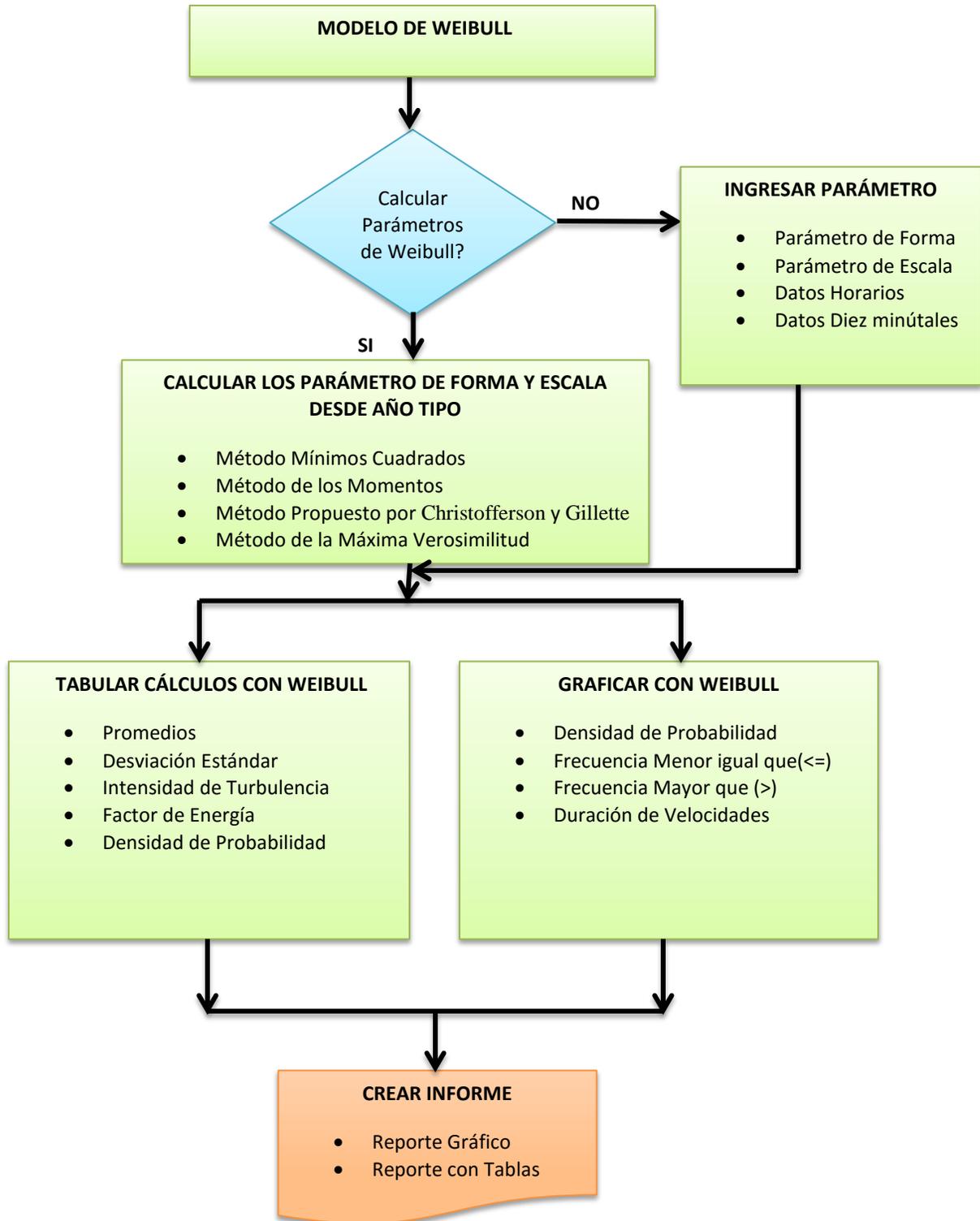


Figura 8 Flujograma Modelo de Weibull

A continuación se presenta el diagrama de flujo para el algoritmo general del cálculo del modelo de Potencial Eólico.

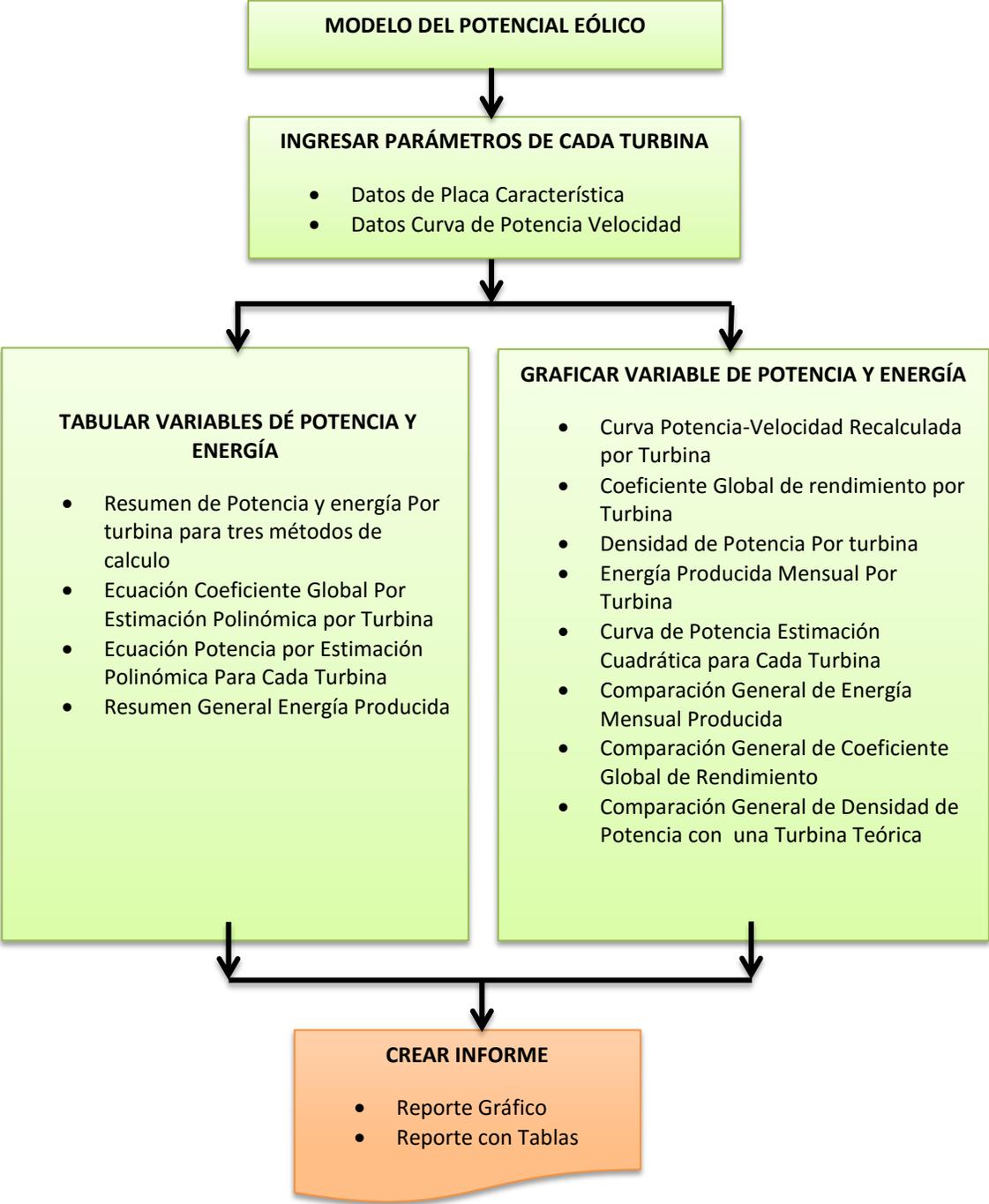
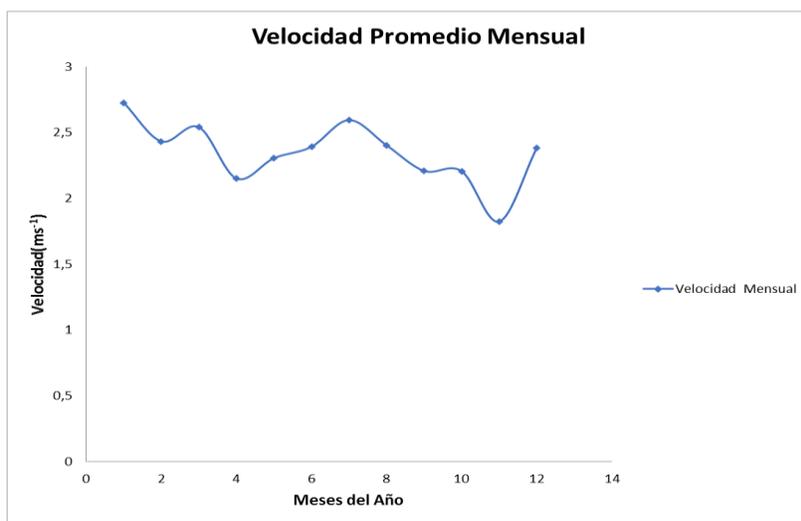


Figura 9 Flujograma Modelo del Potencial Eólico.

4.4 VALIDACIÓN DE LA FUNCIONALIDAD DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.

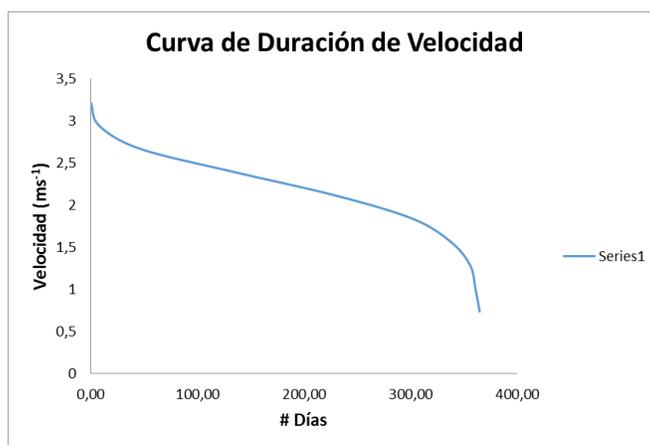
A continuación se presentan un ejemplo de las tablas y gráficos generados desde la herramienta y como son incluidas en los reportes, los valores corresponden a un año tipo creado con un conjunto de datos con resolución diaria, tomados de la estación meteorológica instalada en Medellín por la empresa de servicios públicos EPM a 10 metros sobre el nivel del suelo, durante un periodo de cuatro años.

Las siguientes son tablas y gráficos que se incluyen en los reportes estadísticos del aplicativo.



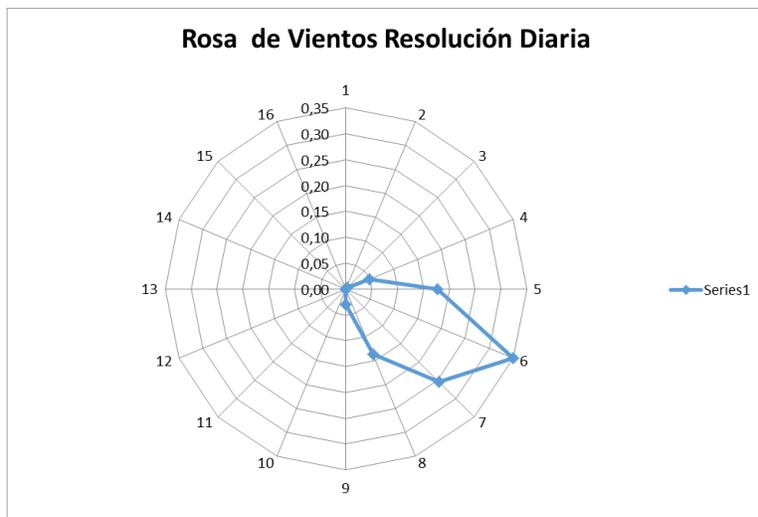
Gráfica 24 Ejemplo de Velocidad del Viento Promedio Mensual.

La gráfica anterior representa el promedio mensual de la velocidad del viento para un año típico en un lugar específico.



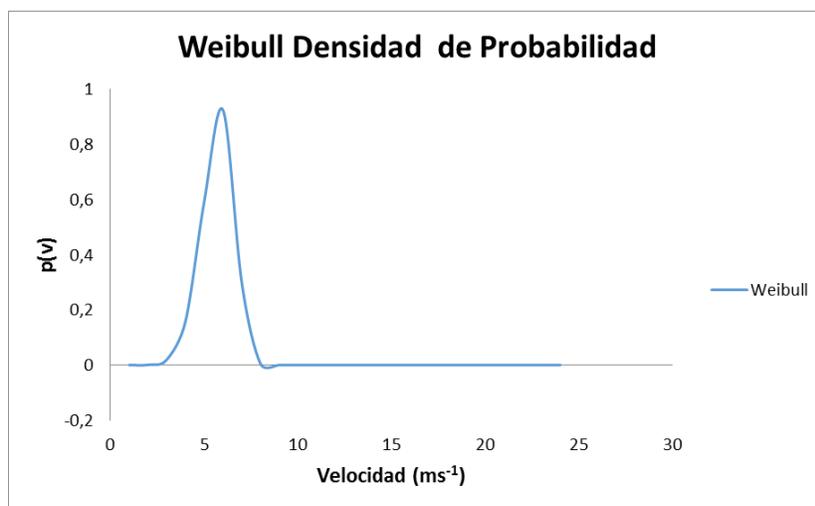
Gráfica 25 Ejemplo de Curva de Duración de Velocidad.

La curva de duración de velocidad indica la duración en número de días de un valor de velocidad, esta se puede graficar en la herramienta computacional a partir de la tabla de frecuencia de velocidades o con la función de distribución de probabilidad.



Gráfica 26 Ejemplo de Rosa de Vientos.

La rosa de viento que puede graficar el programa corresponde a la que indica la dirección más frecuente.



Gráfica 27 Ejemplo de Densidad de Probabilidad de Weibull.

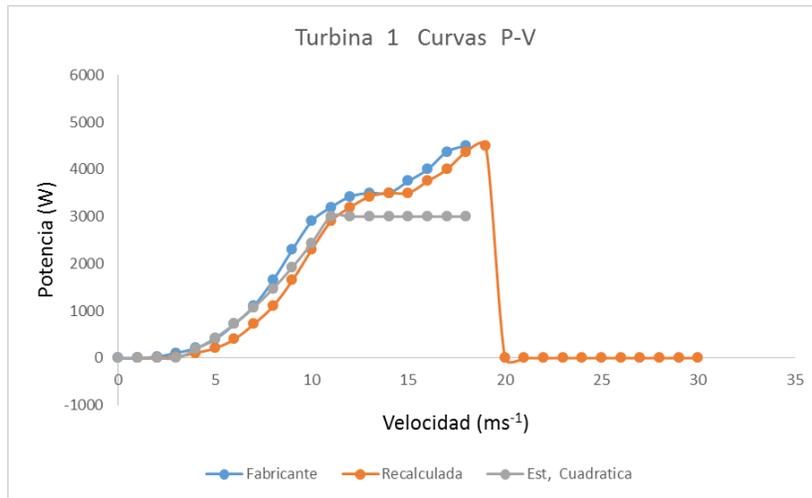
PROMEDIOS					
Mes	Velocidad	Dirección	Temperatura	Densidad	Turbulencia
Enero	2,727551075	118,004	20,80196505	1,0053442	0
Febrero	2,433632184	124,478	21,36311494	1,0033868	0,098285857
Marzo	2,541989247	127,564	21,37129032	1,0033595	0,121181637
Abril	2,151711111	148,725	21,06188889	1,00442	0,146247564
Mayo	2,306096774	141,494	21,25189247	1,0037648	0,132742541
Junio	2,392477778	134,377	22,06547778	1,0009978	0,131457969
Julio	2,595612903	121,204	22,2675914	1,0003169	0,156887922
Agosto	2,404075269	134,561	21,69447312	1,0022608	0,09519135
Septiembre	2,209177778	125,107	20,19961111	1,0074868	0,116893016
Octubre	2,207451613	150,311	20,79762366	1,0053185	0,219450536
Noviembre	1,824622222	125,91	17,40463333	1,0172558	0,181993774
Diciembre	2,382430108	118,582	20,80434409	1,0053181	0,303373197

Tabla 12 Ejemplo de Promedios Mensuales de las Variables Meteorológicas.

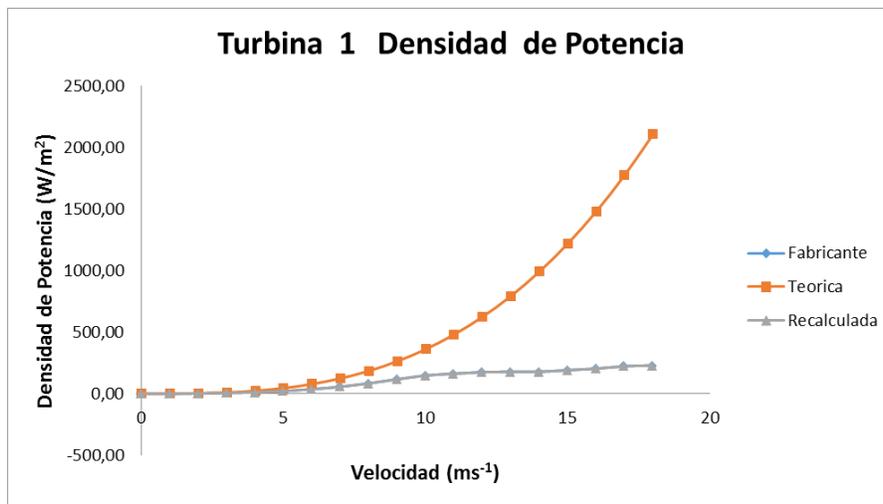
PROMEDIO ANUAL			
Velocidad	Desviación Estándar	Turbulen.	Factor Energía
2,334160638	0,433691551	0,1858019	1,100996117

Tabla 13 Tabla de Promedios Anuales.

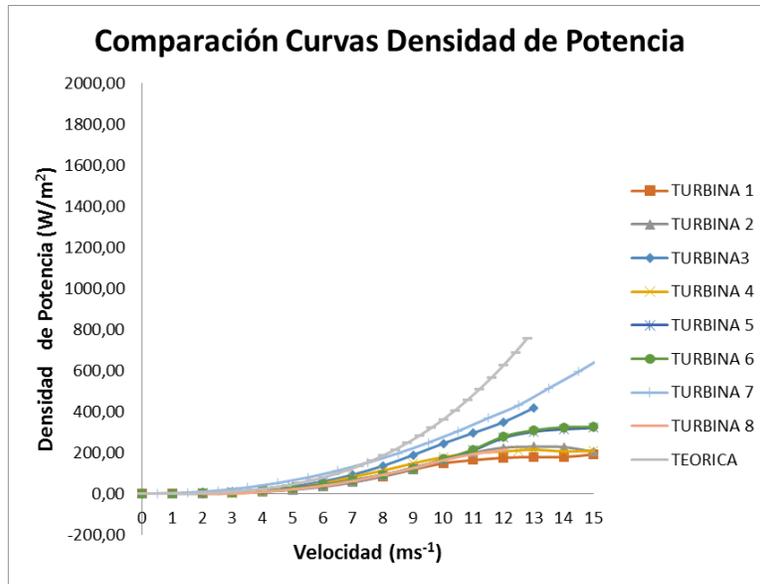
Del mismo modo en que se pueden obtener diversos tipos de gráfica, la herramienta permite incluir en los reportes, un conjunto de tablas que resumen los valores más representativos para la evaluación del régimen de vientos del sitio seleccionado. Todo lo anterior le permite al usuario del programa contar con información que puede utilizar en análisis posteriores.



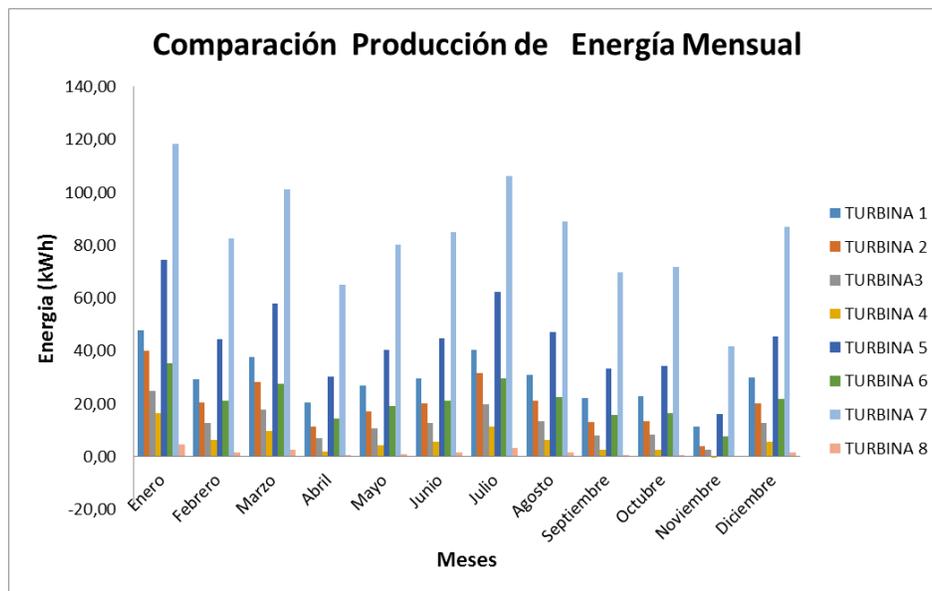
Gráfica 28 Curvas P-V Elaboradas en la Herramienta Computacional.



Gráfica 29 Densidad de Potencia Graficada en la Herramienta Computacional.



Gráfica 30 Densidad de Potencia Graficada en la Herramienta Computacional.



Gráfica 31 Producción de Energía Graficada en la Herramienta Computacional.

Las gráficas 27, 28, 29 y 30 son un ejemplo de como el programa permite comparar la potencia generada y la producción de energía para un grupo de hasta ocho turbinas.

4.4.1 Comparación del Aplicativo con Otros Programas.

A continuación se presenta un análisis comparativo de los resultados que entrega el programa contra otros programas que realizan cálculos similares.

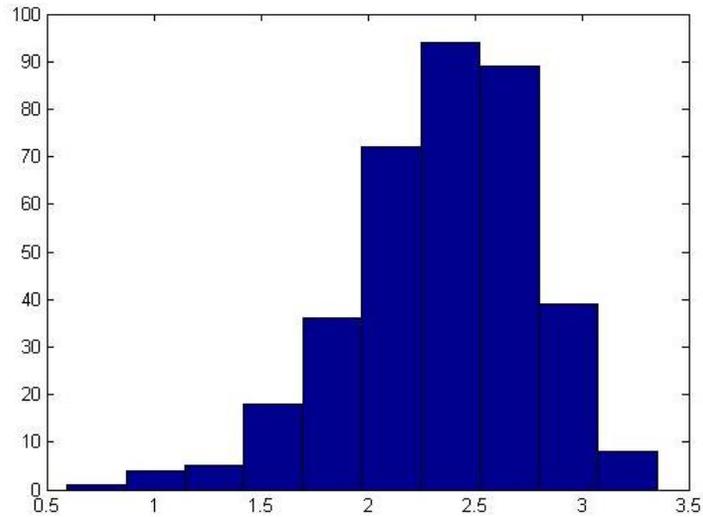
La tabla siguiente muestra el cálculo de los parámetros de Weibull (forma, escala) utilizando las cuatro posibilidades que ofrece el programa (Método de los mínimos cuadrados, Método de los momentos, Método propuesto por R. D. Christofferson y D.A. Gillette, Método de la máxima verosimilitud). En la tabla siguiente se presenta una comparación entre los parámetros calculados con la herramienta y los parámetros calculados usando el *software Matlab*. Para esta evaluación se utilizó un año tipo creado con un conjunto de datos con resolución diaria, tomados de la estación meteorológica instalada en Medellín por la empresa de servicios públicos EPM a 10 metros sobre el nivel del suelo, durante un periodo de cuatro años.

**Análisis Comparativo del Cálculo de los Parámetros de Weibull
Base de Datos Medellín (EPM)**

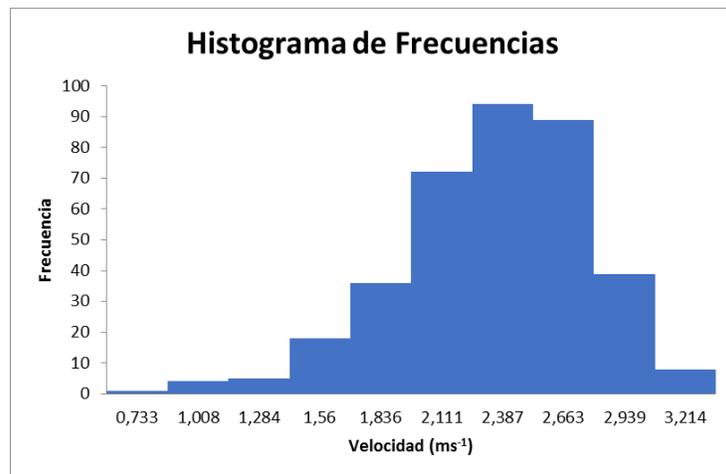
Parámetro	Aplicativo				Matlab
	Método 1	Método 2	Método 3	Método 4	Método 1
De escala "c"	2,37	2,52	2,51	2,52	2,52
De forma "k"	4,25	6,56	6,28	6,65	6,65

Tabla 14 Comparación del Método de Cálculo de los Parámetros de Weibull.

Con excepción del método de mínimos cuadrados, los valores obtenidos con los métodos 2, 3, y 4, son similares a los valores calculados en *Matlab*.



Gráfica 32 Histograma Elaborado en el Programa Matlab.



Gráfica 33 Histograma Elaborado por la Herramienta Computacional.

La gráfica del histograma de frecuencias generada en la herramienta computacional es igual a la gráfica que se obtuvo en el *software Matlab*.

El aplicativo permite realizar el cálculo de la energía producida mensual, el factor de carga y otros indicadores de rendimiento, para un grupo máximo de ocho turbinas. Una vez ingresados los datos de cada turbina, se puede crear un reporte con los resultados por turbina o con los valores comparativos entre turbinas. La siguiente tabla muestra la

comparación entre los cálculos realizados por el aplicativo y el *Software RETScreen* , para un año tipo, a partir de los valores de velocidad promedio mensual extraídos de la base de datos meteorológica del *Software RETScreen* , reportados por la NASA para la ciudad de Medellín . En total fueron consideradas ocho turbinas.

Datos de Entrada Producción de Energía Anual Aplicativo v& RET Screen

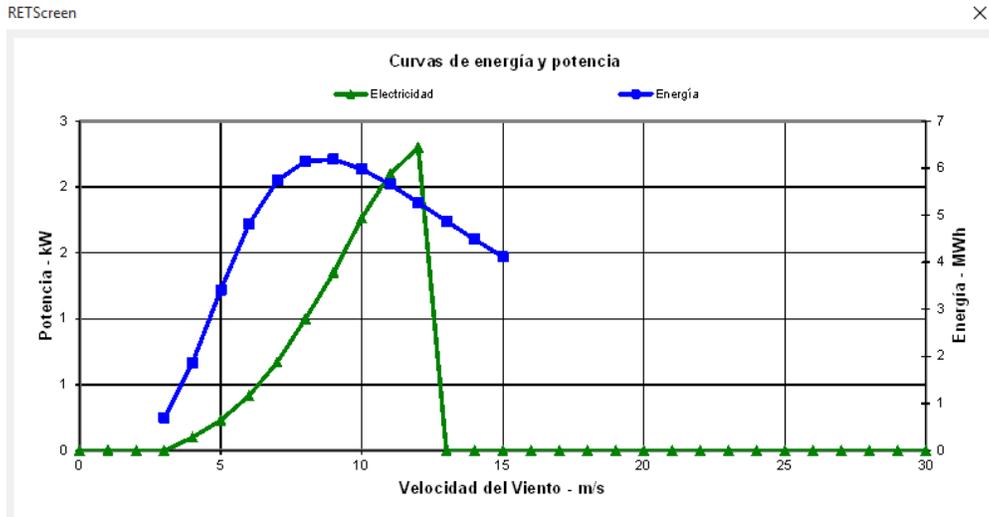
Descripción	Unidad	Valor
Velocidad del viento - anual	ms ⁻¹	4,2
Altura de los datos medidos	m	10
Coefficiente de cizallamiento del viento		0,4
Temperatura del aire - anual	°C	22,2
Presión atmosférica - anual	kPa	85,5
Latitud	°N	6,2
Longitud	°E	-75,6
Altura sobre el nivel del mar	m	1.499

Tabla 15 Datos de Entrada para Análisis de *RETScreen*.

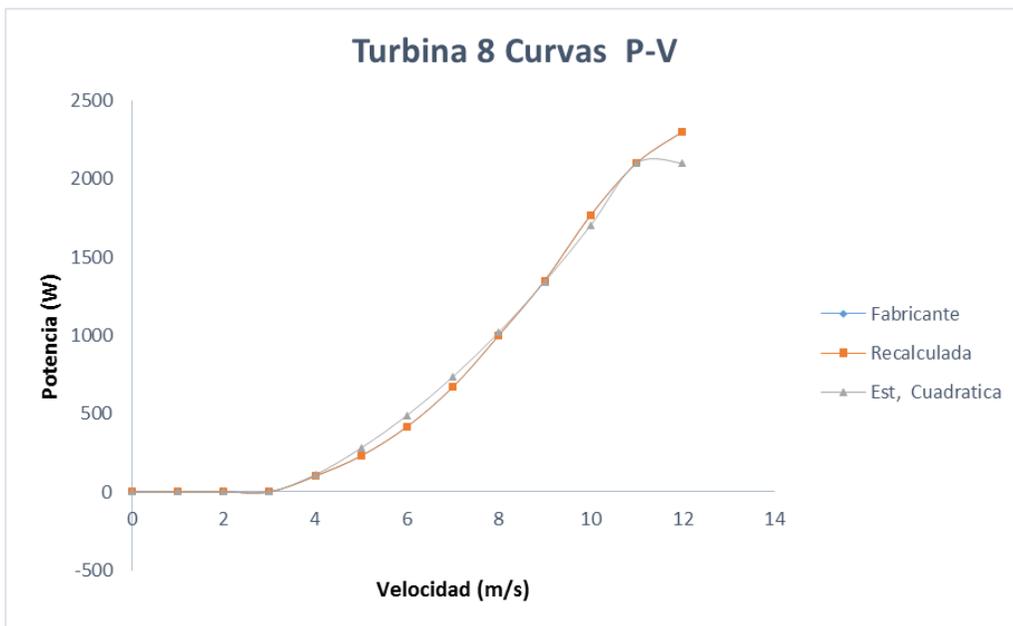
Comparación de la Producción de Energía Anual Aplicativo v& RET Screen

Descripción	Pn(kW)	A(m ²)	Aplicativo			RET Screen	
			Método 1	Método 2	Método 3	Método 2	Método 3
			E(MWh-año)	E(MWh-año)	E(MWh-año)	E(MWh-año)	E(MWh-año)
Turbina 1	3	19,6	2,195	2,455	2,144	3,28	3,41
Turbina 2	5	32,17	3,290	3,252	4,399	5,17	5,42
Turbina 3	3	8,64	1,681	1,780	2,268	2,36	2,46
Turbina 4	5	23,76	3,527	2,491	2,718	4,87	5,07
Turbina 5	5	18,4	3,097	3,652	4,423	3,88	4,03
Turbina 6	3	10,8	1,660	1,809	2,268	2,17	2,26
Turbina 7	1,5	2,71	0,961	2,236	1,183	1,41	1,44
Turbina 8	2,1	10,87	1,240	0,919	1,312	1,79	1,87

Tabla 16 Análisis de Producción de Energía para 8 Turbinas Herramienta Vs *RETScreen*.



Gráfica 34 Ejemplo Curva P-V y Energía Generada por *RETScreen* para la Turbina 8.



Gráfica 35 Ejemplo Curva P-V Generada por Herramienta para la Turbina 8.

Un detalle importante es que en el *RETScreen* solo se tiene en cuenta los valores de potencia generados para velocidades a partir de los 3 ms^{-1} hasta 15 ms^{-1} con aumento entre velocidades de 1 ms^{-1} , para el caso de la herramienta es posible ingresar hasta 30

valores de velocidad iniciando en cero, esto brinda la oportunidad de ingresar con más detalle la curva de potencia-velocidad de las turbinas. La comparación de la tabla 15 , se realiza considerando en ambos programas una densidad estándar de 1.225kg/m^3 , para el caso del *RETScreen* se usó por defecto una función de distribución de probabilidad con factor de forma "k" igual a dos, en el caso del aplicativo se utilizaron los valores de velocidad promedio mensual, en ambos caso se consideró total disponibilidad de la turbina , de acuerdo a lo recomendado por el estándar IEC 61400-2-1 .Los dos programas son una herramienta confiable para realizar el cálculo de la energía producida por una turbina para un lugar específico, pero el aplicativo entrega resultados que son más conservadores.

4.4.2 Alcance del Aplicativo.

Este aplicativo presenta limitaciones en algunos aspectos que pueden ser mejoradas en trabajos futuros. Las limitaciones del aplicativo son:

- Es una herramienta desarrollada para funcionar en la plataforma de *Microsoft Excel*.
- La herramienta está diseñada para procesar como variables de entrada: Velocidad del viento, Dirección del viento y Temperatura del ambiente. Los datos de las variables deben coincidir en su venta temporal de muestreo.
- Solo se puede procesar una resolución temporal a la vez (Mensual, Diaria, Horaria, Diezminutal).
- Cuando se carga una nube de datos , solo se pueden analizar datos entregados por los sensores en 4 tipos de Formatos (TXT , CSV, XLS, XLSX)
- Cuando se ingresa un año tipo directamente, este debe ser ingresado para cada grupo de datos individualmente, (Velocidad, Dirección, Temperatura).
- Solo es posible cargar un año tipo directamente de archivos con formato (XLS, XLSX).
- Los informes se generan uno a la vez de manera independiente.
- El programa tiene configurado solamente la función de probabilidad de Weibull para modelar la distribución de probabilidad de la velocidad el viento.
- Para la dirección, la rosa de vientos que grafica la herramienta es la que corresponde a la dirección más frecuente.
- La herramienta tiene capacidad de análisis para un número máximo de ocho turbinas.
- La herramienta tiene capacidad de análisis para un número máximo de 10 años de datos.

5 CONCLUSIONES

Del análisis hecho durante el desarrollo de este trabajo, se llegó a varias conclusiones, de las cuales se describen a continuación las más representativas:

- Los valores que fueron recopilados de la estación meteorológica instalada en la universidad Pontificia Bolivariana, no son suficientes para determinar la viabilidad de la implementación de un grupo de aerogeneradores en el campus Laureles.
- La utilización de la curva P-V de los aerogeneradores entregada por los fabricantes, no es suficiente como único criterio de selección de un aerogenerador, debe aplicarse un proceso de ajuste a las condiciones particulares del lugar de implementación.
- La comparación de la curva de densidad de potencia de varios aerogeneradores es un criterio de selección confiable que permite evaluar las características de producción de energía de los aerogeneradores respecto a una curva teórica de acuerdo con el límite de Betz.
- El coeficiente global de rendimiento es un factor de evaluación complementario que permite determinar para que valores de velocidad resulta más adecuada una turbina en particular.
- Cuando se realizan comparaciones de las curvas de densidad de potencia de varias turbinas respecto a un modelo de turbina teórico, es posible detectar probables sobre estimaciones en las curvas entregadas por los fabricantes.
- Para la valoración del potencial eólico en la ciudad de Medellín, no es suficiente la utilización de los datos promedios de velocidad del programa *RETscreen*, se recomienda confrontar la información con valores medidos en el lugar elegido para la implementación del proyecto.
- Si en el cálculo de los parámetros de forma y escala de la distribución de probabilidad de Weibull se utilizó el método de los mínimos cuadrados, se sugiere confrontar el cálculo con otro método, preferiblemente de tipo iterativo.
- Según la comparación técnica y de costos, para las condiciones particulares planteadas en este trabajo, las turbinas #1 y # 5 presentaron el mejor desempeño en la relación costo versus producción de energía.
- Bajo las condiciones de precio y costo y los regímenes de vientos empleados en este trabajo, no es viable desde el punto de vista de los costos la implementación de un grupo de aerogeneradores en el campus Laureles, debido principalmente a los valores tan bajos de la velocidad promedio del viento, se pueden realizar implementaciones con fines académicos.

PROPUESTA DE TRABAJOS FUTUROS

Implementar a través de modelos micro escalares y meso escalares una herramienta computacional para valoración del potencial eólico en zonas urbanas simulando el comportamiento del viento y los regímenes de turbulencia, apoyándose en redes neuronales y lógica difusa o elementos finitos.

- Realizar un estudio de pre-factibilidad para la implementación urbana de modelos de generación híbrida (eólica y fotovoltaica) en las ciudades de Riohacha y Barranquilla, ya que datos históricos muestran velocidades promedio mensuales por encima de los 5ms^{-1}
- Realizar las mejoras necesarias requeridas por el aplicativo desarrollado en este trabajo ampliando su alcance en términos de la cantidad de datos, formatos que puede procesar e interfaces con otros programas o procesos en línea.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. H. Molina Martínez y J. M. Bohorquez Quiroz, «Generación Eólica Conceptos Básicos, Situación Actual y Futura en Colombia y El Mundo,» Medellín, 2009.
- [2] J. C. Serrano Collazo y A. Sánchez Káiser, «Desarrollo de un banco de ensayo para la evaluación de las prestaciones de aerogeneradores de pequeña potencia,» Cartagena, 2011.
- [3] M. Villarrubia López, Ingeniería de la Energía Eólica, Primera ed., Mexico: Grupo Alfaomega, 2013, p. 284.
- [4] Publicaciones Vertice S.L., Desarrollo de Proyectos de Instalaciones de Energía Min-Eólica Aislada, Malaga: Publicaciones Vertice, 2011.
- [5] «TECNOVEX,» Persedi Design, [En línea]. Available: <http://www.tecnovex.com/servicios/meteorologia/mediciones-de-viento/100>. [Último acceso: 15 Abril 2015].
- [6] N. D. Duque M., L. Hincapie y M. Orozco A., «Minería de Datos Para el Analisis de Datos Meteorológicos,» *Tendencias en Ingenieria de Sotfware e Inteligencia Artificial*, vol. 4, pp. 105-114, 2010.
- [7] A. M. Ferreira, «METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS Y IMPUTACIÓN DE DATOS FALTANTES EN SERIES DE VELOCIDAD DEL VIENTO,» de *VI Congreso Galego de Estatística e Investigación de Operacións*, Portugal, 2003.
- [8] H. F. Romaña Hinestroza, «ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA MICRO-EÓLICO EN EL CAMPUS UPB LAURELES,» Medellín, 2014.
- [9] S. Sinha y S. S. Chandel, «Review of Software Tools for Hybrid Renewable Energy Systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [10] Scopus, [En línea]. Available: www.scopus.com. [Último acceso: 25 04 2015].
- [11] A. S. S. Dorvlo, «Estimating wind speed distribution,» *Energy Conversion and Management*, vol. 43, nº 17, pp. 2311-2318, Noviembre 2002.
- [12] P. Fernández Diez, Energía eólica., Cantabria: Universidad de Cantabria, 1993.
- [13] D. Carvalho, A. Rocha, . C. S. Santos y R. Pereira, «Wind resource modelling in complex terrain using different mesoscale–microscale coupling techniques,» *Applied*

Energy, vol. 108, pp. 493-504, August 2013.

- [14] A. . N. Celik, «A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey,» *Renewable Energy*, vol. 29, nº 4, pp. 593-604, April 2004.
- [15] L. M. Faiella y A. J. Gesino, «Gestión de variables meteorológicas y mapeo eólico,» Asociacion Argentina Eolica, Argentina, 2002.
- [16] J. Seguro y T. W. Lambert, «Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, nº 1, p. 75–84, 2000.
- [17] H. Nagatsukaa, T. Kamakura y N. Balakrishnan, «A consistent method of estimation for the three-parameter Weibull distribution,» *Computational Statistics & Data Analysis*, vol. 58, pp. 210-226, 2013.
- [18] . S. Doddamani y . S. Jangamshetti, «Economic index for selection of wind turbine generator at a site,» de *Sustainable Energy Technologies, 2008. ICSET 2008. IEEE International Conference on*, Singapore, 2008.
- [19] Y. Maklad y R. G. Grant, «A Seasonal Analysis of Potential Wind Power for Armidale NSW, Australia,» *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 4, nº 1, pp. 92-107., 2014.
- [20] . B. Kumaraswamy, . B. Keshavan y . S. Jangamshetti, «A statistical analysis of wind speed data in west central part of Karnataka based on Weibull distribution function,» de *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*, Montreal, QC, 2009.
- [21] T. F. Ishugah, Y. Li, R. Z. Wang y J. K. Kiplagat, «Advances in wind energy resource exploitation in urban environment: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 613-626, 2014.
- [22] S. L. Walker, «Building mounted wind turbines and their suitability for the urban scale—A review of methods of estimating urban wind resource,» *Energy and Buildings*, vol. 43, nº 8, pp. 1852-1862, 2011.
- [23] G. Müller, M. F. Jentsch y E. Stoddart, «Vertical axis resistance type wind turbines for use in buildings,» *Renewable Energy*, vol. 34, nº 5, pp. 1407-1412, 2009.
- [24] S. . L. CHÁVEZ VELÁZQUEZ, «DISEÑO DE UN MICROAEROGENERADOR,» Mexico D. F., 2010.
- [25] K. Pope, I. Dincer y G. F. Naterer, «Energy and exergy efficiency comparison of

horizontal and vertical axis,» *Renewable Energy*, vol. 35, nº 9, p. 2102–2113, 2010.

- [26] W. L. Chen, Z. C. Li, Y. S. Lin y B. X. Huang, «CONTROL AND PERFORMANCE IDENTIFICATION FOR SMALL VERTICAL AXIS WIND TURBINES,» de *Renewable Power Generation (RPG 2011), IET Conference on*, Edinburgh, 2011.
- [27] F. Bonaccorso, G. Scelba, A. Consoli y G. Muscato, «EKF - based MPPT control for vertical axis wind turbines,» de *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Melbourne, VIC, 2011.
- [28] R. W. Hyers, J. G. McGowan, K. L. Sullivan, J. F. Manwell y B. C. Syrett, «Condition monitoring and prognosis of utility scale wind turbines,» *Energy Materials*, vol. 1, nº 3, pp. 187-203, 2006.
- [29] Z. Hameed, S. Ahn y Y. Cho, «Practical aspects of a condition monitoring system for a wind with turbine emphasis on its design, system architecture, testing and installation,» *Renewable Energy*, vol. 35, p. 879–894, 2010.
- [30] F. . P. García Márquez, A. . M. Tobias, J. . M. Pinar Pérez y M. Papaalias, «Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods,» *Renewable Energy*, vol. 46, pp. 169-178, 2012.
- [31] M. . M. Aslam Bhutta, N. Hayat, A. . U. Farooq, Z. Ali, S. . R. Jamil y Z. Hussain, «Vertical axis wind turbine – A review of various configurations and design techniques,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, nº 4, p. 1926–1939, 2012.
- [32] K. Chen, M. Song y X. Zhang, «A statistical method to merge wind cases for wind power assessment of wind farm,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 119, p. 69–77, 2013.
- [33] . A. Zahedi, «Performance evaluation of wind turbine using Monte Carlo method and turbine power curve,» de *IPEC, 2012 Conference on Power & Energy*, Ho Chi Minh City, 2012.
- [34] T.-P. Chang, F.-J. Liu, H.-H. Ko, S.-P. Cheng, L.-C. Sun y S.-C. Kuo, «Comparative analysis on power curve models of wind turbine generator in estimating capacity factor,» *Energy*, vol. 73, pp. 88-95, 2014.
- [35] U. Eminoglu y S. Ayasun, «Modeling and Design Optimization of Variable-Speed Wind Turbine Systems,» *Energies*, vol. 7, nº 1, pp. 402-419., 2014.
- [36] R. Pallabazzer, «Evaluation of wind-generator potentiality,» *Solar Energy*, vol. 55, nº 1, p. 49–59, 1995.

- [37] M. Albadi y E. El-Saadany, «Novel method for estimating the CF of variable speed wind turbines,» de *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE* , Calgary, AB , 2009.
- [38] B. P. Hayes, I. Ilie, A. Porpodas, S. Z. Djokic y G. Chicco, «Equivalent power curve model of a wind farm based on field measurement data,» de *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, Trondheim, 2011.

7 ANEXOS

ANEXO A. FORMULARIO DE REGISTRO DE UN AEROGENERADOR

REGISTRO DE DATOS DE FABRICANTE DEL AEROGENERADOR			
Tipo de Evaluación		Fecha de Registro	
		Año	Mes
		Día	
Código de Registro			
Fabricante			
Lugar de Fabricación			
Fecha de Fabricación			
Referencia del Equipo			
Número de Serie			
Orientación del Eje (Vert. O Horiz.)			
Diámetro del Rotor			
Altura del Rotor			
Altura de la Torre o Soporte			
Área de Barrido			
Velocidad del Rotor			
Potencia Máxima			
Potencia Nominal			
Tipo de Control de las Aspas			
Velocidad de Arranque			
Velocidad Nominal			
Velocidad de Parada			
Velocidad de Supervivencia			
Tipo de Generador Eléctrico			
Voltaje de Salida			
Corriente Nominal			
Frecuencia			
Calibre de Conductores de Conexión a la Carga			
Distancia de Conexión a la Carga			
Tipo de Protección eléctrica 1			
Tipo de Protección eléctrica 2			
Tipo de Protección eléctrica 3			
Observaciones			
Registro Elaborado por :		Nombre	
		Firma	

ANEXO B. DATOS DE FABRICANTE DE LAS TURBINAS

Turbina # 1



Specification

Generator Type:	Three Phase Permanent Magnet
Rotor Height:	3.6m (11.81ft)
Rotor Width:	2.4m (7.87ft)
Turbine Weight:	106kg (235.6lbs)
Blades Material:	Aluminum Alloy
Blade Quantity:	3 pcs
Working Temperature:	-20 °C to 50 °C
Design Lifetime:	20 years

Performance

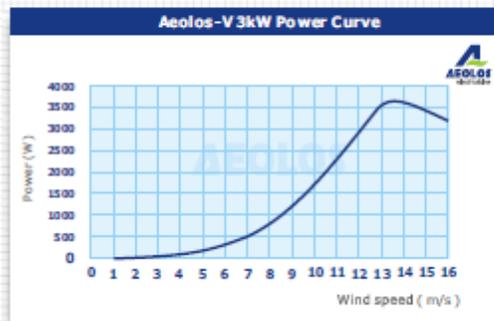
Rated Power:	3000 W
Max Output Power:	3600 W
Cut In Wind Speed:	2.5m/s (5.58mph)
Rated Wind Speed:	12m/s (26.84mph)
Survival Wind Speed:	55m/s (122.65mph)
Generator Efficiency:	96%
Noise Level:	< 45 dB(A)
Warranty:	5 year

Safety

Blades RPM Limitation:	320 RPM
PWM Dump Load:	5kW Box
Mechanical Brake:	Manual

Optional

Remote Monitoring System	(Internet/Wireless)
Auto Hydraulic Brake System	(Unattended Site)
Off Grid :	48 V or 120 V
Grid Tie :	300 V



Aeolos-V 3kW Wind Turbine Annual Energy Output

Wind Speed(m/s)	Annual Energy Output (kWh)	Wind Speed(m/s)	Annual Energy Output (kWh)
3 m/s	613 kWh	8 m/s	10240 kWh
4 m/s	1419 kWh	9 m/s	14235 kWh
5 m/s	2681 kWh	10 m/s	18501 kWh
6 m/s	4485 kWh	11 m/s	22356 kWh
7 m/s	6964 kWh	12 m/s	26368 kWh



Turbina # 2



AEOLOS
wind turbine

Aeolos-H 5KW
windturbinestar.com



TURBINE

Rated power: 5 kW
 Start wind speed: 2.5 m/s
 Cut-in wind speed: 3.0 m/s (6.7 mph)
 Cut-out wind speed: 25 m/s (55.9 mph)
 Survival wind speed: 45 m/s (100.7 mph)
 Design lifetime: 20 years
 Overall weight: 180 kg (396.8 lbs)

ROTOR

Rotor diameter: 6.4 m (21 ft)
 Rotor speed: 200 rpm
 Blade material: Glass fiber

GENERATOR

Frequency: 50 Hz or 60 Hz (System Output)
 Voltage: 216 VDC (Grid-off)
 216 VDC (Grid-on)
 Type: Three Phase Permanent magnetic generator
 Generator efficiency: > 0.96

CONTROL & SAFETY SYSTEM

Main brake system: Yaw and Electronic brake system
 Secondary safety system (Optional): Hydraulic brake system

TOWERS

Monopole tower: 9m 12m 18m
 Hydraulic tower: 12m 18m

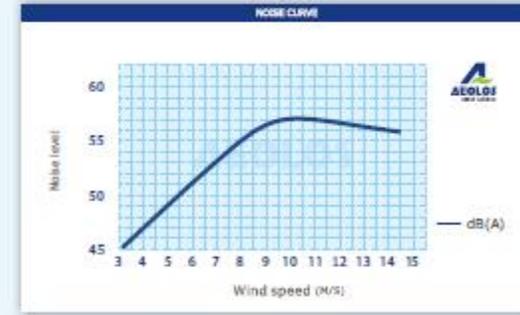
WARRANTY

Standard warranty: 5 years
 extended warranty: 10 years

Wind Speed / Power Curve



NOISE CURVE



Aeolos-H 5 kW Wind Turbine Output

Wind Speed(m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10
Generator Power(w)	120	290	605	1068	1765	2760	3820	5230
Annual Energy Output(kWh)	2102	4573	9010	14989	23192	33849	43502	55188

5 YEAR WARRANTY 

Turbina # 3



TURBINE

Rated power	3 kw
Start wind speed	2.5 m/s
Cut-in wind speed	3.0 m/s (6.7 mph)
Cut-out wind speed	25 m/s (55.9 mph)
Survival wind speed	45 m/s (100.7 mph)
Design lifetime	20 years
Overall weight	138 kg (304.2 lbs) including generator and blades

ROTOR

Rotor diameter	5.0m (16.4 ft)
Rotor speed	280 rpm
Blade material	Glass fiber

GENERATOR

Frequency	50 Hz or 60 Hz
Voltage	220V-240V
Type	Three Phase Permanent magnetic generator
Generator efficiency	>0.96

CONTROL & SAFETY SYSTEM

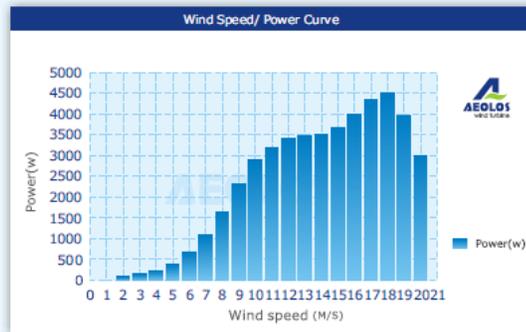
Main brake system	Lateral deflection of the wind turbine wheel
Secondary safety system	Electronic brake system

TOWERS

Free standing tower	9 m
Guyed tower	12 m

WARRANTY

Standard warranty	5 years
extended warranty	10 years

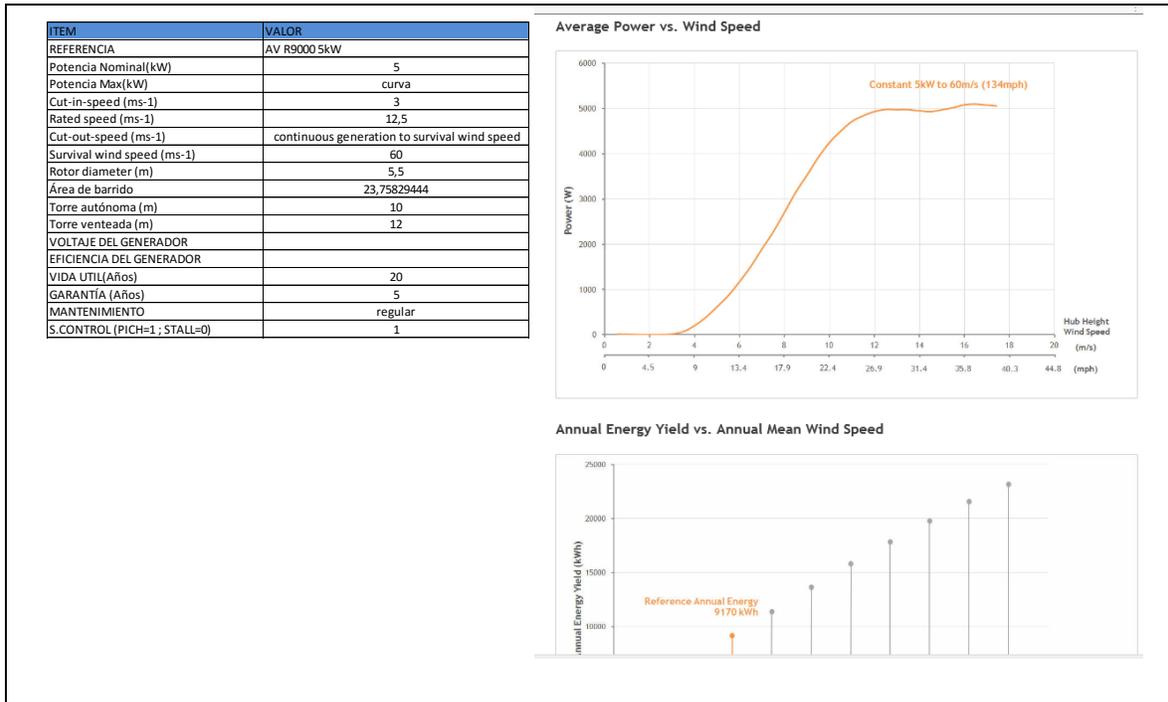


Aeolos-H 3kW Wind Turbine Output										
Wind Speed(m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10		
Generator Power(w)	110	210	400	720	1100	1650	2300	2900		
Annual Energy Output(kwh)	964	1840	3504	6307	9636	14454	20148	25404		

5 YEAR WARRANTY



Turbina # 4



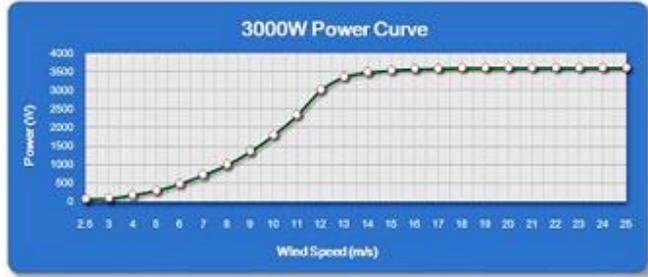
Turbina # 5

ITEM	VALOR
REFERENCIA	SAWT P5000 AB
Potencia Nominal(kW)	5
Potencia Max(kW)	6
Cut-in-speed (ms ⁻¹)	2
Rated speed (ms ⁻¹)	12
Cut-out-speed (ms ⁻¹)	25
Survival wind speed (ms ⁻¹)	55
Rotor diameter (m)	4
Área de barrido	18,4
Torre autónoma (m)	
Torre venteada (m)	5,5
VOLTAJE DEL GENERADOR	250
EFICIENCIA DEL GENERADOR	96
VIDA UTIL(Años)	20
GARANTÍA (Años)	5
MANTENIMIENTO	N/A
S.CONTROL (PICH=1; STALL=0)	1

Velocidad (ms ⁻¹)	Potencia (W)
0	0
1	0
2	43
3	160
4	334
5	556
6	778
7	1223
8	1667
9	2334
10	3000
11	3888
12	5000
13	5556
14	5778
15	5888
16	6000

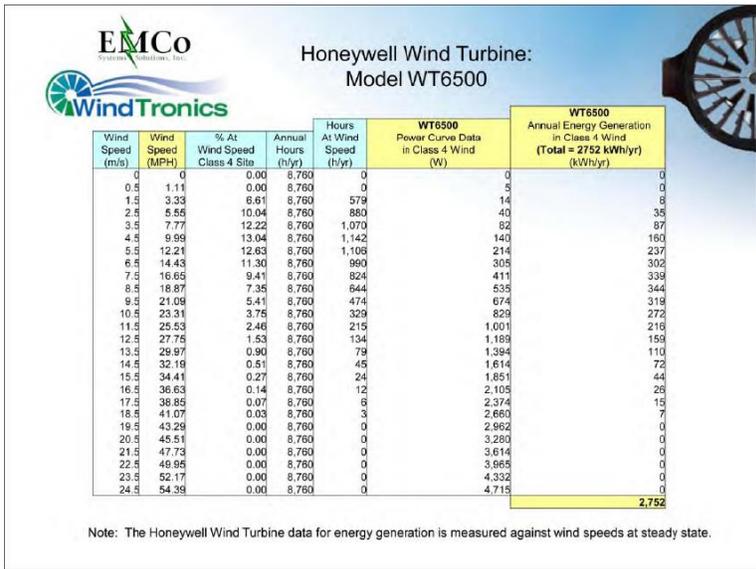
Turbina # 6

ITEM	VALOR
REFERENCIA	SAWT P3000 AB
Potencia Nominal(kW)	3
Potencia Max(kW)	3,6
Cut-in-speed (ms ⁻¹)	2,5
Rated speed (ms ⁻¹)	12
Cut-out-speed (ms ⁻¹)	25
Survival wind speed (ms ⁻¹)	50
Rotor diameter (m)	3
Área de barrido	10,8
Torre autónoma (m)	
Torre venteada (m)	5,5
VOLTAJE DEL GENERADOR	250
EFICIENCIA DEL GENERADOR	96
VIDA UTIL(Años)	20
GARANTÍA (Años)	5
MANTENIMIENTO	N/A
S.CONTROL (PICH=1 ; STALL=0)	1



Turbina # 7

ITEM	VALOR
REFERENCIA	WT6500
Potencia Nominal(kW)	1,5
Potencia Max(kW)	
Cut-in-speed (ms ⁻¹)	0,9
Rated speed (ms ⁻¹)	13,9
Cut-out-speed (ms ⁻¹)	
Survival wind speed (ms ⁻¹)	63
Rotor diameter (m)	1,86
Área de barrido	2,717163486
Torre autónoma (m)	
Torre venteada (m)	
VOLTAJE DEL GENERADOR	
EFICIENCIA DEL GENERADOR	96
VIDA UTIL(Años)	20
GARANTÍA (Años)	5
MANTENIMIENTO	N/A
S.CONTROL (PICH=1 ; STALL=0)	1



Turbina # 8

ITEM	VALOR	Velocidad (ms ⁻¹)	Potencia (W)
REFERENCIA	SW Skystream 3,7 m	0	0
Potencia Nominal(kW)	2,1	1	0
Potencia Max(kW)	2,6	2	0
Cut-in-speed (ms ⁻¹)	3,2	3	0
Rated speed (ms ⁻¹)	11	4	100
Cut-out-speed (ms ⁻¹)	25	5	230
Survival wind speed (ms ⁻¹)	63	6	416
Rotor diameter (m)	3,72	7	670
Área de barrido	10,86865394	8	1000
Torre autónoma (m)		9	1350
Torre venteada (m)	5,5	10	1767
VOLTAJE DEL GENERADOR	250	11	2100
EFICIENCIA DEL GENERADOR	96	12	2300
VIDA UTIL(Años)	20		
GARANTÍA (Años)	5		
MANTENIMIENTO	N/A		
S.CONTROL (PICH=1 ; STALL=0)	1		

ANEXO C DATOS INGRESADOS EN RETScreen

	Unit	Climate data location	Project location						
Latitude	°N	6,2	6,2						
Longitude	°E	-75,6	-75,6						
Elevation	m	1.499	1.499						
Heating design	°C	17,2							
Cooling design	°C	30,0							
Earth temperature	°C	7,0							
Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days	
	°C	%	Wh/m ² /h	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d	
January	22,2	67,5%	4,33	85,5	4,6	21,8	0	379	
February	22,2	67,5%	4,61	85,4	4,6	22,8	0	342	
March	22,8	69,0%	4,72	85,4	4,6	22,8	0	396	
April	22,2	73,0%	4,64	85,4	4,6	22,8	0	367	
May	22,2	74,0%	4,58	85,5	4,1	22,5	0	379	
June	22,8	69,0%	4,81	85,5	4,1	22,2	0	383	
July	22,2	65,5%	5,56	85,5	4,1	22,3	0	379	
August	22,2	67,0%	5,22	85,5	3,6	22,7	0	379	
September	22,2	72,0%	4,69	85,5	4,1	22,2	0	367	
October	21,7	76,5%	4,39	85,5	3,6	21,7	0	362	
November	21,7	75,5%	4,33	85,5	4,1	21,4	0	350	
December	21,7	73,5%	4,28	85,5	4,6	21,6	0	362	
Annual	22,2	70,8%	4,68	85,5	4,2	22,2	0	4.444	
Measured at	m				10,0	0,0			



ANEXO D TABLAS CON AÑO TIPO DE LAS BASES DE DATOS

AÑO TIPO DATOS AEOH

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Velocidad	Promedio	2,23	2,26	2,02	1,49	1,70	1,99	2,32	2,29	2,24	1,89	1,80	1,93
	Max	3,90	3,77	3,94	227,25	3,77	3,39	4,10	3,76	3,94	3,85	3,56	3,48
	Min	1,60	1,26	1,23	27,82	1,26	1,51	1,34	1,00	1,22	1,32	1,19	1,39
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Direccion	Promedio	118,37	123,06	127,56	148,73	141,49	134,38	121,20	134,56	135,65	153,61	149,10	118,58
	Max	237,87	267,13	227,25	219,81	234,83	229,68	225,39	319,00	238,13	233,58	234,59	210,66
	Min	39,33	28,87	27,82	71,72	40,88	69,77	56,90	35,64	49,79	37,96	34,57	35,01
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura	Promedio	20,80	21,38	21,37	21,06	21,25	22,07	22,27	21,69	20,20	20,80	20,61	20,80
	Max	24,00	24,11	23,92	26,70	23,74	24,52	24,26	24,01	27,15	23,33	22,67	23,41
	Min	18,48	16,98	18,58	18,03	18,55	19,48	18,81	17,00	18,62	18,17	18,33	18,38
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00

AÑO TIPO DATOS EPM

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Velocidad	Promedio	2,72	2,45	2,54	2,15	2,31	2,53	2,60	2,40	2,42	2,25	2,16	2,38
	Max	3,90	3,77	3,94	227,25	3,77	3,39	4,10	3,76	3,94	3,85	3,56	3,48
	Min	1,60	1,26	1,23	27,82	1,26	1,51	1,34	1,00	1,22	1,32	1,19	1,39
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Dirección	Promedio	118,37	123,06	127,56	148,73	141,49	134,38	121,20	134,56	135,65	153,61	149,10	118,58
	Max	237,87	267,13	227,25	219,81	234,83	229,68	225,39	319,00	238,13	233,58	234,59	210,66
	Min	39,33	28,87	27,82	71,72	40,88	69,77	56,90	35,64	49,79	37,96	34,57	35,01
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura	Promedio	20,80	21,38	21,37	21,06	21,25	22,07	22,27	21,69	20,20	20,80	20,61	20,80
	Max	24,00	24,11	23,92	26,70	23,74	24,52	24,26	24,01	27,15	23,33	22,67	23,41
	Min	18,48	16,98	18,58	18,03	18,55	19,48	18,81	17,00	18,62	18,17	18,33	18,38
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00

AÑO TIPO DATOS RETScreen

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Velocidad	Promedio	4,63	4,63	4,63	4,63	4,12	4,12	4,12	3,60	4,12	3,60	4,12	4,63
	Max	3,90	3,77	3,94	227,25	3,77	3,39	4,10	3,76	3,94	3,85	3,56	3,48
	Min	1,60	1,26	1,23	27,82	1,26	1,51	1,34	1,00	1,22	1,32	1,19	1,39
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Direccion	Promedio	118,37	123,06	127,56	148,73	141,49	134,38	121,20	134,56	135,65	153,61	149,10	118,58
	Max	237,87	267,13	227,25	219,81	234,83	229,68	225,39	319,00	238,13	233,58	234,59	210,66
	Min	39,33	28,87	27,82	71,72	40,88	69,77	56,90	35,64	49,79	37,96	34,57	35,01
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura	Promedio	20,80	21,38	21,37	21,06	21,25	22,07	22,27	21,69	20,20	20,80	20,61	20,80
	Max	24,00	24,11	23,92	26,70	23,74	24,52	24,26	24,01	27,15	23,33	22,67	23,41
	Min	18,48	16,98	18,58	18,03	18,55	19,48	18,81	17,00	18,62	18,17	18,33	18,38
	Horas /mes	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00