

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BAJA CALIFORNIA
INSTITUTO DE INGENIERIA
MAESTRIA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERIA**



**ANALISIS DE LA VARIABILIDAD A CORTO PLAZO DE LA
VELOCIDAD DEL VIENTO ENFOCADO A APLICACIONES EN
AEROGENERADORES DE PEQUEÑA ESCALA EN
MEXICALI, BAJA CALIFORNIA**

TESIS

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRIA EN INGENIERIA**

PRESENTA:

ELOIM ARREOLA SANCHEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. ALEJANDRO A. LAMBERT ARISTA

Mexicali, Baja California, Diciembre del 2016

BORRADOR TESIS

DEDICATORIA

Con todo mi amor y mi corazón a mi esposa Alma Verónica y a mis hijos Eliam e Hiram por ser el motivo de mi inspiración, por apoyarme en las noches de desvelo y justificarme en mis ausencias, los amo profundamente.

A mi madre, que aun en la distancia sentí el apoyo necesario para completar esta etapa, a mi padre, que me veía con maestría desde el día que concluí mi etapa de licenciatura.

A mi hermano y hermanas, que fueron un soporte importante en mi formación profesional.

BORRADOR TESIS

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Alejandro A. Lambert Arista por la confianza depositada en mí, por darle dirección a mi deseo de estudiar la maestría en el campo de conocimiento que domina a la perfección.

Al Dr. Héctor Enrique Campbell Ramírez, al Dr. Carlos Pérez Tello, al Dr. Rafael Onofre García Cueto que con sus cátedras lograron establecer grandes cimientos de conocimiento científico.

Al programa de MyDCI del Instituto de Ingeniería de la UABC por darme acceso al selecto grupo de alumnos que forman parte de sus filas.

Al departamento de Eléctrica – Electrónica del Instituto Tecnológico de Mexicali por instarme a mejorar día con día en el ámbito profesional, en especial a mis ex – profesores y ahora compañeros el M.C Eliezer Suarez Flores, el M.C Ricardo Bermúdez Menchaca y al Ing. Manuel H. Jiménez León.

A mi compañero y amigo el Ing. Adán Alberto Jumilla Corral, quien emprendió el camino de la educación continua conmigo y que ha sido un placer tenerlo de compañero de clase.

RESUMEN

El comportamiento de los aerogeneradores en pequeña escala, así como su producción de energía, está ligado de manera directa a la variabilidad a corto plazo de la velocidad del viento, este fenómeno no sucede en los aerogeneradores de gran envergadura, los cuales compensan el efecto de la variabilidad [durante los primeros segundos del cambio de velocidad] con la fuerza inercial de giro del rotor unido a las aspas.

El correcto uso de los datos estadísticos del viento determina en gran medida la viabilidad de los proyectos eólicos en pequeña escala, debido a que siendo esto el primer paso para evaluar un emplazamiento, resulta crítico realizarlo con los datos correctos mediante el uso correcto de las técnicas estadísticas.

La recolección de información se llevó a cabo por el departamento de meteorología del Instituto de Ingeniería de la UABC, en donde los datos crudos muestran las velocidades del viento en intervalos de 5 minutos para todos los meses del año, de esta forma, para un año natural se contó con 105,120 datos. Debido a la gran cantidad de información obtenida, los tratamientos estadísticos pueden resultar una buena opción, esto debido a la cantidad de datos disponibles, sin embargo, durante el manejo de los datos crudos de la fuente, es muy usual que estos se presenten en valores promedio, para que el manejo de información sea más breve, y así, a estos valores promedio, aplicarles el tratamiento estadístico que mejor convenga al usuario. El presente trabajo busca determinar el efecto que producen las variaciones a corto plazo de las velocidades del viento en la densidad de potencia (W/m^2), lo cual determina de manera directa el potencial eólico en una zona, así mismo, el trabajo analiza el efecto obtenido del manejo de valores promedio en diferentes intervalos de tiempo, la deformación de los parámetros como la desviación estándar, parámetro importante para determinar los factores de forma y escala (k y c , respectivamente) los cuales son requeridos para la aplicación de una distribución de probabilidad a los datos de velocidad de viento con los que se cuenta.

Adicional al tratamiento estadístico con software especializado (MatLab), existe el análisis de la serie de tiempo directamente con una hoja de cálculo, que aunque es un proceso tardado, es el medio que nos llevara a determinar de manera exacta la potencia disponible

de la velocidad del viento mediante la fórmula obtenida a partir de la ecuación de continuidad de los fluidos, así como, de la ecuación para obtener la energía cinética de un fluido en movimiento. Los valores obtenidos, tanto los obtenidos de la serie del tiempo, como los obtenidos por la función de probabilidad, se compararan para determinar el ajuste de la curva de la función de probabilidad y cómo impacta esta diferencia en el cálculo de la densidad de potencia por unidad de área.

BORRADOR TESIS

INDICE GENERAL

1. INTRODUCCION	1
2. ANTECEDENTES	2
2.1. Planteamiento del problema	9
2.2. Hipótesis	10
2.3. Objetivos de la investigación	10
3. MARCO TEORICO	12
3.1. Potencia disponible del viento	12
3.2. Análisis Estadístico de datos de velocidad del viento	13
3.2.1. Medidas de tendencia central	14
3.2.2. Medidas de variabilidad o dispersión	16
3.2.3. Series de tiempo para análisis de velocidad del viento	17
3.2.4. Distribución de Rayleigh	18
3.2.5. Distribución de Weibull	19
3.2.6. Coeficiente de variación	21
3.2.7. Análisis de Regresión	22
4. METODOLOGIA	23
4.1. Análisis estadístico de datos del viento	24
4.2. Serie de tiempo de velocidad del viento	37
4.3. Comparación de funciones de densidad de probabilidad (FDP) de Weibull	41
5. RESULTADOS	49
6. CONCLUSIONES	68
7. BIBLIOGRAFIA	69
ANEXOS	
Anexo A – Limite de Betz	72

BORRADOR TESIS

I. INTRODUCCION

El potencial eólico de un sitio está determinado por la velocidad del viento y la densidad del aire. La densidad del aire por su parte está determinada por la temperatura y la elevación del emplazamiento. Sin embargo, de los parámetros mencionados el factor más importante es sin duda la velocidad del viento, dado que, la producción de energía eléctrica varía con el cubo de la velocidad del viento [1].

Ahora bien, es bueno mencionar que no toda la energía es utilizable, dado que retirar toda la energía cinética [1] del viento significaría que este dejaría de fluir una vez que pase por la turbina, cosa que jamás sucede. En este sentido, el límite máximo de extracción de energía cinética del viento está determinado por el límite de Betz (anexo A). Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. La cantidad de energía que puede ser producida es directamente dependiente de la velocidad del viento, más precisamente, del cubo de la velocidad del viento. La velocidad del viento en la cual operan comúnmente las turbinas eólicas es entre 2.5 a 25 m/s [2].

La predicción del comportamiento del viento, debido a su naturaleza variable y continua en el tiempo, es sumamente compleja e inexacta, sin embargo, con el uso correcto de las herramientas estadísticas se ha logrado simular de una manera muy aproximada su comportamiento a un futuro corto a través del estudio del comportamiento histórico del mismo.

El estudio actual basa sus esfuerzos en analizar el impacto que se genera en la densidad de potencia del viento cuando se omite la importancia del análisis de la variabilidad a corto plazo de la velocidad del viento, esto es, cuando se analiza y/o simula el potencial eólico de las diversas zonas con base en valores promedio de la velocidad del viento.

II. ANTECEDENTES

Existe considerable evidencia anecdótica que las primeras máquinas de viento pudieron haber sido construidas hace más de 2000 años, tal vez en China, pero no hay evidencia firme que apoye esta conjetura [3]. El principal uso dado a estas máquinas ancestrales fue el de moler granos y bombear agua, mas hoy en día, el diseño y la estética de los aerogeneradores sugieren pensar que se trata de máquinas diferentes a sus predecesoras, sin embargo, el principio de funcionamiento es el mismo, hacer uso de la potencia del viento para que este elabore un trabajo, en el caso actual, generar energía eléctrica para satisfacer necesidades primarias de la raza humana.

Aun cuando el uso de la fuerza del viento para el desarrollo humano data de cientos de años, la historia no ha favorecido a ese recurso con ser el más usado para la generación de electricidad, sino que lejos de establecerse como una fuente confiable, estuvo a punto de desaparecer debido a la llegada de la máquina de vapor y el uso de otras tecnologías para la conversión de los combustibles fósiles en energía útil. La reaparición del viento como una fuente importante de energía en el mundo se debe clasificar como uno de los acontecimientos más importantes de finales del siglo 20 [4]. Para entender lo que sucedía antes del resurgimiento, cinco factores cruciales debieron existir: Una conciencia que los *recursos fósiles eran finitos*, entender que *viento existe en todo el planeta* (no es condiciones idóneas para emplazar parques eólicos, pero dependerá de los resultados de los estudios de viento locales), que existe la *tecnología para aprovechar la fuerza del viento* y que la proyección de la eficiencia de tal tecnología esta *in crescendo*, que existiera *una nueva forma de utilización del viento* más allá de los molinos de viento ancestrales y por último, que existiera la *voluntad política* para hacer regulaciones favorables al uso de los recursos renovables para generación de energía eléctrica [4].

El México, las políticas nacionales plasmadas en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 [5] publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2013, en pro del uso de las energías renovables y de la disminución en la emisiones de gases de efecto invernadero, en su estrategia 4.4.3, habla sobre fortalecer la política nacional de cambio climático y cuidado al medio ambiente para transitar hacia una economía

competitiva, sustentable, resiliente y de bajo carbono. Así mismo, en la estrategia 4.6.2, habla sobre asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país.

Con base en estas estrategias, la *Ley General de Cambio Climático*, que de acuerdo al Art. 3 de los transitorios, de las metas aspiracionales y plazos indicativos, en la fracción II, inciso D, para el 2020, *acorde con la meta – país en materia de reducción de emisiones, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en coordinación con la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE, deberán tener constituido un sistema de incentivos que promueva y permita hacer rentable la generación de electricidad a través de energías renovables, como la Eólica, la Solar y la Minihidráulica por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [6].*

Marco regulatorio de la energía eólica en México

El 20 de Diciembre del año 2013, los párrafos cuarto, sexto y cuarto de los 25, 27 y 28 respectivamente, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos fueron modificados, a lo cual se le denominó *Reforma Energética*.

La reforma energética modificó párrafos importantes alusivos al sector energético, los cuales detonaron a su vez modificaciones en las leyes reglamentarias, entre ellas, la más importante para el sector de la electricidad, que fue la derogación de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica y la creación de la **Ley de la Industria Eléctrica (LIE)**, que vendrían a hacer cumplir las metas y alcances de la *Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027*. La *LIE* en su artículo primero, párrafo dos cita: “Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones del servicio público y universal, *de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes*”[7].

Las energías limpias, como se denominan en la *Ley de la Industria Eléctrica* en el art. 3, frac. XXII, son aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas

emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las *Energías Limpias* se consideran las siguientes:

- a) El viento;
- b) La radiación solar, en todas sus formas;
- c) La energía oceánica en sus distintas formas;
- d) Etc.

Así mismo, el 24 de Diciembre del 2015, se expide la **Ley de Transición Energética**, la cual es reglamentaria del párrafo 6 y 8 del artículo 25 de la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*, y tiene por objeto, según el artículo 2, párrafo V, “Establecer mecanismos de promoción de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes” [8].

De acuerdo a lo plasmado anteriormente, ambas leyes, tanto la Ley de la Industria Eléctrica como la Ley de Transición Energética muestran una apertura al uso de las energías renovables para la producción de energía como un mecanismo de solución al actual problema de calentamiento global debido a la emisión de gases contaminantes por la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica para el desarrollo de los países.

La disponibilidad de energía está fuertemente ligada al nivel de bienestar, a la salud y por ende, a la duración de vida del ser humano. La realidad muestra que se vive actualmente en una sociedad altamente consumidora de energía. Los países más pobres muestran los consumos más bajos de energía, mientras que los países más ricos utilizan grandes cantidades de la misma. Sin embargo, este escenario está cambiando de forma drástica, donde en los próximos años, los países en vías de desarrollo serán los que experimenten con mayor rapidez un aumento en el consumo de energía debido al incremento que habrá tanto en sus poblaciones como en su economía.

En México, la capacidad instalada de la infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en el 2014 fue de 65,452 MW, de los cuales, 74.1% utilizan combustibles fósiles y

el 25.9% provienen de energías limpias (de acuerdo al concepto de energías limpias mencionado en la *Ley de la Industria Eléctrica*) [9].

La **Generación Distribuida**, esquema de generación de energía eléctrica *in situ*, existe desde la reforma aplicada a la desaparecida *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* el 23 de Diciembre del año de 1992, sin embargo, no existía un mecanismo que permitiera a los particulares pensar en sus propios proyectos para autoabastecer sus necesidades energéticas mediante las fuentes renovables.

El 27 de Junio del 2007 se publicó en el diario oficial de la federación (DOF) el **contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala**, que permitía a los permisionarios instalar y operar sistemas solares interconectados a la red, para generar energía eléctrica que les permitiera autoabastecer sus necesidades de energía eléctrica.

El 8 de Abril del 2010, el contrato de interconexión para fuente de energía solar en pequeña escala dio paso al **contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala**, que es el modelo de contrato vigente que permite a los usuarios interesados (de manera individual) en la generación de energía eléctrica para consumo propio interconectarse al SEN para dar certidumbre y continuidad al servicio eléctrico en los inmuebles.

Así también, si un grupo de usuarios, mediante sociedad, deseara generar energía eléctrica para autoabastecer sus necesidades, a partir del 21 de Agosto del 2012 fue posible con la expedición del **contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala**.

En ambos casos, para el uso de uno u otro contrato, la fuente y la potencia de la planta generadora es importante, *la baja potencia* se sitúa en 10 kW para usuarios con tarifa doméstica y 30 kW para usuarios de servicios generales (usuarios con tarifas en baja tensión no doméstica, tarifas comerciales 2 y 3 [10, 11].

Estado del arte análisis de variabilidad de la velocidad del viento

La energía disponible en el viento varía con el cubo de la velocidad del viento, de esta manera, es crítico un buen entendimiento de las características del recurso eólico para todos los aspectos de explotación, identificación de áreas idóneas y predicción de viabilidad económica de proyectos de parques eólicos a través del diseño de los aerogeneradores mismos y entendimiento de su efecto en las redes eléctricas.

Desde el punto de vista de la energía eólica, la característica que más llama la atención del recurso eólico es la *variabilidad*. El viento es muy variable, tanto geográficamente como temporalmente. La importancia de esto se amplifica por la relación cubica a la energía disponible.

En escalas de tiempo de minutos a segundos o menos, las variaciones de velocidad del viento conocidas como turbulencia pueden tener un efecto muy significativo en el diseño y el rendimiento de cada aerogenerador, así como en la calidad de la potencia suministrada a la red y su efecto sobre los consumidores [4].

De acuerdo Manwell *et al* (2009) [4], las variaciones de la velocidad del viento en el tiempo pueden ser divididas en las siguientes categorías:

- Inter – Anual;
- Anual;
- Diurno;
- Corto plazo (ráfagas y turbulencia),

Las variaciones inter – anuales ocurren en escalas de tiempo superiores a un año. Estas variaciones pueden tener un gran efecto en la producción de energía a largo plazo de las turbinas eólicas.

Variaciones importantes en la velocidad del viento promedio entre estaciones del año o mensualmente son comunes en la mayor parte del mundo.

Durante un día normal, ocurren variaciones en la temperatura de la superficie de la tierra debido al ciclo de radiación del sol. Las variaciones diarias en la radiación solar son las responsables de las variaciones diurnas del viento en las latitudes templadas sobre áreas de tierra relativamente plana.

La variación a corto plazo de la velocidad del viento incluye turbulencias y ráfagas. Así mismo, *las variaciones a corto plazo usualmente significan variaciones a lo largo de intervalos de tiempo de diez minutos o menos*. Los promedios de 10 minutos se determinan típicamente usando una tasa de muestreo de aproximadamente 1 segundo.

Se acepta generalmente que las variaciones en la velocidad del viento con periodos de menos de 1 segundo a 10 minutos y que tienen un carácter estocástico se considera que representan turbulencia [4].

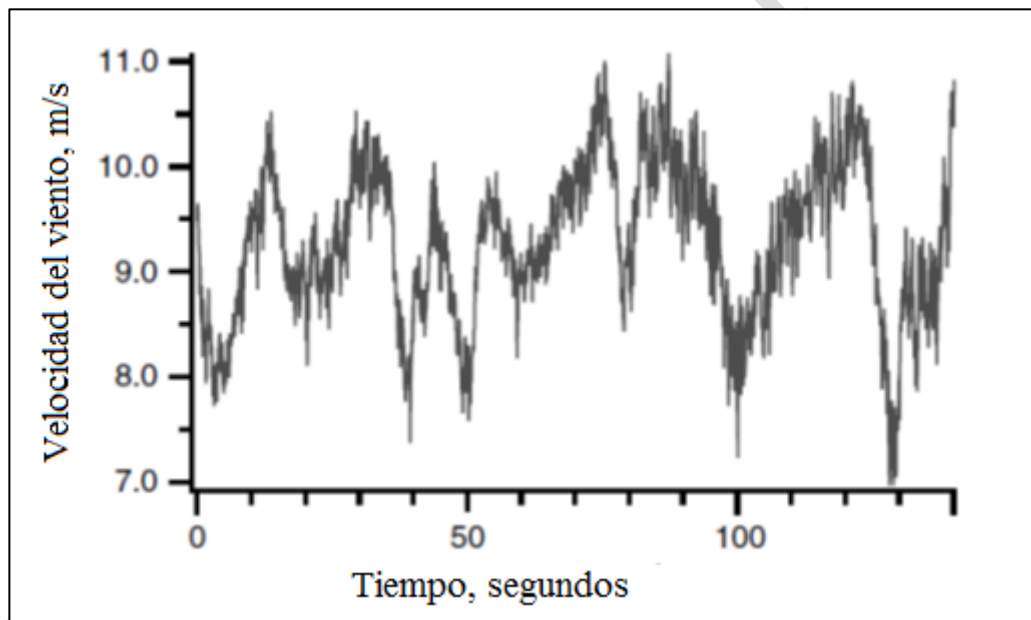


Fig. 2.1. Variaciones del viento a corto plazo. (fig. 2.9) *Adaptado de: Wind Energy Explained: Theory, design and application. J.F. Manwell et al (2009)*

De acuerdo a Tumur *et al* (2005) [2], la energía eólica puede fluctuar en varias escalas de tiempo; Está sujeto a variaciones estacionales de la producción máxima de electricidad en invierno o verano dependiendo de la región, así como cambios diurnos y por hora. *Las fluctuaciones a muy corto plazo*, en el marco de tiempo intra-minuto e inter-minuto, son pequeñas en relación con la capacidad instalada, en comparación con las variaciones

horarias o diarias y se nivelan cuando se consideran áreas de producción más grandes [4]. La aseveración de Tumur *et al* (2005) se basa en las turbinas eólicas de gran potencia, dado que el trabajo de investigación no es específico para turbinas de baja potencia.

La variabilidad de la velocidad del viento es mayor durante el día que durante la noche, incluso, esta variación, es mayor en días soleados debido al efecto del calentamiento de la superficie [12]. La diferencia en la variación de la velocidad del viento del día a la noche es debido a que durante la noche el efecto del calentamiento de la superficie no cambia de hora a hora [13].

Una manera para medir la variabilidad a corto plazo es comparar los coeficientes de variación de (COV, por sus siglas en ingles) de la potencia del viento. COV está definida como la relación entre el valor de la desviación estándar y el valor medio (promedio). Si las velocidades de viento fueran usadas, el COV resultante está referido a la intensidad de la turbulencia y es por tanto, *una medida para la turbulencia del viento*. Las intensidades de la turbulencia están directamente ligadas a la rugosidad de la superficie de la tierra (ej. Praderas, bosques, zona urbana, etc.) y a la estabilidad atmosférica [15].

Planteamiento del problema

En el internet existen bases de datos de forma libre y gratuita que ofrecen información sobre datos promedios de la condiciones ambientales, tal como la temperatura y la velocidad del viento, de las diferentes ciudades del México y el mundo, donde la información mostrada viene de bases de datos históricos y de fuentes confiables, tal como la Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América o del Servicio Meteorológico Nacional de México, pero que por la cantidad de información recabada, solo se muestran valores promedio con los que se puede trabajar.

Para las velocidades del viento, en el caso de la NASA, puede entregar información de cualquier punto del planeta con solo tener las coordenadas geográficas del sitio, y en respuesta entregara una tabla con las velocidades promedio mensuales.

Velocidad media mensual del viento a 10m sobre la superficie de la tierra para terrenos similares a aeropuertos (m/s)												
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
3.90	4.90	3.90	3.90	4.20	4.20	3.70	3.40	3.50	3.40	3.80	3.90	3.89

Tabla 1.1. Velocidades del viento promedio mensual a lo largo de un año natural.

<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

Ahora bien, matemáticamente el valor promedio está ligado a la media aritmética, la cual consiste en obtener un valor que represente al resto de ellos y se obtiene de la sumatoria del total, dividida entre el total de valores. Es importante mencionar que el uso del valor promedio tiene sus restricciones, debido a que los valores promedio son sensibles a los valores extremos, lo que significa que los valores grandes tienden a aumentar el promedio, mientras los valores pequeños a reducirlo.

De esta forma, el trabajar con tiempos promedio para el cálculo del potencial eólico de un lugar nos lleva a sobreestimar o subestimar el potencial real del emplazamiento, esto debido a que los regímenes de operación de las turbinas eólicas, sobre todo en las de baja potencia, son sumamente sensibles a los cambios súbitos en la velocidad del viento, lo que

invita a analizar la variabilidad a corto plazo, es decir, hacer promedios en periodos de tiempo más cortos.

Periodo	Turbinas	Velocidad media del viento (m/s)	Prediccion RETScreen (MWh)	Produccion de electricidad real (MWh)	Diferencia
1998*	1-3	4.9	250	270.9	-8%
1999*	1-3	5.4	317	208.6	+52%
Julio 1999 Junio 2000*	4-10	5.1	646	546.9	+18%
1999 - 2000**	1-10	5.4	1057	≈1,170	-10%

* De CADDET (2001)
 ** De Bergey (2000)

Tabla 6: Comparación de las predicciones de RETScreen contra datos monitoreados de Kotzebue, AK.

Fig. 1.1. Comparación de predicciones realizadas con el software RETScreen contra datos monitoreados por Kotzebue, AK. Adaptado de: *Clean Energy Project Analysis. RETScreen Engineering & cases textbook. Minister of Natural Resources Canada. 2005.*

La tabla anterior muestra que por diversas razones, entre ellas las humanas, nos llevan a subestimar o sobreestimar, durante las simulaciones, el potencial eólico.

Hipótesis

La metodología típica para determinar el potencial eólico en las diversas regiones (Wm^{-2}) genera una diferencia entre el potencial real y el potencial estimado particularmente en aerogeneradores de baja capacidad.

Objetivo General

Analizar el efecto de la variación a corto plazo de la velocidad del viento en los aerogeneradores de baja potencia.

Objetivos específicos

- Determinar mediante análisis estadístico la descomposición de los factores de forma y de escala para diferentes intervalos de tiempo promedio para determinar ajuste de curva de distribución a los datos resultantes.
- Determinar mediante análisis estadístico el Coeficiente de Variación de la velocidad del viento para diferentes intervalos de tiempo promedio para determinar la heterogeneidad de la variable.
- Inferir mediante análisis de regresión el coeficiente de variación y la densidad de potencia en velocidades de viento promedio de 1 minuto.

BORRADOR TESIS

III. MARCO TEORICO

Se sabe que un gas ideal se comporta de una manera tal que la relación entre la presión, temperatura y el volumen están bien caracterizados [16]. El aire, por ser un gas, responde a los cambios de temperatura, elevación y latitud.

La producción de energía en un aerogenerador depende de la interacción entre el rotor y el viento. El viento por su parte, puede ser considerado a ser una combinación del viento medio y de las fluctuaciones turbulentas de ese viento medio.

La experiencia ha mostrado que los mayores aspectos en el desempeño de una turbina eólica son determinados por las fuerzas aerodinámicas generadas por el viento. Las fuerzas aerodinámicas periódicas causadas por el gradiente del viento, vientos fuera del eje, y la rotación del rotor y de las fuerzas fluctuantes aleatoriamente inducidos por la turbulencia y los efectos dinámicos son la fuente de cargas de fatiga y son un factor en los picos de carga experimentadas por una turbina de viento. Estos son, por supuesto, importantes, pero esto sólo puede ser entendido una vez que ha sido comprendida la aerodinámica del funcionamiento en estado permanente.

Potencia disponible del viento

De acuerdo a la fig. 1, se puede determinar el flujo másico del aire, dm/dt , a través del área de barrido de un rotor de área A [4]. De la ecuación de continuidad de la mecánica de fluidos, el flujo másico es una función de la densidad del aire, ρ , y de la velocidad del aire (que se asume uniforme), U , y está dada por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU \quad (3.1)$$

La energía cinética por unidad de tiempo, o potencia, del flujo está dado por:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho AU^3 \quad (3.2)$$

De esta manera, la potencia del viento por unidad de área es, P/A o la densidad de potencia del viento es:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 \quad (3.3)$$

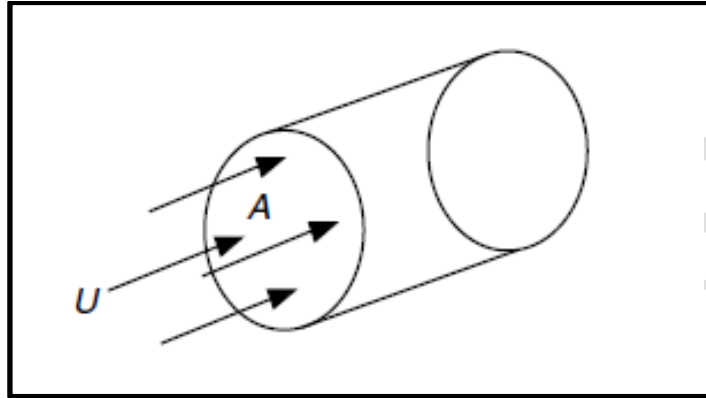


Fig. 3.1. Flujo del aire a través del área de barrido del rotor.
Wind Energy Explained. Theory, Design and application, 2nd ed.

De la ecuación (3.3), U es la velocidad del viento instantánea (m/s) y ρ es la densidad del aire (nivel del mar, 15°C, 1.224 kg/m³).

Es importante hacer notar que la densidad de la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

Análisis estadístico de datos de velocidad de viento

La estadística es un área de las matemáticas que permite recolectar, organizar e interpretar la información, asociada a diferentes actividades, del quehacer humano de forma sistemática. Los resultados obtenidos, a partir de los métodos estadísticos, son aplicados en prácticamente todas las áreas científicas y en todas aquellas donde es necesario fundamentar la toma de decisiones [17].

Para determinar el potencial eólico de un sitio dado, una herramienta comúnmente usada es el análisis estadístico, con ella, mediante tratamientos adecuados, se puede determinar incluso la producción de energía; si los datos de viento son obtenidos en el lugar y la altura

deseada, puede haber poca necesidad de un análisis de datos en términos de distribuciones de probabilidad y técnicas estadísticas [4]; si los datos de velocidad de viento obtenidos en un lugar particular debieran ser usados en un lugar diferente, o bien, cuando los datos recabados son datos de resumen entonces la solución a esto es el uso de representaciones analíticas para la distribución de probabilidad.

Estadística Descriptiva y Estadística Inferencial

La estadística es descriptiva cuando los resultados del estudio no pretenden ir más allá del conjunto de datos. En este caso, los datos se recopilan, se estructuran y se analizan usando métodos numéricos, tablas y gráficos. Estos datos permiten resumir y presentar la información de manera organizada.

La estadística es inferencial cuando el objetivo del estudio es describir los datos, y además, usar las conclusiones obtenidas para analizar un conjunto más amplio de datos. En este caso, a partir de los datos iniciales se realizan cálculos de probabilidad, estimaciones, predicciones, decisiones u otras generalizaciones [17].

La estadística descriptiva y la teoría de la probabilidad en conjunto son los pilares la estadística inferencial.

Medidas de tendencia central

Las medidas de tendencia central se utilizan para describir datos numéricos o sus distribuciones. Dado un conjunto de n mediciones y sus observaciones, $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ existen varias formas de describir su centro (punto medio o localización central). Entre las medidas de tendencia central más comunes se encuentran la **media aritmética**, la **mediana** y la **moda**.

Media aritmética o promedio

La media o promedio es un dato que se ubica en el centro de los datos y representa las características del grupo. La media es el punto de equilibrio del conjunto de datos y no necesariamente está en él [17].

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i \quad (3.21)$$

Mediana

La mediana es el dato que divide un conjunto de datos en dos partes porcentualmente iguales.

Para obtener la mediana se ordena el conjunto de datos de menor a mayor y luego, se ubica el valor que esta al centro de ellos [17].

- Si el número de datos es impar, la mediana es el dato que se ubica en la mita y siempre pertenece al conjunto.
- Si el número de datos es par, la mediana corresponde al promedio de los dos datos de la mitad. En algunos casos este valor no pertenece al conjunto.

Moda

La moda es la categoría que se representa con más frecuencia o el valor de U que se presenta con más frecuencia. Cuando las mediciones en una variable continua se han agrupado como histograma de frecuencia o de frecuencia relativa, la clase con el pico más alto o frecuencia se llama **clase modal**, y el punto medio de esa clase se toma como la moda.

Medidas de variabilidad o dispersión

Los conjuntos de datos pueden tener el mismo centro, pero con aspecto diferente por la forma en que los números se *dispersan* desde el centro. La **variabilidad** o **dispersión** es una muy importante característica de datos.

Las medidas de la variabilidad pueden ayudarle a crear una imagen mental de la dispersión de los datos.

Rango

El **rango, R**, de un conjunto de n mediciones se define como la diferencia entre la medición más grande y la más pequeña. El rango es una medida adecuada de variación para conjuntos pequeños de datos [18].

Varianza

La **varianza** es la suma de desviaciones cuadradas. La varianza será relativamente grande para datos muy variables y relativamente pequeña para datos menos variables.

La **varianza de una población** de N mediciones es el promedio de los cuadrados de las desviaciones de las mediciones alrededor de su media.

$$\sigma^2 = \frac{\sum (xi - \bar{U})^2}{N} \quad (3.22)$$

Desviación Estándar

La **desviación estándar** de un conjunto de mediciones es igual a la raíz cuadrada positiva de la varianza.

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum (xi - \bar{U})^2}{N}} \quad (3.23)$$

Tabla de frecuencias con datos agrupados

Cuando existen demasiados valores de la variable es conveniente trabajar con la agrupación de los datos en clases para de esta manera realizar el estudio de una manera más amigable.

Las tablas de distribución de frecuencias para variables cuantitativas (velocidades del viento) están formadas por intervalos de clase, frecuencia del intervalo, frecuencia relativa, frecuencia acumulada, frecuencia relativa acumulada y marca de clase. Es importante tener en cuenta que no se deben formar pocos intervalos ya que toda la información quedaría agrupada en pocas clases; tampoco se debe seleccionar una gran cantidad ya que se puede dispersar demasiado la información y se podría tener intervalos de clase con frecuencia 0, con lo cual es posible que la información original se afecte [17].

Una vez formadas las tablas de distribución de frecuencias, la obtención de histogramas, polígonos de frecuencias y ojivas es posible. Un *histograma* es la representación gráfica de una variable cuantitativa en la cual cada rectángulo representa una frecuencia.

Series de tiempo para análisis de velocidad del viento

Se le llama serie de tiempo a un conjunto de mediciones registradas secuencialmente en el tiempo. Las series temporales están constituidas por observaciones históricas, es decir, no proceden de la experimentación y por tanto, son irrepetibles [19].

El análisis de series de tiempo es estudiar observaciones pasadas para desarrollar un modelo apropiado que describe la estructura inherente de las series. Este modelo se usa entonces para generar valores futuros, por ejemplo, para hacer pronósticos. Los datos de la

velocidad del viento en formato de series de tiempo se agrupan por lo general en tablas de frecuencia, ya que es más conveniente para su análisis [20]. Estas permiten la realización de histogramas y con ellas, la aplicación de una curva de distribución que se ajuste a la forma del mismo. La distribución de probabilidad es un término que describe la probabilidad de que ocurran ciertos valores de una variable aleatoria, como lo es la velocidad del viento. En el análisis estadístico de velocidades de viento se utilizan mayormente dos *Distribuciones de Probabilidad* [21]: (1) la *Distribución de Rayleigh* y (2) la *Distribución de Weibull*; la distribución de Rayleigh utiliza un parámetro: la velocidad media del viento. La Distribución de Weibull se basa en dos parámetros, y por tanto, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento. Ambas Distribuciones de probabilidad, tanto la de Rayleigh como la de Weibull son llamadas distribuciones de sesgo en que se definen solo para valores mayores de 0 [4].

Distribución Rayleigh para análisis de velocidades de viento

La Función de Probabilidad de Rayleigh es un caso particular de la Función de Distribución de Weibull para $k=2$ [21]. Esto es, cuando el factor de forma (denominado factor “k”) toma el valor de 2.

La Función de Densidad de Probabilidad y la Función de Distribución Acumulativa están dadas por:

$$p(U) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right) \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (3.24)$$

$$F(U) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (3.25)$$

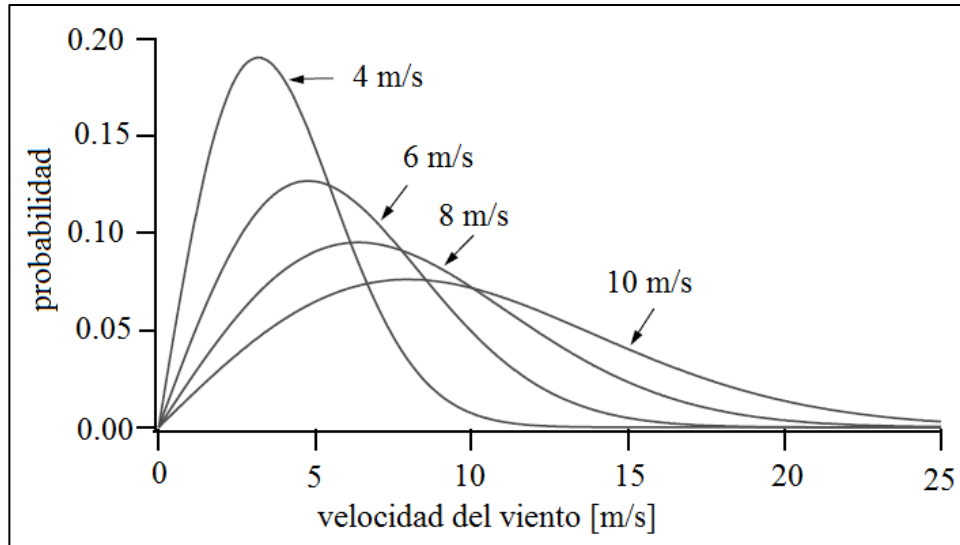


Fig. 3.4. Ejemplo de la Función de Densidad de Probabilidad de Rayleigh. *Wind Energy Explained. Theory, Design and application, 2nd ed.*

La figura anterior ilustra la Función de Densidad de Probabilidad de Rayleigh para diferentes velocidades medias. Como se observa, para valores más grandes de la velocidad media del viento se obtienen mejores probabilidades de velocidades más altas.

Distribución Weibull para análisis de velocidades de viento

La distribución de Weibull de dos parámetros es la hipótesis que es ampliamente usada en los estudios de ajuste de las series aleatorias de velocidades de viento [22]. Esta distribución es conocida por ser asimétrica para cualquier valor de sus parámetros sin embargo las medidas de asimetría podrían ser igual a cero para un conjunto específico de los parámetros de la distribución de Weibull, lo que podría llevar a la conclusión errónea que la distribución es simétrica [23].

La distribución de Weibull ha sido ajustada para datos de vientos en altura y para datos de viento sobre la superficie, así mismo, la distribución de Weibull es una herramienta útil para análisis de potencia del viento [24].

El uso de la Función de Densidad de Probabilidad de Weibull requiere el conocimiento de dos parámetros: k , un factor de forma, y c , un factor de escala. Ambos parámetros se obtienen en función de la velocidad media del viento (\bar{U}) y de la desviación estándar (σ).

La Función de Densidad de Probabilidad y la Función de Distribución Acumulativa están dadas por:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.26)$$

$$F(U) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.27)$$

De manera gráfica se ilustra en la figura siguiente el comportamiento de la Función de Densidad de Probabilidad para diferentes valores de k . En la figura se aprecia que a medida que el factor k incrementa, la curva de la función de densidad de probabilidad tiene una punta más picuda y separada del eje vertical, indicando mayores probabilidades de velocidades más altas.

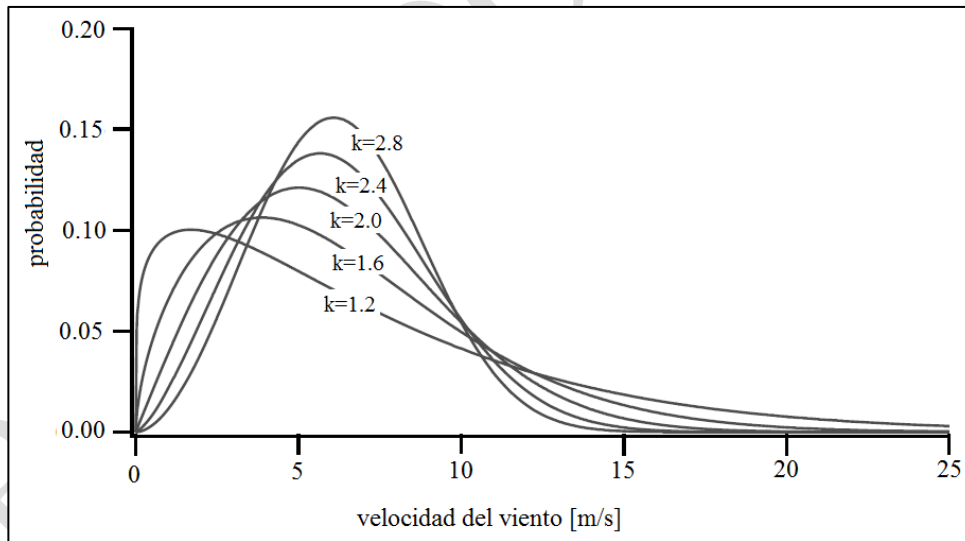


Fig. 3.5. Ejemplo de la Función de Densidad de Probabilidad de Weibull.
Wind Energy Explained. Theory, Design and application, 2nd ed

De acuerdo a *Justus (1978)* [25] la determinación de los parámetros de forma y de escala, en una aproximación aceptable, son mediante las siguientes ecuaciones:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{U}}\right)^{-1.086} \quad (3.28)$$

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (3.29)$$

El sesgo o asimetría de una curva de distribución es a menudo usada para determinar si la curva es simétrica o no. Las primeras mediciones del sesgo fueron reportadas por Pearson (1895) [26] y se basa en la distancia entre la media y la moda de una distribución estadística [23].

La distribución normal (curva en forma de campana, simétrica) tiene un sesgo igual a cero, sin embargo, la curva de distribución tiene una asimetría cargada a la derecha para valores bajos del parámetro de forma (típicamente factor “k”).

La curtosis hace referencia al apuntamiento de la curva de distribución en relación a un estándar, que es la distribución normal. La curva de la distribución normal es una curva Mesocúrtica, sin embargo, si el pico de la curva es más elevado se dice que es una curva Leptocúrtica, o en su defecto, si el pico es más bajo que la curva típica de una Distribución Normal, entonces se le denomina Platicúrtica.

Para el caso particular las velocidades de viento, debido a que son valores catalogados como extremos, forman curvas de distribución características del tipo Leptocúrtica, o bien, curvas con picos grandes y con decaimientos pronunciados y cola alargada hacia un extremo.

Dentro de la Distribución de Weibull, la curtosis, es directamente afectada por el factor de escala (típicamente factor “C”).

Coefficiente de Variación (COV)

El COV es la razón entre la desviación estándar y la media. El COV es una medida adimensional, donde un valor del coeficiente cercano al valor unitario indica una mayor heterogeneidad de los valores de la variable; un valor del coeficiente cercano al cero, indica una mayor homogeneidad de los valores de la variable.

$$COV = \frac{\sigma}{|U|} \quad (3.30)$$

Análisis de regresión

La palabra “regresión” se usó por primera vez en este contexto (estadístico) por Francis Galton (1822-1911) en sus estudios biológicos sobre la herencia. En ellos se notó que las características promedio de la siguiente generación de un grupo en particular tendían a moverse en la dirección de las características promedio de la población general, más que hacia las de la generación previa de este grupo. Esta tendencia fue referida como una regresión hacia la media de la población [27].

De manera básica, la regresión tiene dos significados: uno surge de la distribución conjunta de probabilidad de dos variables aleatorias; el otro es empírico y nace de la necesidad de ajustar alguna función a un conjunto de datos.

El método de mínimos cuadrados que usualmente se usa para ajustar una línea recta o un plano a una cantidad considerable de puntos de datos. A veces, la verdadera relación que se desea modelar es curva, en lugar de recta, un ejemplo claro es el caso de algo que crece exponencialmente, lo que significa que crece a un ritmo constante, la relación en X y Y es curva. Para adaptarse a algo como lo descrito anteriormente, se requiere el *análisis de regresión no lineal* [28].

IV. METODOLOGIA

Se utilizó un anemómetro sónico, marca Campbell Scientific, modelo CSAT3, para el registro de los datos. Éste se encuentra instalado a una altura aproximada de 20 metros sobre el nivel de terreno. El anemómetro tiene un espacio de medición vertical de 10 cm y opera en un modo acústico pulsado. El equipo mide las tres componentes ortogonales de la velocidad del viento (u , v , w) así como la velocidad del sonido (c), en un rango máximo de 60 Hz.

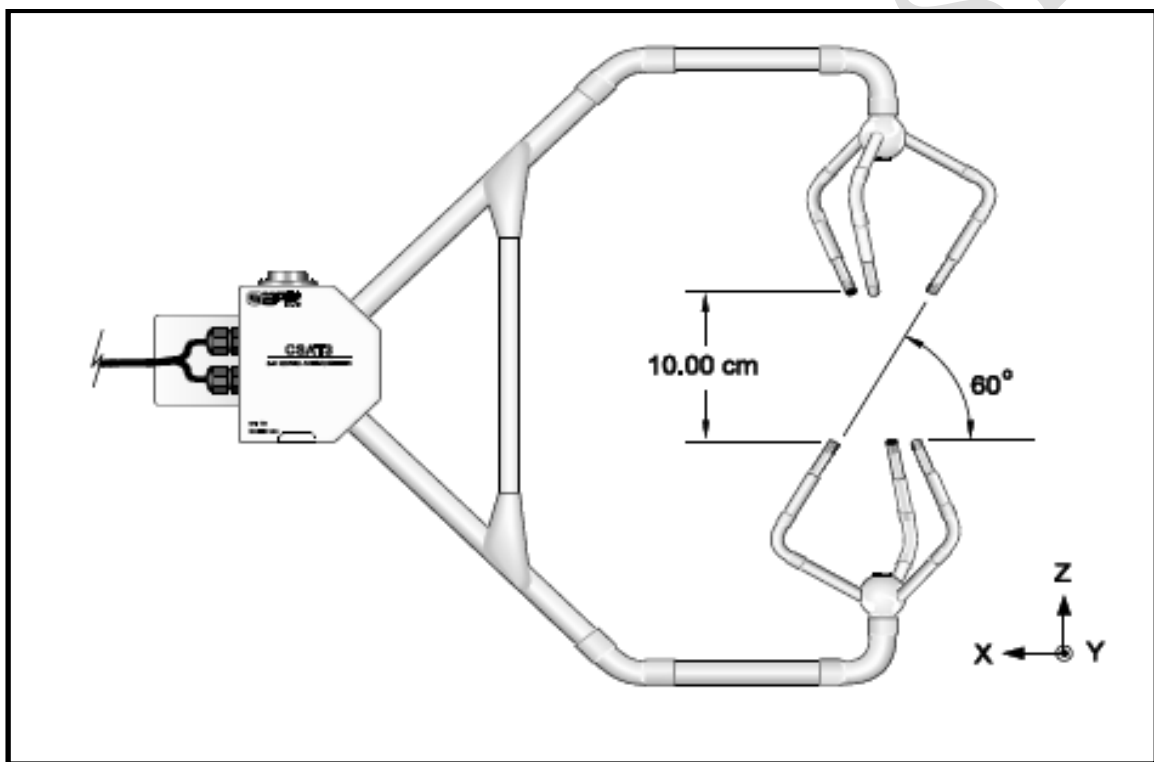


Fig. 4.1. Anemómetro sónico, marca Campbell Scientific, Modelo CSAT3.

Los datos de la velocidad media del viento, en intervalos de tiempo de 5 minutos, cuenta con 8,928 valores para los meses de 31 días, tales como Enero, Marzo, Mayo, Julio, Agosto, Octubre y Diciembre, así como, de 8,640 valores para los meses de 30 días, tales como Abril, Junio, Septiembre y Noviembre, y 8,208 valores promedio para el mes de Febrero.

De esta forma, los datos disponibles de velocidad del viento para un año natural, con lecturas otorgadas por el anemómetro a cada 5 minutos, son 105,264 datos. De acuerdo a

esto, se tiene que recurrir al análisis de series de tiempo mediante técnicas estadísticas, así como, aplicar el uso de las distribuciones de frecuencia para determinar el comportamiento de los parámetros de interés.

Análisis estadístico de datos del viento

De las series de tiempo mensuales, con mediciones de la velocidad media del viento a intervalos de tiempo de cinco minutos, mediante el uso de una hoja de cálculo se obtuvieron la media, la desviación estándar, para con estos dos parámetros obtener los factores de forma y de escala necesarios para calcular la *Función de Densidad de Probabilidad de Weibull*, básica para el estudio de velocidades de viento.

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media	1.36	1.76	2.05	2.48	2.64	2.06	2.36	2.01	1.44	1.49	1.30	1.01
D. Estándar	1.22	1.51	1.91	1.98	2.40	1.75	1.91	1.60	1.47	1.57	1.29	1.20
Factor k	1.12	1.18	1.08	1.28	1.11	1.19	1.26	1.28	0.98	0.94	1.00	0.83
Factor c	1.42	1.86	2.10	2.68	2.74	2.18	2.54	2.17	1.43	1.45	1.30	0.92

Tabla 4.1. Media, desviación estándar, factor k y factor c para un año natural. Fuente:

Así mismo, con las series de tiempo de cada uno de los meses, se realizó una tabla de frecuencias, así también, se integró el cálculo de la Función de Densidad de Probabilidad (FDP o PDF por sus siglas en inglés) de Weibull, esta última función con base en los parámetros obtenidos en la tabla 1.

Para la clase, de la tabla de frecuencias, se tomó la velocidad media del viento de 0 a 15 m/s, esto debido a que existen en la serie de tiempo valores inferiores a 1 m/s, así como, valores inferiores a 15 m/s. En algunos meses, las clases se tomaron entre 0 y 17 m/s debido a que la velocidad media del viento supero los 15 m/s, y para el caso de Julio y Septiembre, las clases fueron entre 0 y 20 m/s.

Tabla de Frecuencias y cálculo FDP de Weibull - Enero				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	673	0.075	673	0.000
1	3923	0.439	4596	0.386
2	2445	0.274	7041	0.189
3	1176	0.132	8217	0.085
4	371	0.042	8588	0.036
5	173	0.019	8761	0.015
6	92	0.010	8853	0.006
7	46	0.005	8899	0.002
8	12	0.001	8911	0.001
9	9	0.001	8920	0.000
10	4	0.000	8924	0.000
11	2	0.000	8926	0.000
12	2	0.000	8928	0.000
13	0	0.000	8928	0.000
14	0	0.000	8928	0.000
15	0	0.000	8928	0.000

Tabla 4.2. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Enero

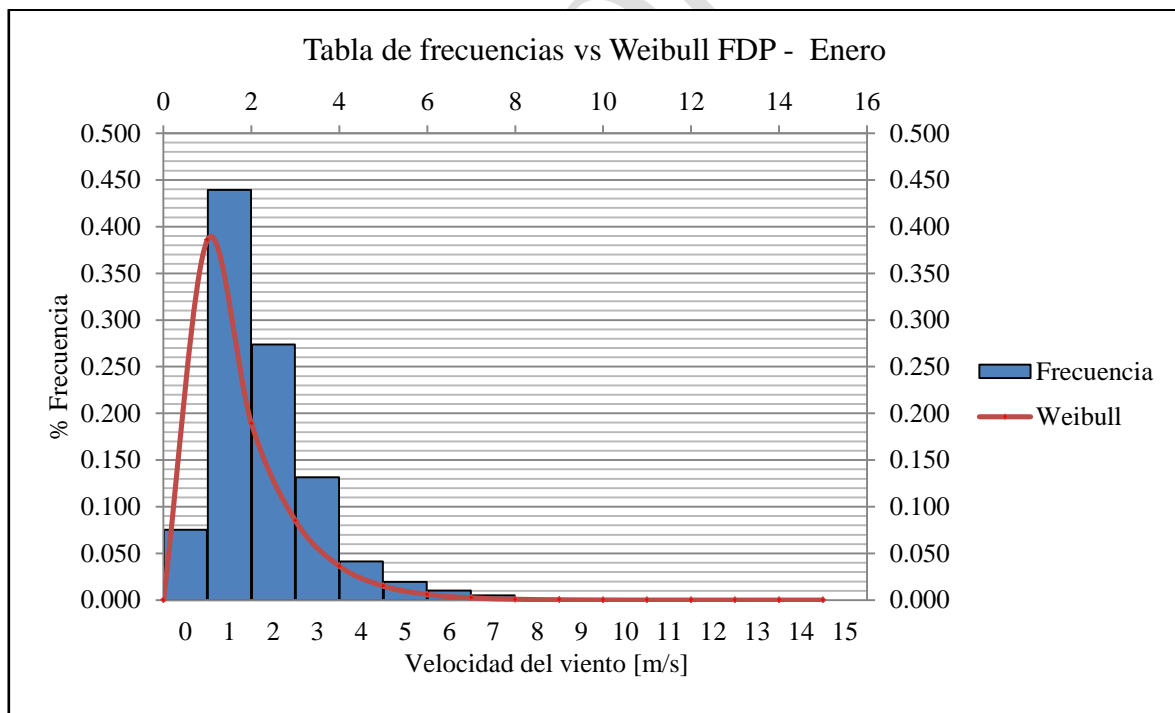


Gráfico 4.1. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull - Enero

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Febrero				
Clase	Frecuencia	% Frecuencia	Frecuencia acumulada	Weibull
0	549	0.068	549	0.000
1	2680	0.332	3229	0.350
2	2163	0.268	5392	0.216
3	1347	0.167	6739	0.119
4	629	0.078	7368	0.062
5	398	0.049	7766	0.031
6	141	0.017	7907	0.015
7	95	0.012	8002	0.007
8	37	0.005	8039	0.003
9	16	0.002	8055	0.001
10	3	0.000	8058	0.001
11	5	0.001	8063	0.000
12	0	0.000	8063	0.000
13	1	0.000	8064	0.000
14	0	0.000	8064	0.000
15	0	0.000	8064	0.000

Tabla 4.3. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull – Febrero

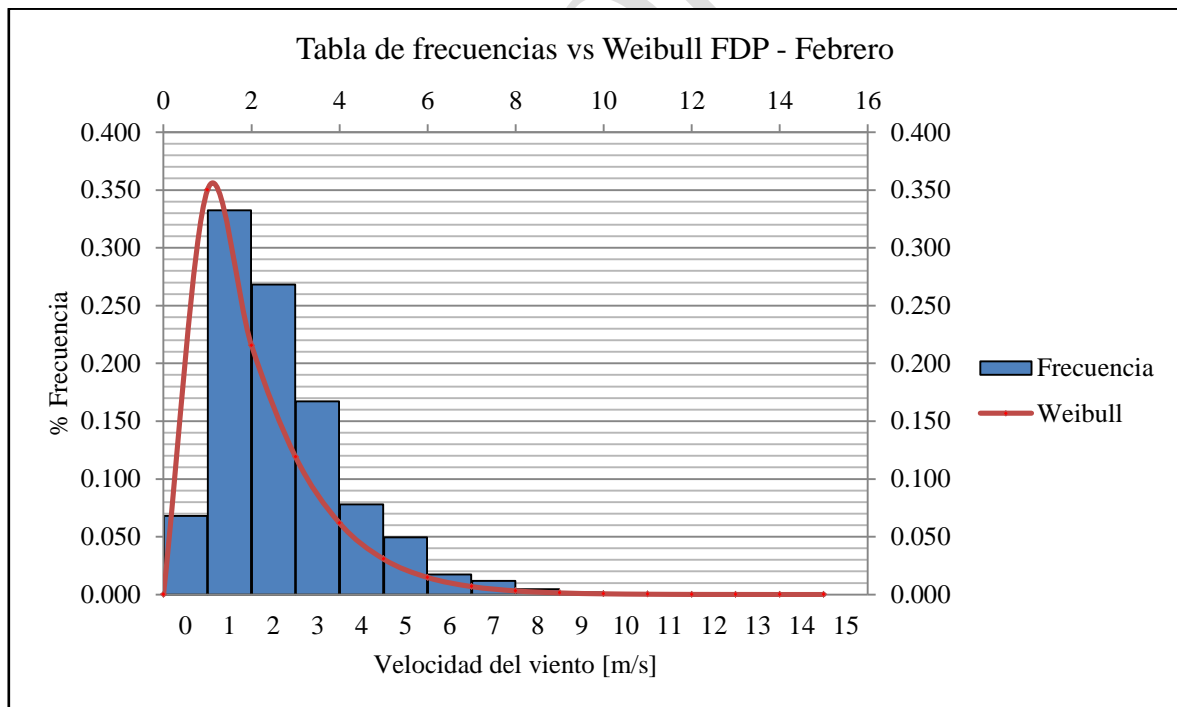


Gráfico 4.2. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Febrero

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Marzo				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	599	0.067	599	0.000
1	3015	0.338	3614	0.308
2	1843	0.206	5457	0.198
3	1476	0.165	6933	0.121
4	799	0.089	7732	0.073
5	497	0.056	8229	0.043
6	278	0.031	8507	0.025
7	166	0.019	8673	0.015
8	113	0.013	8786	0.008
9	60	0.007	8846	0.005
10	51	0.006	8897	0.003
11	21	0.002	8918	0.002
12	6	0.001	8924	0.001
13	4	0.000	8928	0.000
14	0	0.000	8928	0.000
15	0	0.000	8928	0.000

Tabla 4.4. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Marzo

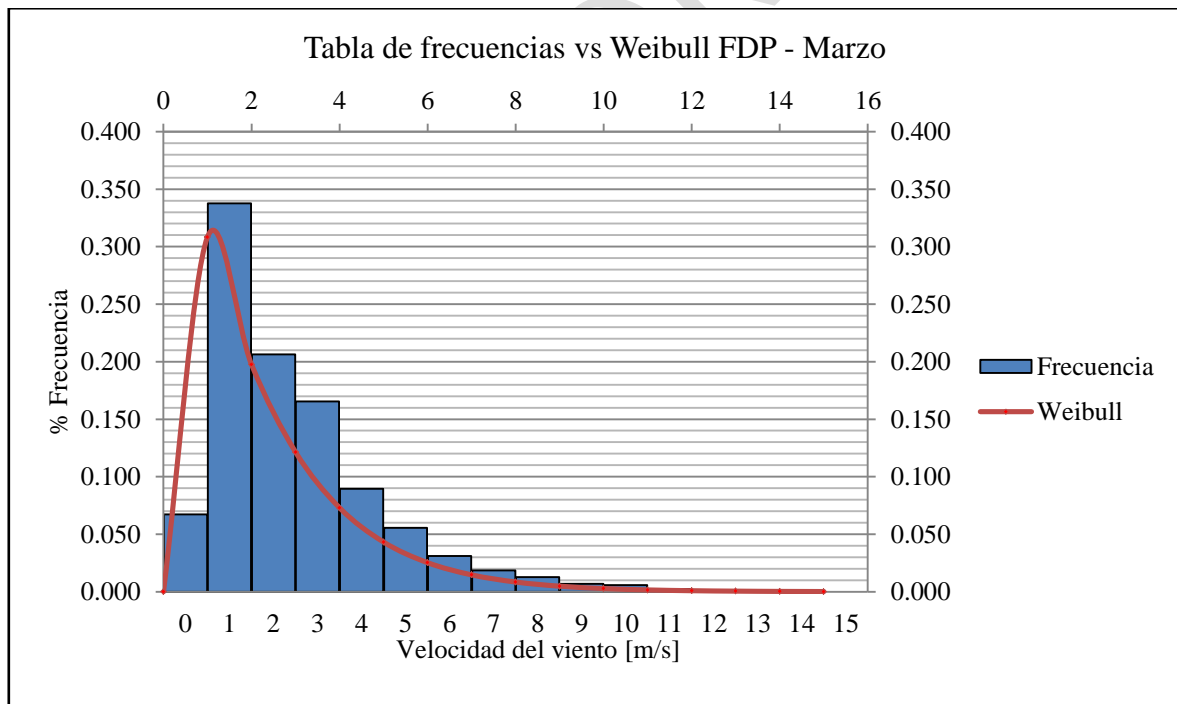


Grafico 4.3. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull - Marzo

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Abril				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	410	0.047	410	0.000
1	2149	0.249	2559	0.273
2	1628	0.188	4187	0.221
3	1747	0.202	5934	0.155
4	1085	0.126	7019	0.101
5	722	0.084	7741	0.062
6	416	0.048	8157	0.036
7	210	0.024	8367	0.021
8	128	0.015	8495	0.011
9	75	0.009	8570	0.006
10	33	0.004	8603	0.003
11	12	0.001	8615	0.002
12	15	0.002	8630	0.001
13	6	0.001	8636	0.000
14	2	0.000	8638	0.000
15	0	0.000	8638	0.000
16	2	0.000	8640	0.000
17	0	0.000	8640	0.000

Tabla 4.5. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Abril

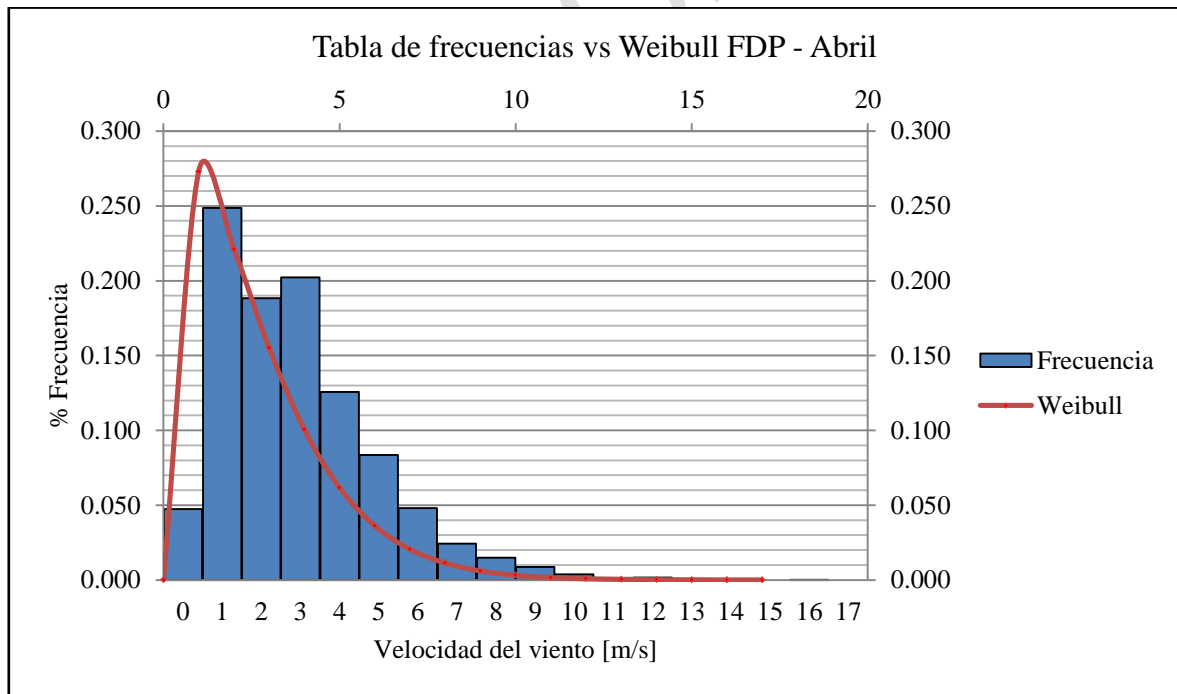


Grafico 4.4. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Abril

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Mayo				
Clase	Frecuencia	% Frecuencia	Frecuencia acumulada	Weibull
0	588	0.066	588	0.000
1	2308	0.259	2896	0.262
2	1654	0.185	4550	0.193
3	1500	0.168	6050	0.135
4	875	0.098	6925	0.092
5	690	0.077	7615	0.061
6	427	0.048	8042	0.041
7	297	0.033	8339	0.026
8	230	0.026	8569	0.017
9	138	0.015	8707	0.011
10	108	0.012	8815	0.007
11	55	0.006	8870	0.004
12	30	0.003	8900	0.003
13	17	0.002	8917	0.002
14	6	0.001	8923	0.001
15	4	0.000	8927	0.001
16	0	0.000	8927	0.000
17	1	0.000	8928	0.000

Tabla 4.6. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Mayo

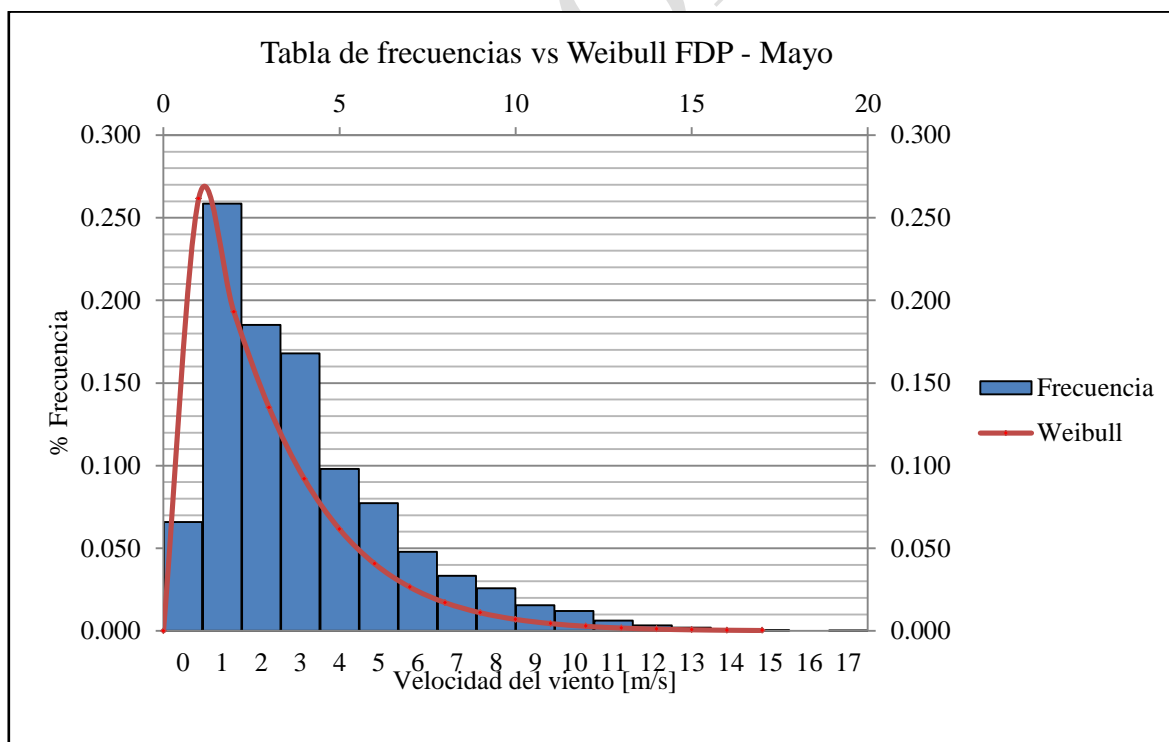


Grafico 4.5. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Mayo

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Junio				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	724	0.084	724	0.000
1	2523	0.292	3247	0.317
2	1709	0.198	4956	0.218
3	1636	0.189	6592	0.135
4	941	0.109	7533	0.078
5	553	0.064	8086	0.044
6	285	0.033	8371	0.024
7	138	0.016	8509	0.012
8	68	0.008	8577	0.006
9	37	0.004	8614	0.003
10	11	0.001	8625	0.002
11	9	0.001	8634	0.001
12	1	0.000	8635	0.000
13	4	0.000	8639	0.000
14	1	0.000	8640	0.000
15	0	0.000	8640	0.000

Tabla 4.7. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Junio

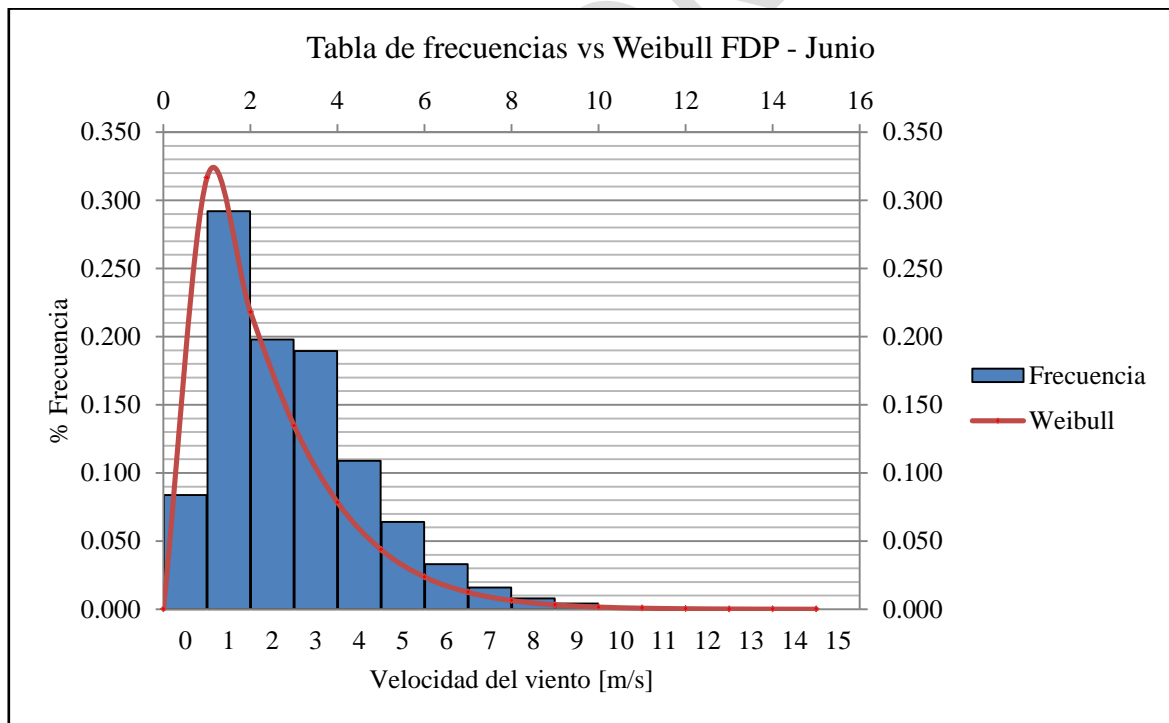


Gráfico 4.6. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Junio

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Julio				
Clase	Frecuencia	% Frecuencia	Frecuencia acumulada	Weibull
0	580	0.065	580	0.000
1	2264	0.254	2844	0.286
2	1563	0.175	4407	0.223
3	1895	0.212	6302	0.151
4	1175	0.132	7477	0.095
5	704	0.079	8181	0.057
6	311	0.035	8492	0.032
7	200	0.022	8692	0.018
8	108	0.012	8800	0.010
9	68	0.008	8868	0.005
10	34	0.004	8902	0.003
11	9	0.001	8911	0.001
12	3	0.000	8914	0.001
13	9	0.001	8923	0.000
14	1	0.000	8924	0.000
15	1	0.000	8925	0.000
16	2	0.000	8927	0.000
17	1	0.000	8928	0.000
18	0	0.000	8928	0.000
19	0	0.000	8928	0.000
20	0	0.000	8928	0.000

Tabla 4.8. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull – Julio

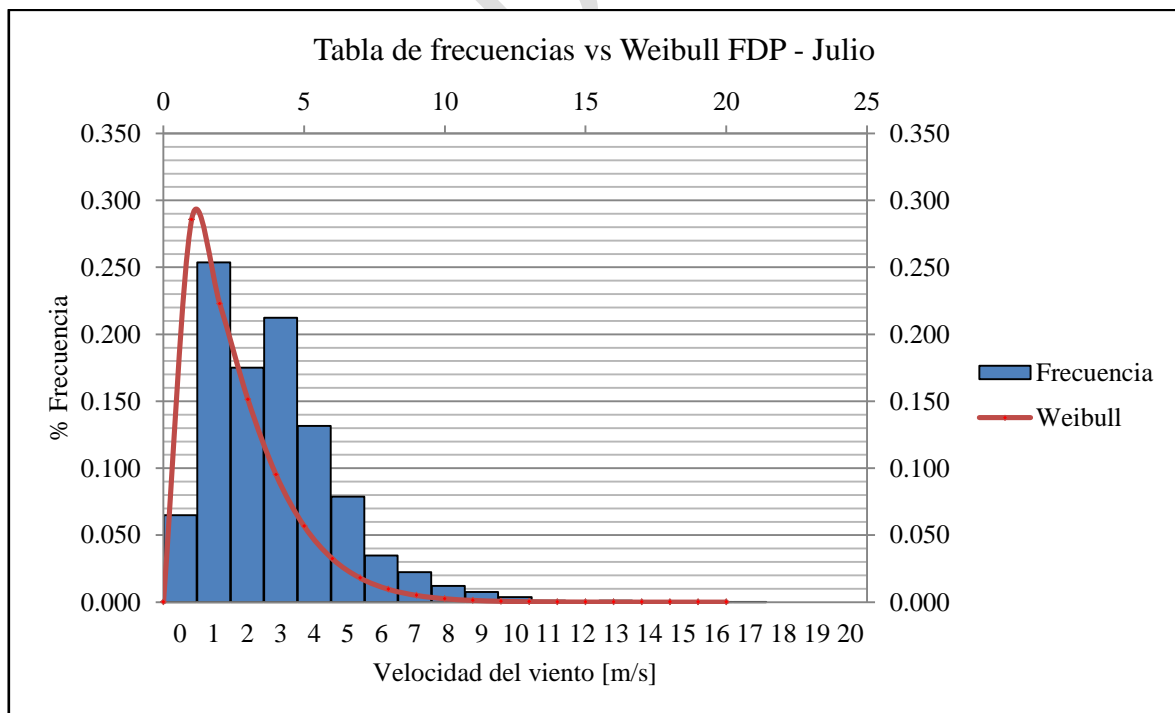


Gráfico 4.7. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Julio

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Agosto				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	728	0.081	728	0.000
1	2561	0.286	3289	0.328
2	1725	0.193	5014	0.235
3	1897	0.212	6911	0.143
4	1037	0.116	7948	0.079
5	571	0.064	8519	0.041
6	253	0.028	8772	0.020
7	97	0.011	8869	0.009
8	43	0.005	8912	0.004
9	15	0.002	8927	0.002
10	6	0.001	8933	0.001
11	3	0.000	8936	0.000
12	3	0.000	8939	0.000
13	0	0.000	8939	0.000
14	0	0.000	8939	0.000
15	0	0.000	8939	0.000

Tabla 4.9. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Agosto

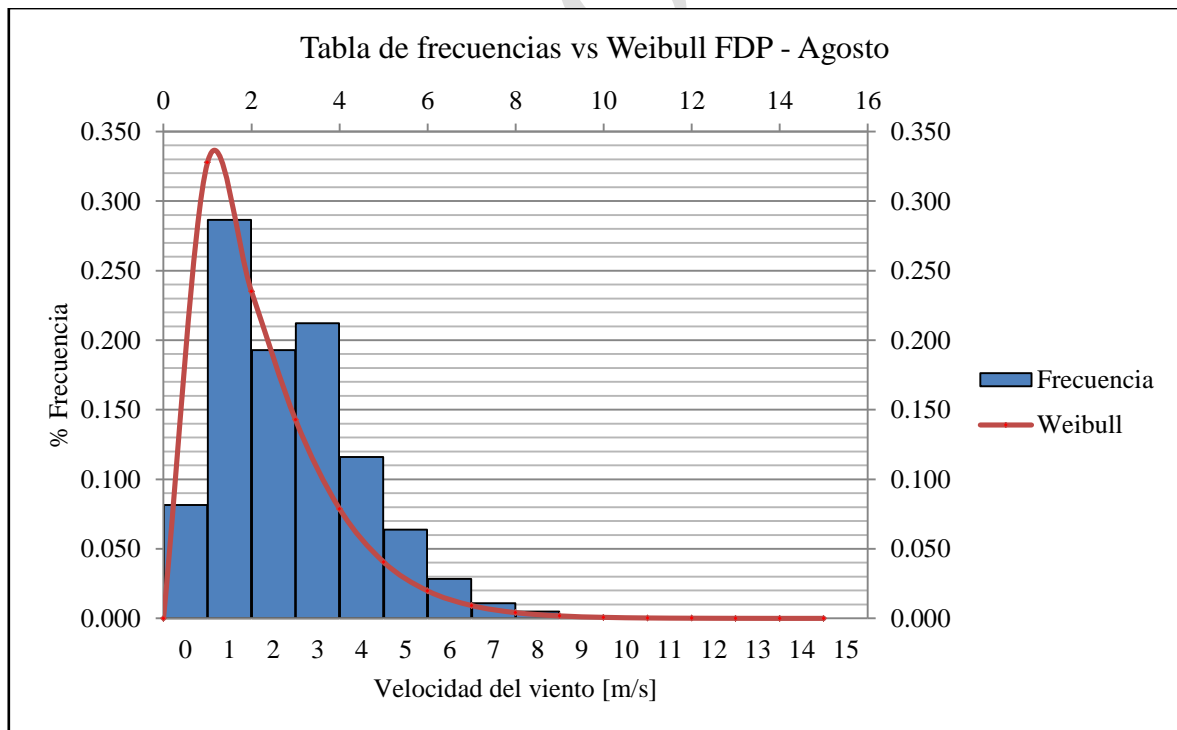


Gráfico 4.8. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Agosto

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Septiembre				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	1523	0.176	1523	0.000
1	3156	0.365	4679	0.341
2	1575	0.182	6254	0.169
3	1262	0.146	7516	0.085
4	585	0.068	8101	0.043
5	304	0.035	8405	0.022
6	128	0.015	8533	0.011
7	64	0.007	8597	0.006
8	19	0.002	8616	0.003
9	12	0.001	8628	0.002
10	7	0.001	8635	0.001
11	0	0.000	8635	0.000
12	3	0.000	8638	0.000
13	0	0.000	8638	0.000
14	0	0.000	8638	0.000
15	0	0.000	8638	0.000
16	0	0.000	8638	0.000
17	2	0.000	8640	0.000
18	0	0.000	8640	0.000
19	0	0.000	8640	0.000
20	0	0.000	8640	0.000

Tabla 4.10. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull – Septiembre

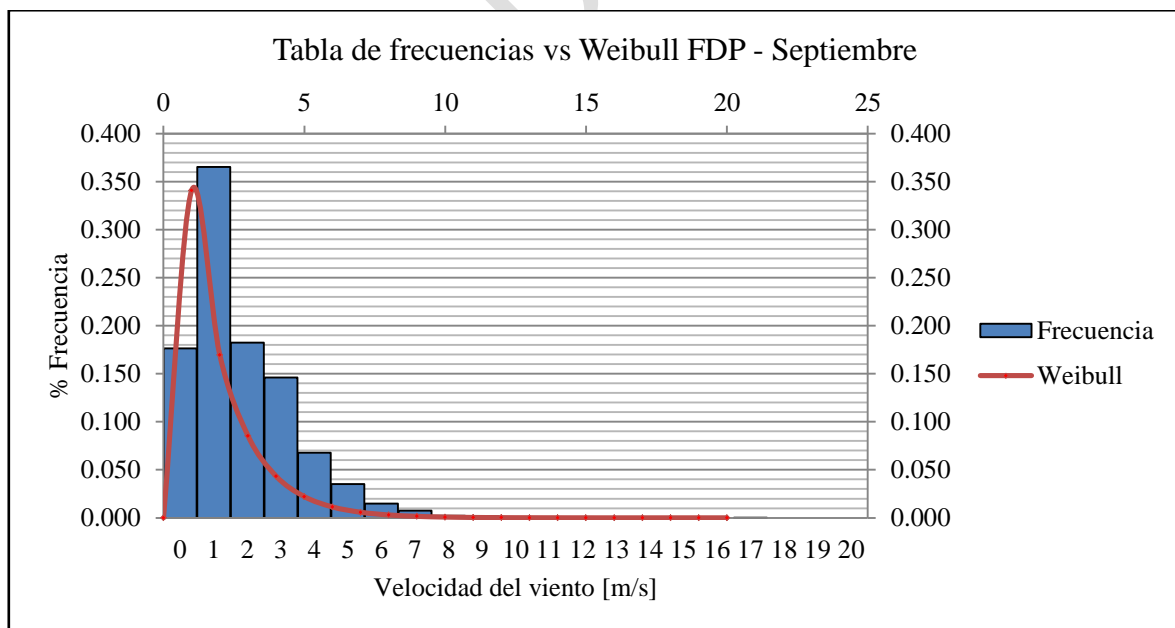


Gráfico 4.9. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Septiembre

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull – Octubre				
<i>Clase</i>	<i>Frecuencia</i>	<i>% Frecuencia</i>	<i>Frecuencia acumulada</i>	<i>Weibull</i>
0	906	0.101	906	0.000
1	4019	0.450	4925	0.328
2	1822	0.204	6747	0.165
3	1103	0.124	7850	0.086
4	475	0.053	8325	0.045
5	255	0.029	8580	0.024
6	133	0.015	8713	0.013
7	92	0.010	8805	0.007
8	54	0.006	8859	0.004
9	24	0.003	8883	0.002
10	26	0.003	8909	0.001
11	10	0.001	8919	0.001
12	5	0.001	8924	0.000
13	2	0.000	8926	0.000
14	1	0.000	8927	0.000
15	1	0.000	8928	0.000

Tabla 4.11. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Octubre

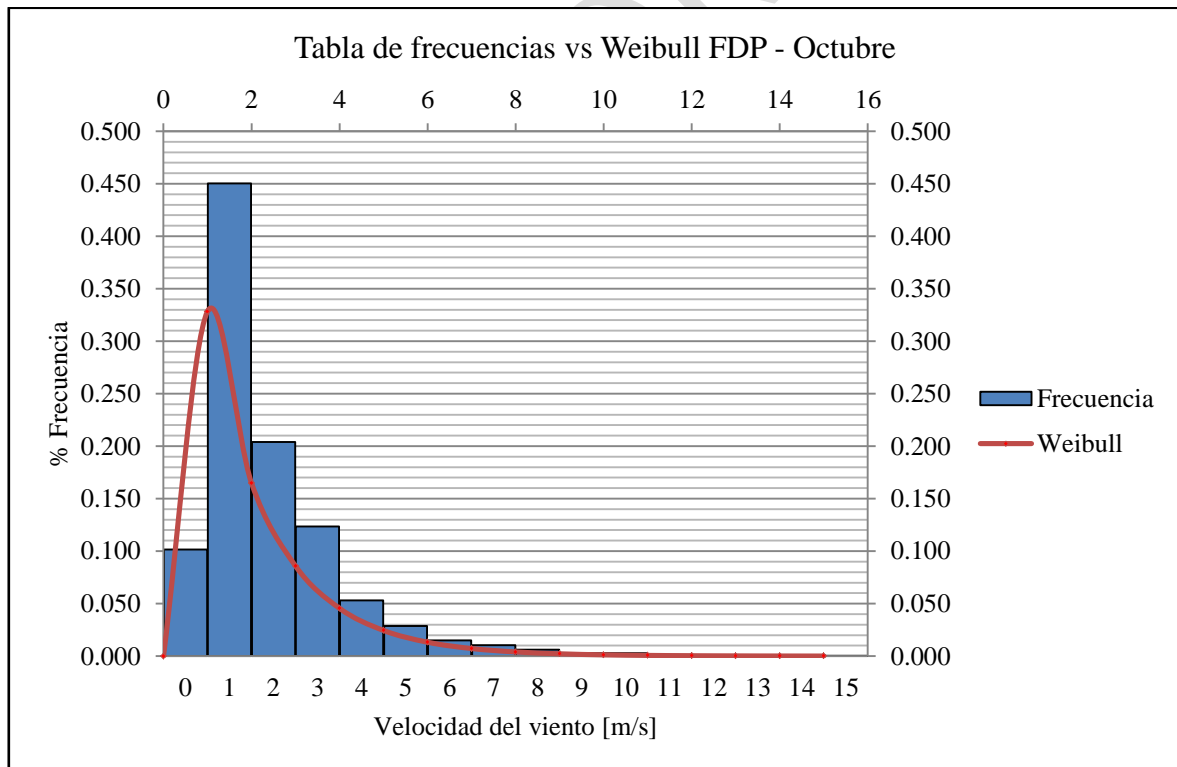


Grafico 4.10. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Octubre

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Noviembre				
Clase	Frecuencia	% Frecuencia	Frecuencia acumulada	Weibull
0	1225	0.142	1225	0.000
1	3730	0.432	4955	0.358
2	1809	0.209	6764	0.166
3	1077	0.125	7841	0.077
4	441	0.051	8282	0.035
5	204	0.024	8486	0.016
6	81	0.009	8567	0.007
7	42	0.005	8609	0.003
8	15	0.002	8624	0.002
9	9	0.001	8633	0.001
10	6	0.001	8639	0.000
11	1	0.000	8640	0.000
12	0	0.000	8640	0.000
13	0	0.000	8640	0.000
14	0	0.000	8640	0.000
15	0	0.000	8640	0.000

Tabla 4.12. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Noviembre

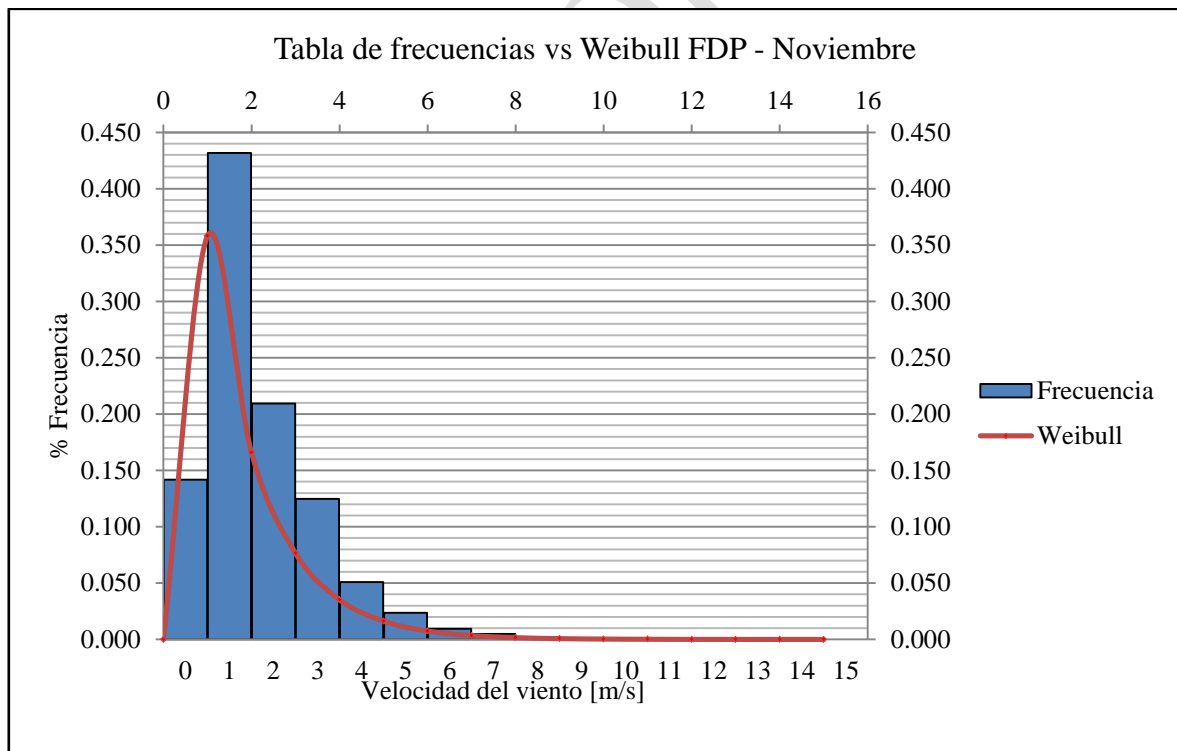


Grafico 4.11. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Noviembre

Tabla de Frecuencias y cálculo de Weibull - Diciembre				
Clase	Frecuencia	% Frecuencia	Frecuencia acumulada	Weibull
0	2444	0.274	2444	0.000
1	3356	0.376	5800	0.304
2	1834	0.205	7634	0.117
3	744	0.083	8378	0.051
4	270	0.030	8648	0.024
5	137	0.015	8785	0.011
6	86	0.010	8871	0.006
7	34	0.004	8905	0.003
8	17	0.002	8922	0.002
9	3	0.000	8925	0.001
10	2	0.000	8927	0.000
11	1	0.000	8928	0.000
12	0	0.000	8928	0.000
13	0	0.000	8928	0.000
14	0	0.000	8928	0.000
15	0	0.000	8928	0.000

Tabla 4.13. Tabla de frecuencias y cálculo de FDP de Weibull - Diciembre

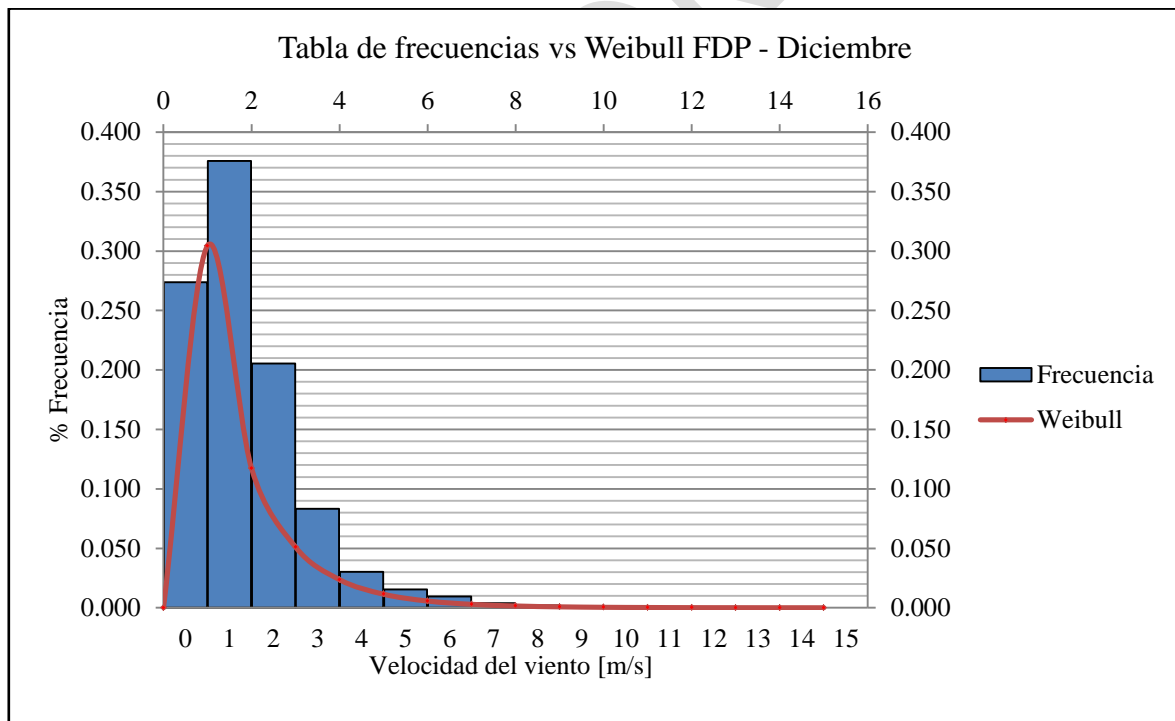


Grafico 4.12. Histograma de tabla de frecuencias con FDP de Weibull – Diciembre

Como se observa en cada uno de los histogramas, se colocó la FDP de Weibull sobre la gráfica de barras, esto permite observar el ajuste Weibull para el caso particular de cada mes sobre las velocidades del viento promediadas a 5 minutos en la ciudad de Mexicali. Los resultados de este trabajo se discuten en los resultados y conclusiones del presente trabajo.

Serie de tiempo de velocidad del viento

A partir de la serie de tiempo de la velocidad media del viento, en intervalos de 5 minutos, para un mes en particular se calculó el valor máximo, valor mínimo, media, desviación estándar, varianza, así como, el factor de forma y de escala a intervalos de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55 y 60 minutos.

	Vp- 5min	Vp- 10min	Vp- 15min	Vp- 20m	Vp- 25min	Vp- 30min	Vp- 35min	Vp- 40min	Vp- 45min	Vp- 50min	Vp- 55min	Vp- 60min
Máximo	11.90	10.35	10.43	8.80	8.62	8.61	7.58	7.25	7.33	7.20	7.78	7.20
Mínimo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02
Media	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
Des Est	1.22	1.11	1.07	1.05	1.03	1.02	1.01	1.00	0.99	0.99	0.98	0.97
Var	1.49	1.24	1.15	1.10	1.07	1.04	1.02	1.00	0.98	0.98	0.97	0.95
k	1.12	1.23	1.28	1.32	1.33	1.36	1.37	1.39	1.40	1.40	1.41	1.42
c	1.41	1.45	1.46	1.47	1.47	1.48	1.48	1.48	1.49	1.49	1.49	1.49

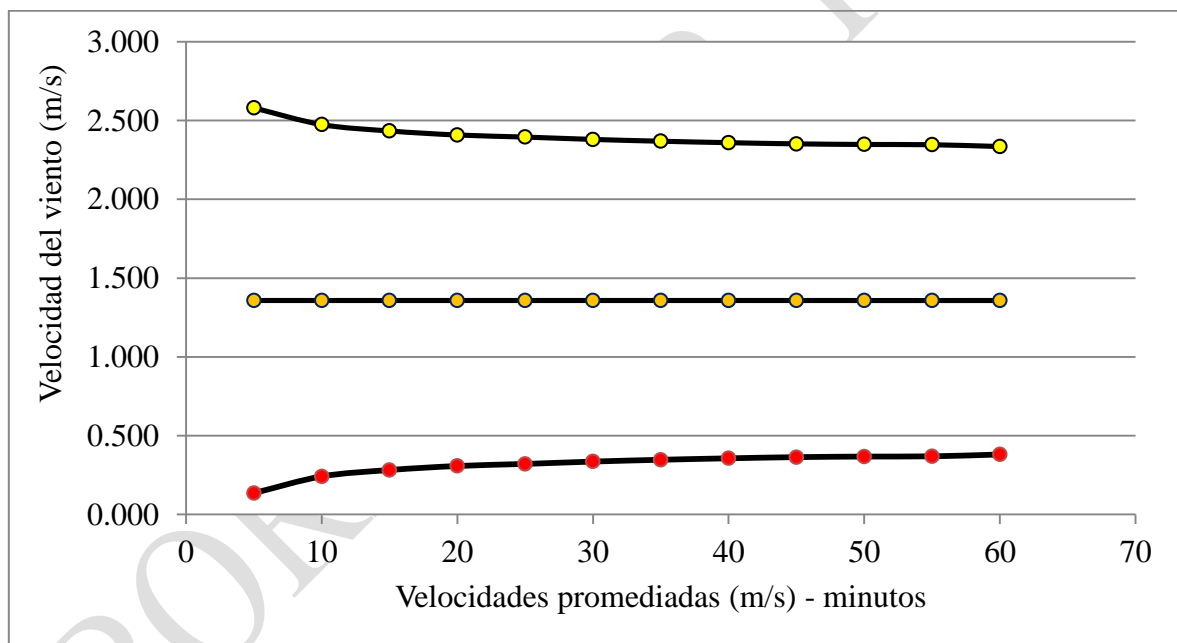
Tabla 4.14. Comportamiento de valor máximo, valor mínimo, media, desviación estándar, varianza, factor de forma y factor de escala para intervalos de tiempo en múltiplos de 5 minutos.

Debido a que el factor de forma y de escala está en función de la velocidad media y de la desviación estándar, estos van cambiando de acuerdo a como lo hace la desviación estándar.

Lo anteriormente descrito, se plasma en la tabla siguiente, donde a la desviación estándar se le obtiene su valor superior y valor inferior, todo esto, con respecto a la media.

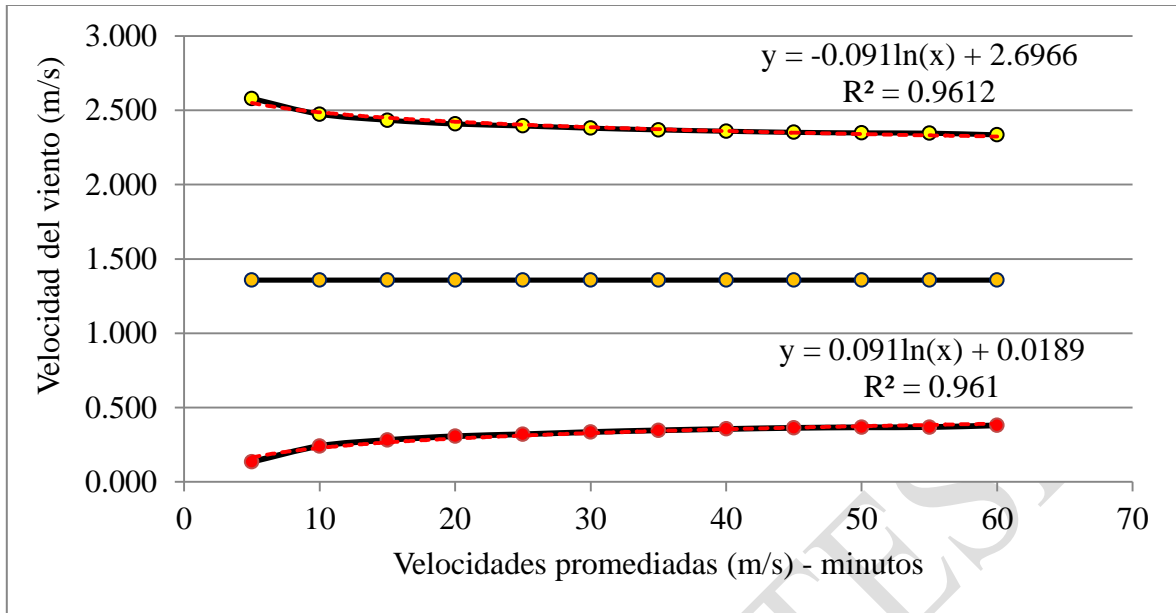
Minutos	Media	SD (-)	SD (+)	SD
5	1.35	0.13	2.58	1.22
10	1.35	0.24	2.47	1.11
15	1.35	0.28	2.43	1.07
20	1.35	0.30	2.40	1.05
25	1.35	0.32	2.39	1.03
30	1.35	0.33	2.38	1.02
35	1.35	0.34	2.36	1.01
40	1.35	0.35	2.35	1.00
45	1.35	0.36	2.35	0.99
50	1.35	0.36	2.34	0.99
55	1.35	0.36	2.34	0.98
60	1.35	0.38	2.33	0.97

Tabla 4.15. Comportamiento de la desviación estándar (Valor máximo y mínimo) con respecto a la velocidad Media del viento en intervalos de tiempo de 5 minutos



Gráfica 4.13. Comportamiento grafico de la desviación estándar.

A la gráfica 4.13 se le hace un análisis de regresión logarítmica, lo cual, entregara una ecuación que describirá el comportamiento de la desviación estándar con respecto a la media.

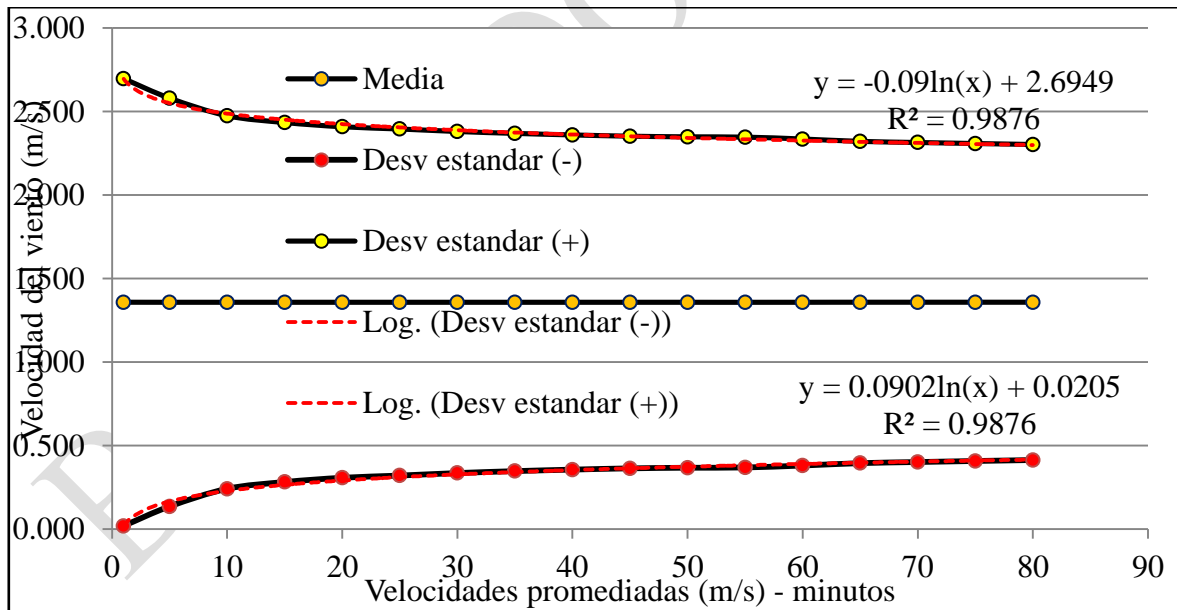


Grafica 4.14. Obtención de línea de tendencia [análisis de regresión] y ecuación que la define del comportamiento de la desviación estándar.

De la gráfica 4.14, las ecuaciones obtenidas en las líneas de tendencia, se utilizan para obtener valores de la velocidad media y de la desviación estándar en intervalos de tiempo desconocidos. Es importante mencionar que las velocidades de viento entregadas por el anemómetro del cual se obtuvo la información son en intervalos de 5 minutos, por lo que la velocidad media y la desviación estándar para 1 minutos es calculada mediante la ecuación de regresión.

Minutos	Media	SD (-)	SD (+)	SD
1	1.358	0.019	2.697	1.339
5	1.358	0.136	2.580	1.222
10	1.358	0.241	2.474	1.117
15	1.358	0.282	2.434	1.076
20	1.358	0.307	2.408	1.051
25	1.358	0.320	2.395	1.037
30	1.358	0.335	2.380	1.022
35	1.358	0.347	2.369	1.011
40	1.358	0.356	2.359	1.002
45	1.358	0.363	2.352	0.994
50	1.358	0.367	2.348	0.991
55	1.358	0.369	2.346	0.989
60	1.358	0.380	2.335	0.977
65	1.358	0.395	2.321	0.963
70	1.358	0.401	2.314	0.956
75	1.358	0.407	2.308	0.950
80	1.358	0.413	2.302	0.944

Tabla 4.16. Aplicación de ecuación de regresión para obtener valores de la media y desviación estándar en intervalos de tiempo para 1, 65, 70, 75 y 80 min.



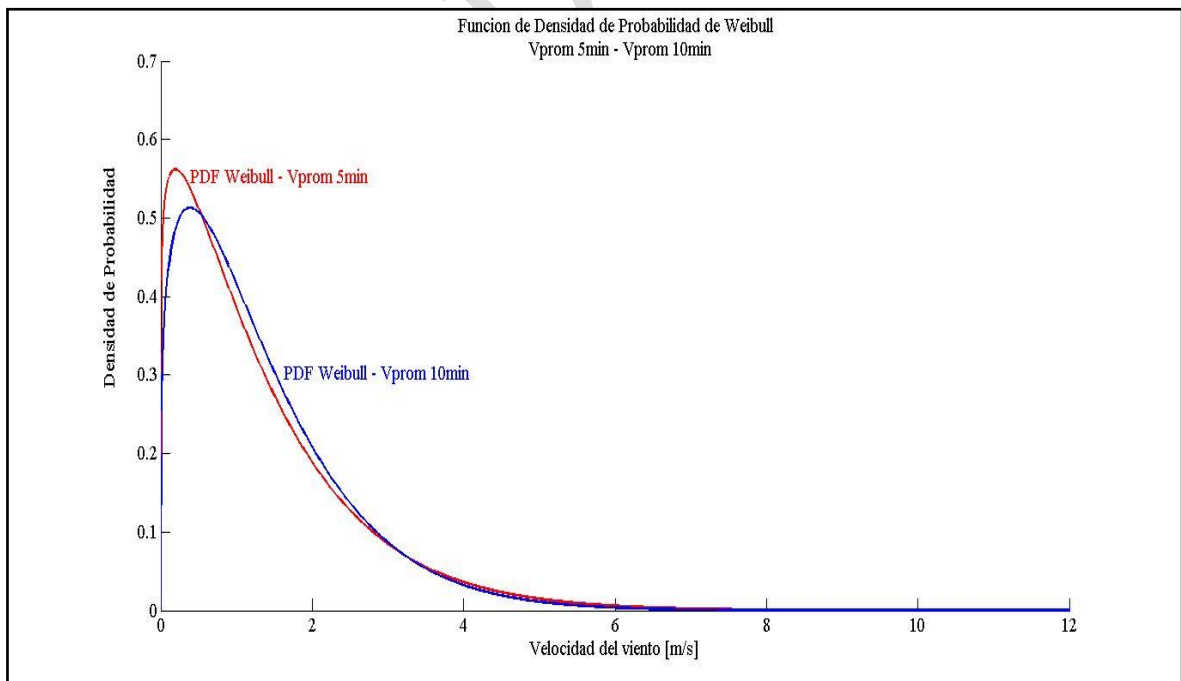
Gráfica 4.15. Comportamiento de valores de media y desviación estándar para tiempos calculados mediante la ecuación de regresión.

Comparación de FDPs de Weibull con MatLab®

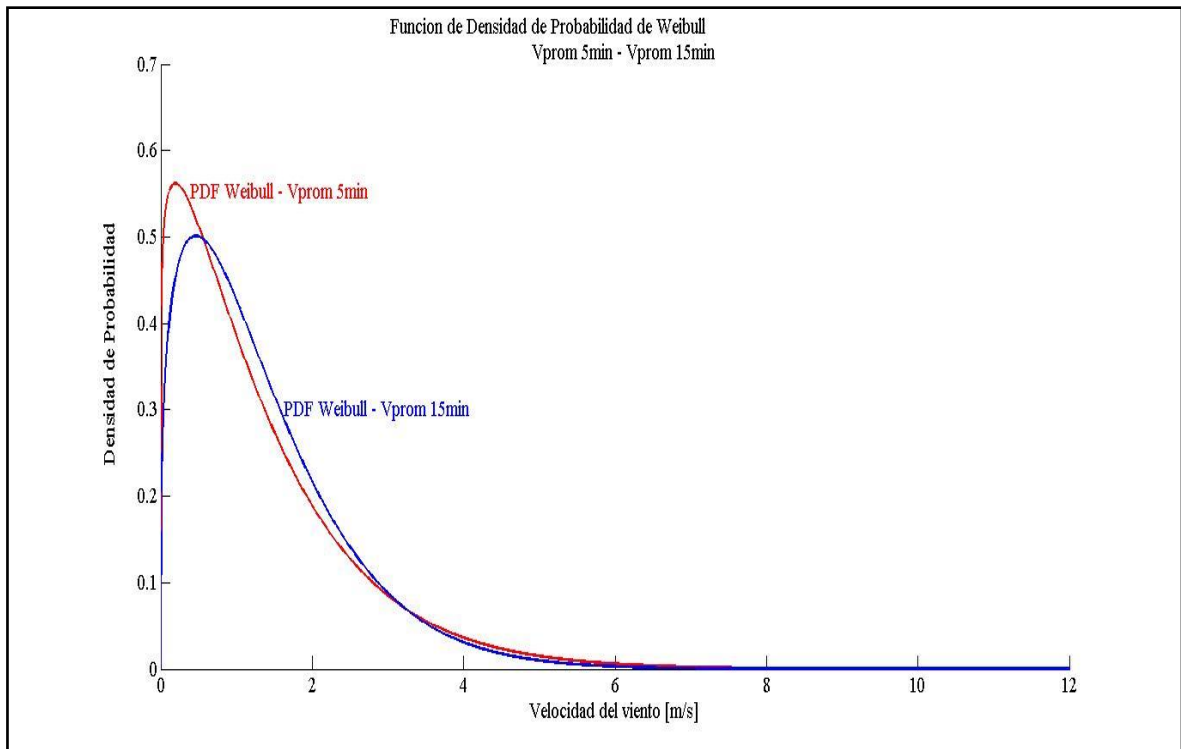
De los valores de los factores de forma y de escala, k y c respectivamente, obtenidos en la tabla 4.1, se utiliza un software especializado para comparar el efecto que se tiene sobre la Función de Densidad de Probabilidad de Weibull mediante el uso del software especializado MatLab®.

En las gráficas siguientes se comparan la FDP de Weibull para los datos de k y c para cada intervalo múltiplo de 5 minutos, con esto se pretende demostrar de manera visual el efecto sobre la función de probabilidad utilizada cuando se promedian las velocidades del viento más allá de lo otorgado por los instrumentos de medición.

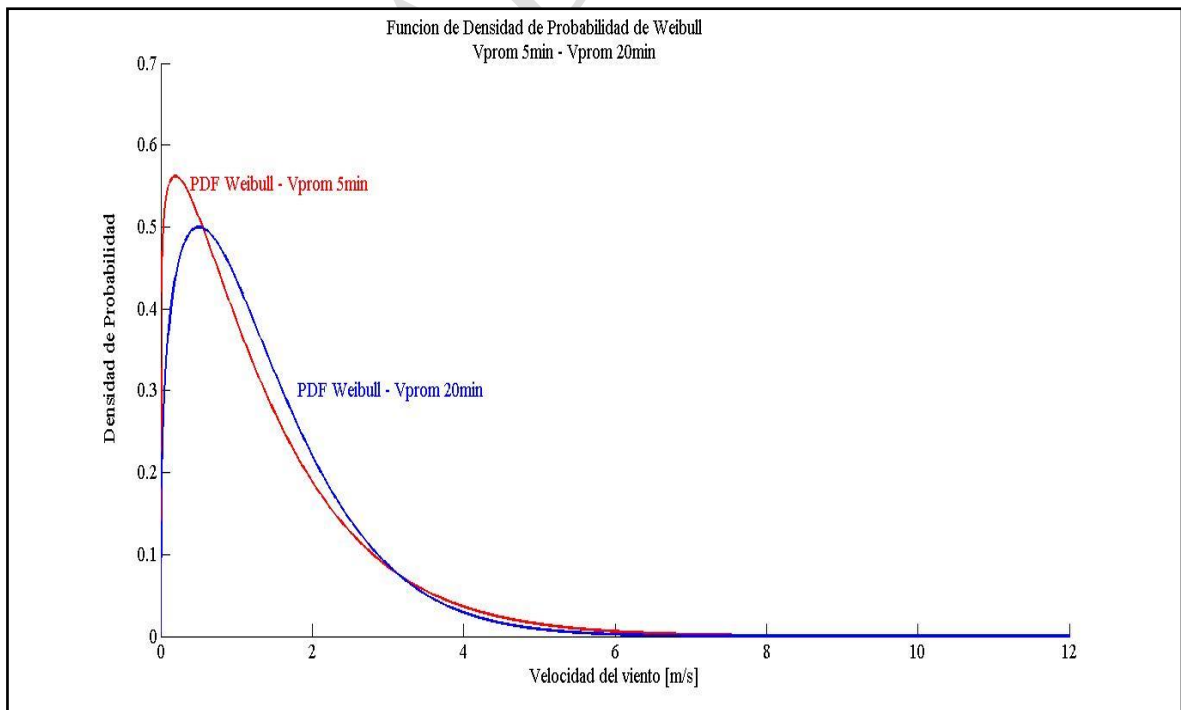
El tiempo de la velocidad media que se toma como base para las comparaciones es de 5 minutos, esto debido a que así se reciben las mediciones del anemómetro sónico, por lo cual, se muestran graficas comparando la curva de probabilidad de 5 minutos contra las curvas obtenidas con el resto de las velocidades promedio.



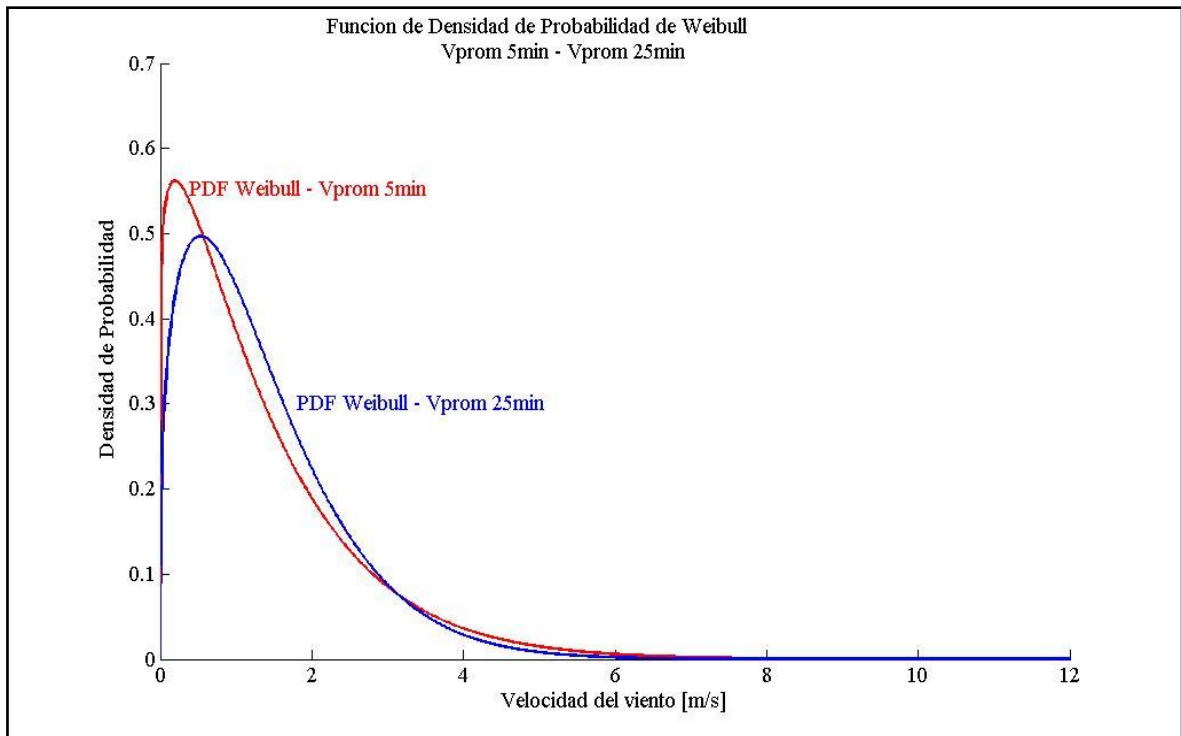
Grafica 4.16. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 10 minutos.



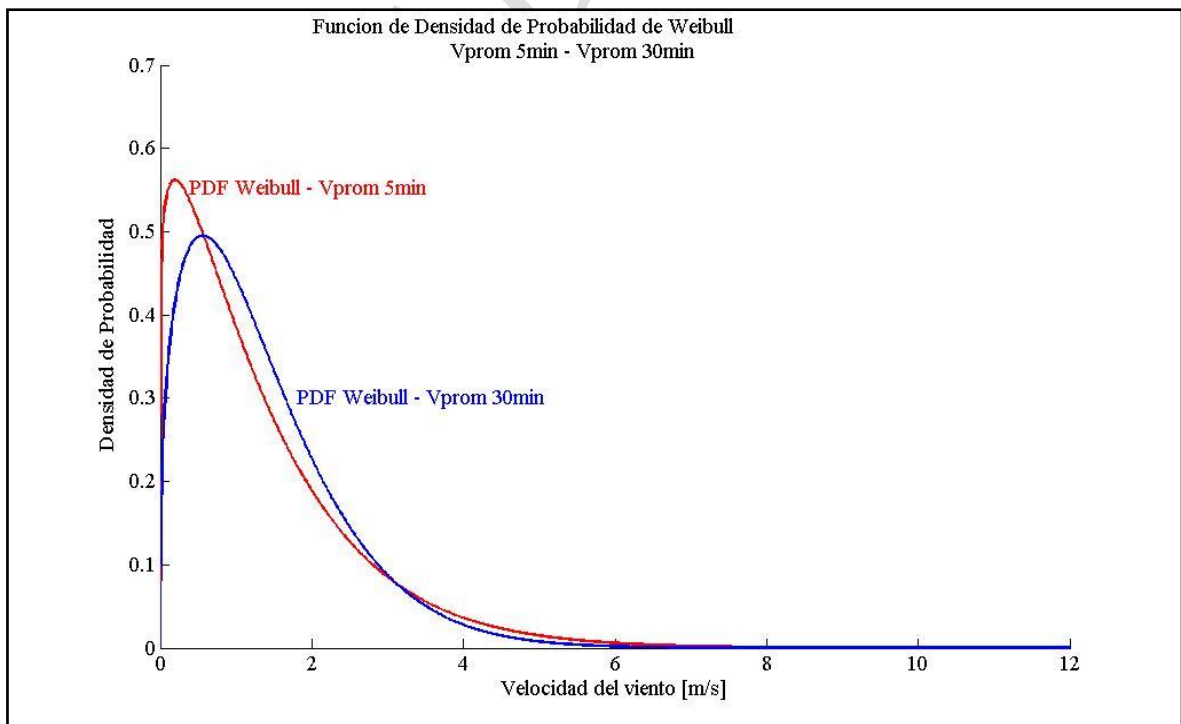
Grafica 4.17. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 15 minutos.



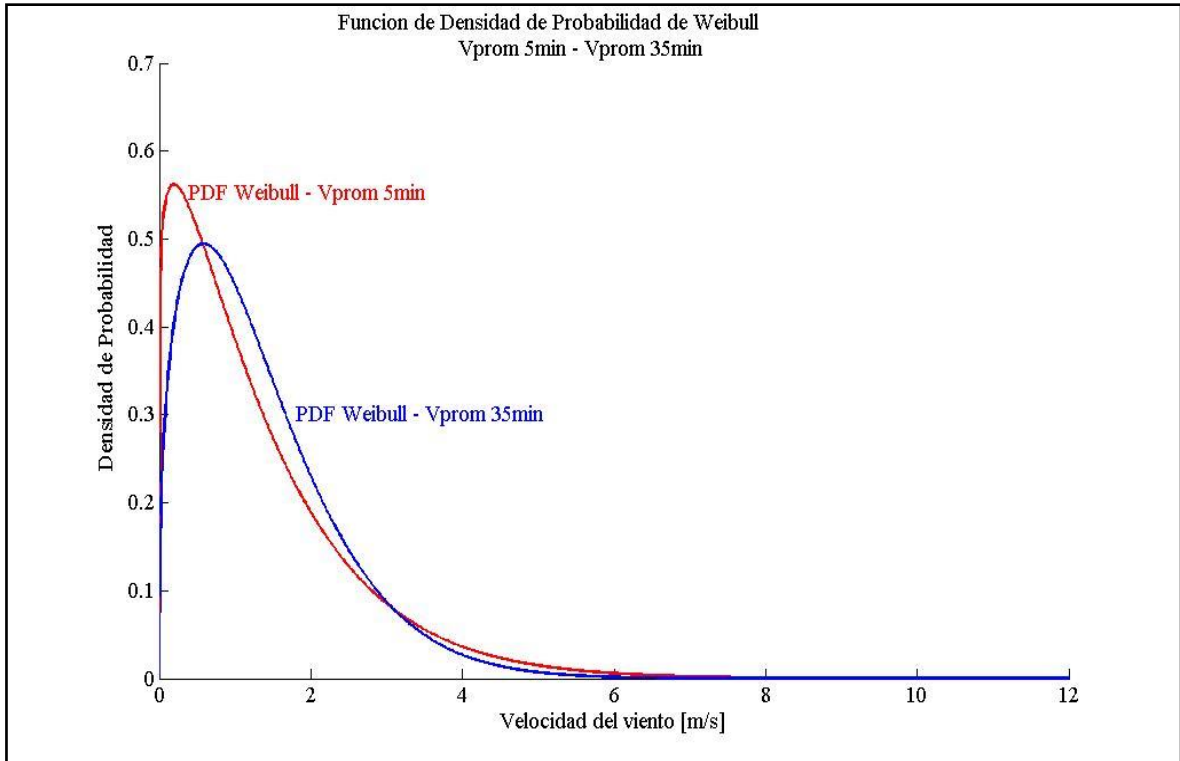
Grafica 4.18. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 20 minutos.



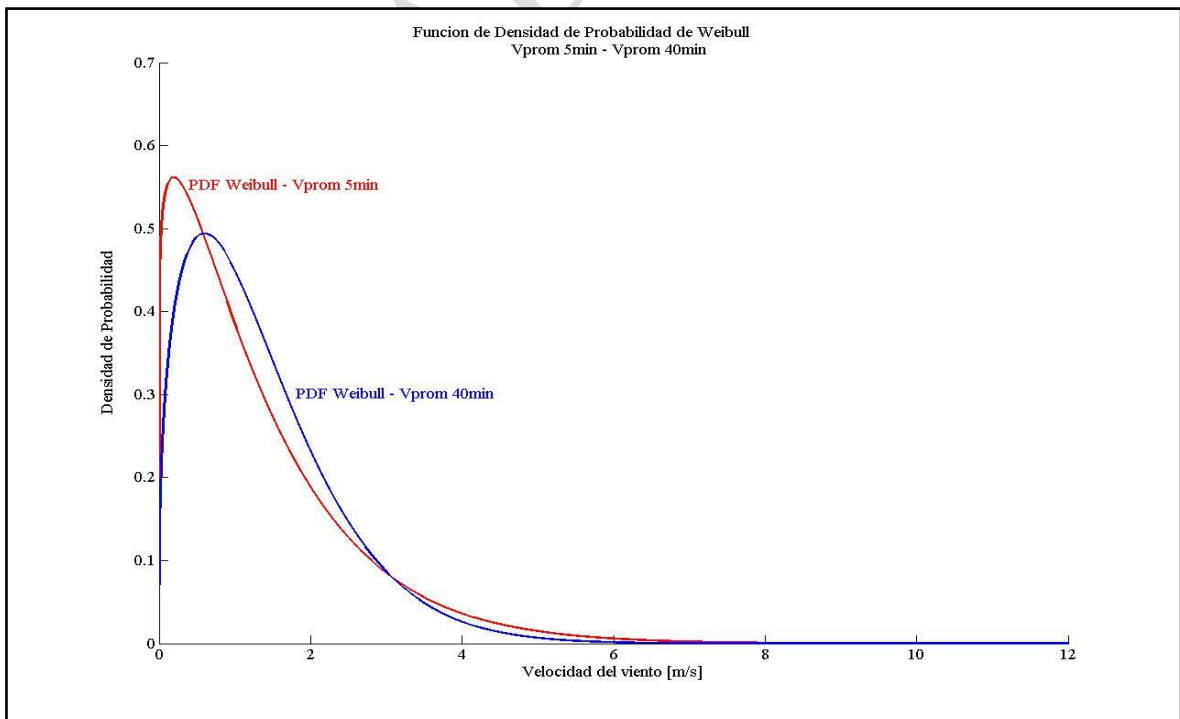
Grafica 4.19. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 25 minutos.



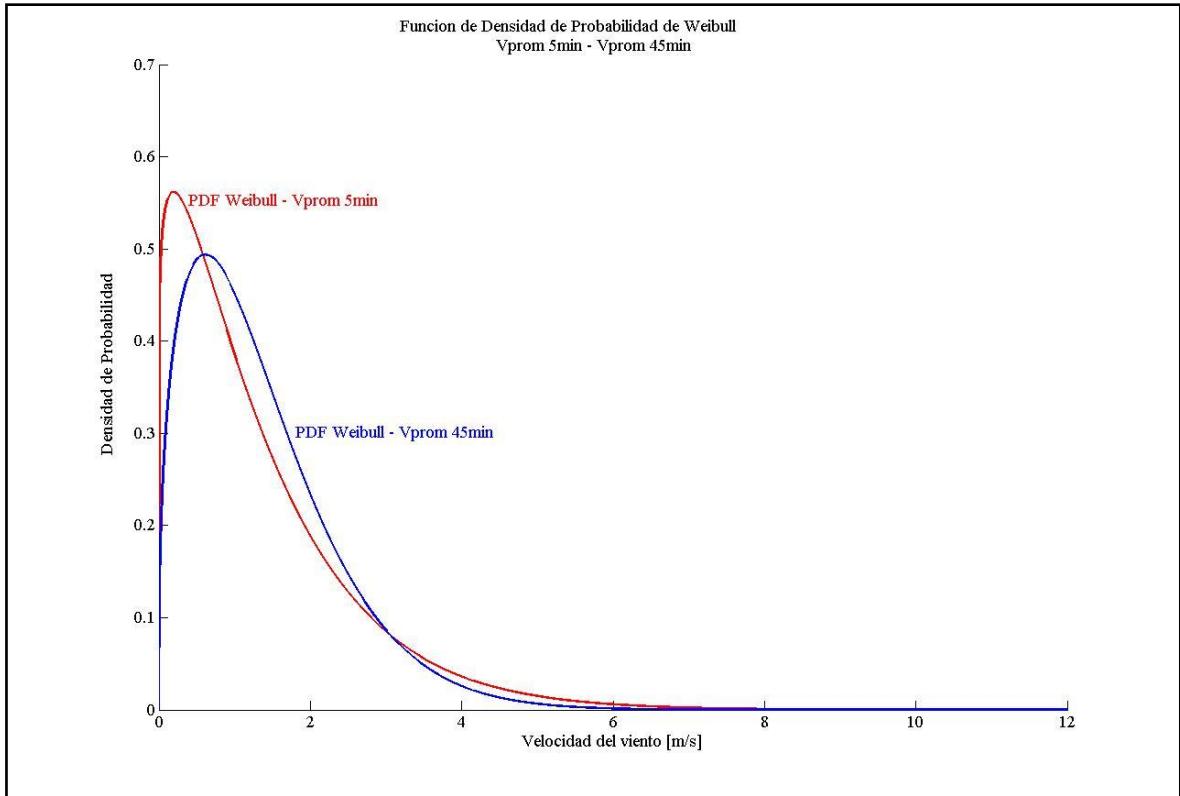
Grafica 4.20. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 30 minutos.



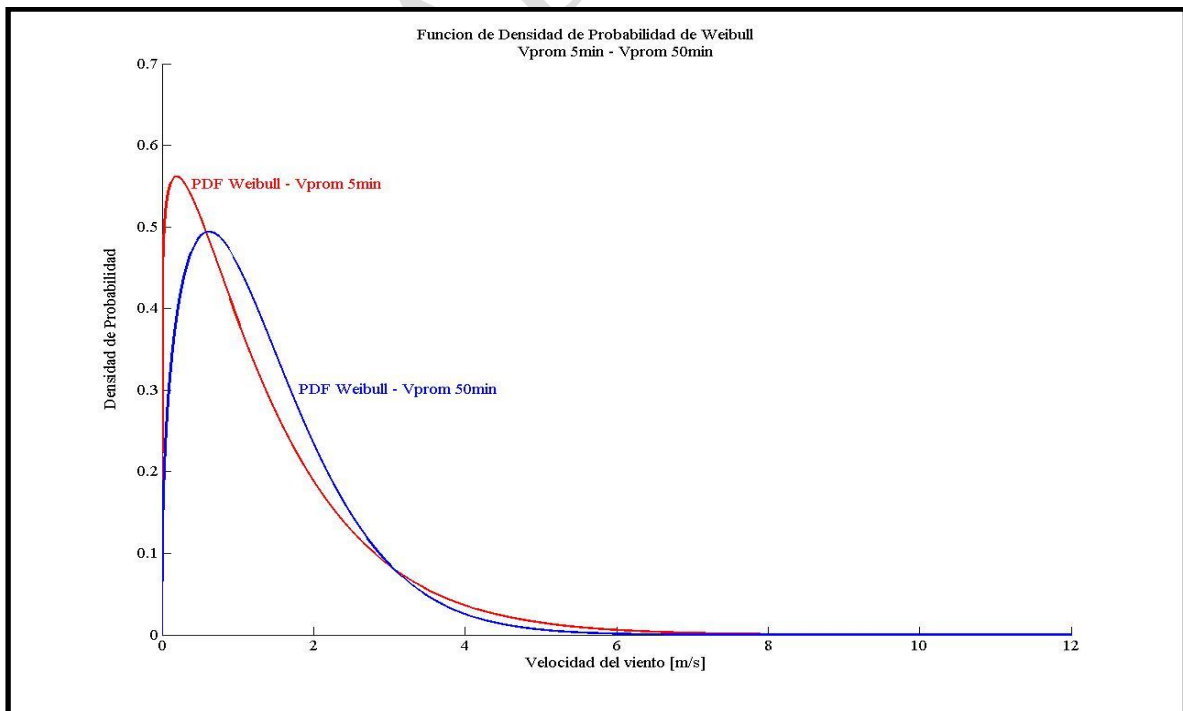
Grafica 4.21. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 35 minutos



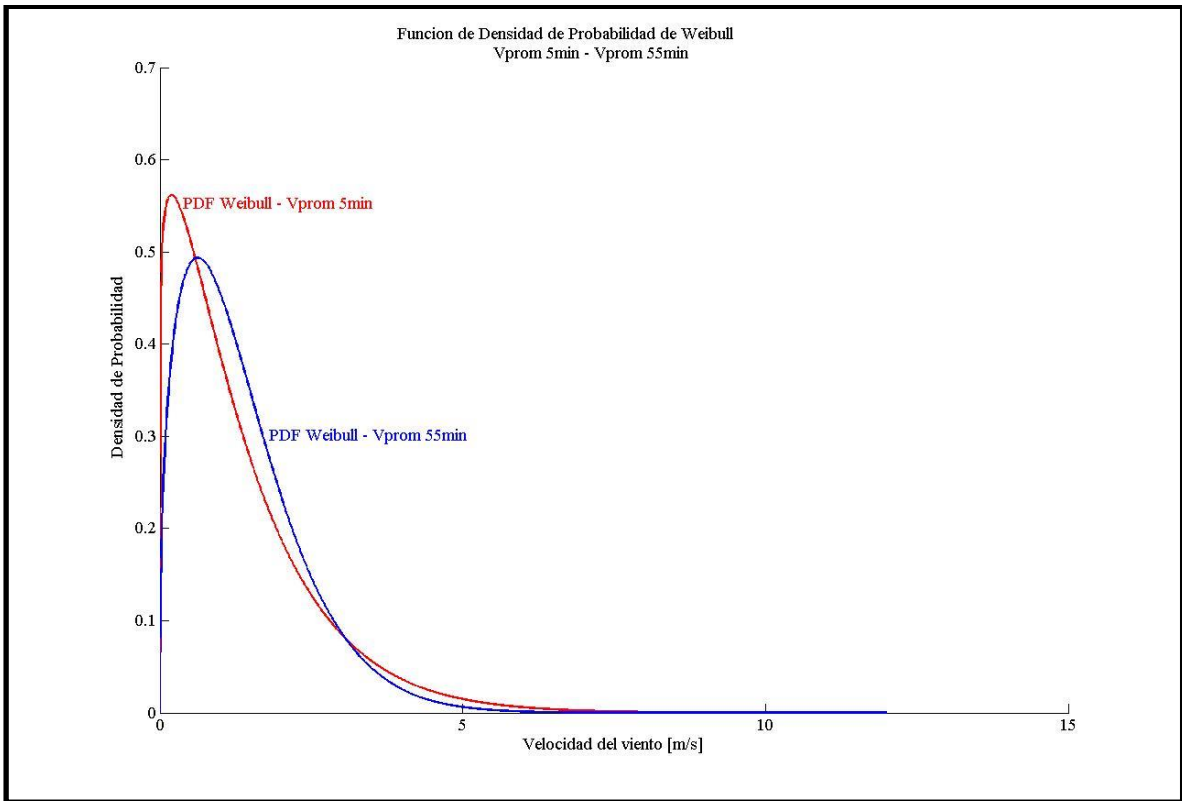
Grafica 4.22. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 40 minutos



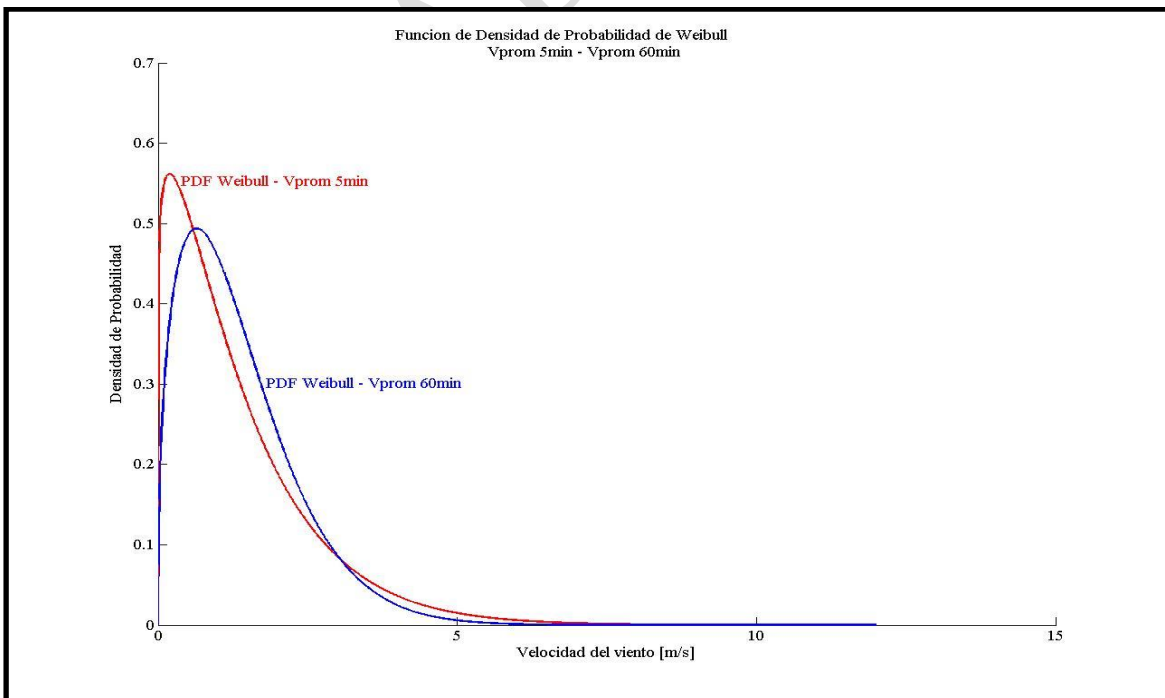
Grafica 4.23. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 45 minutos



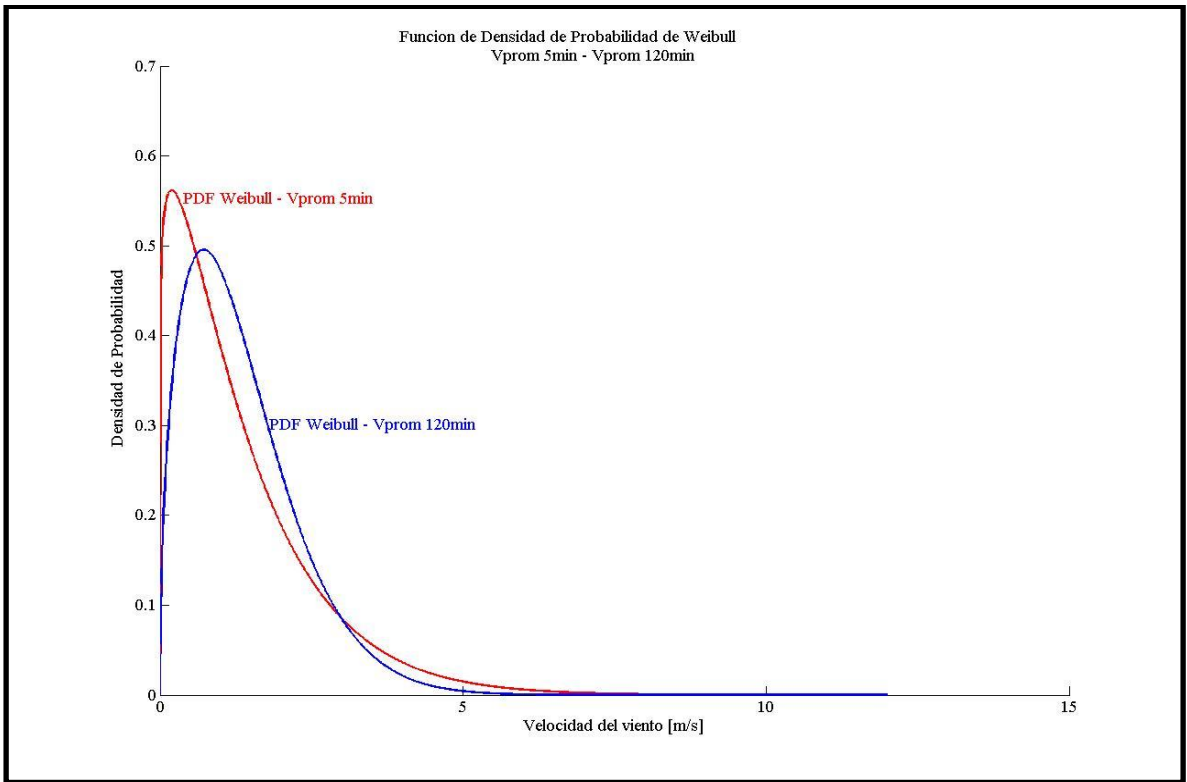
Grafica 4.24. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 50 minutos



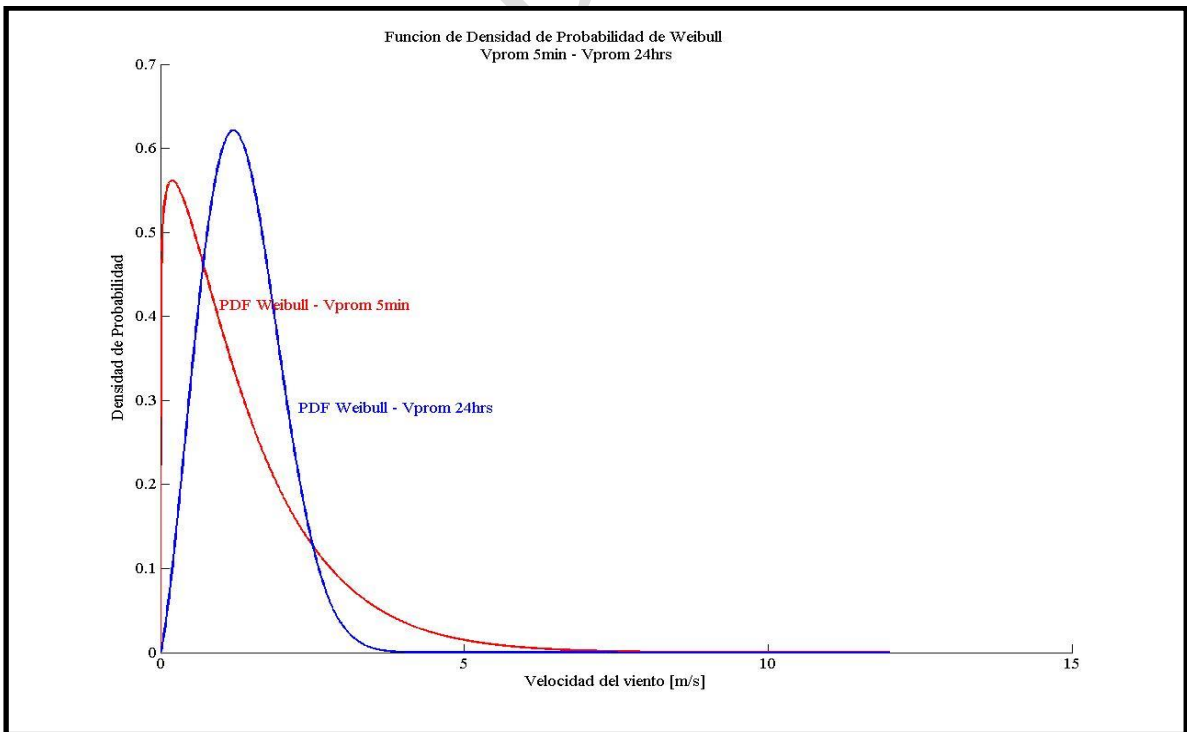
Gráfica 4.25. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 55 minutos



Gráfica 4.26. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 60 minutos



Grafica 4.27. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 120 minutos



Grafica 4.28. FDP de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos contra velocidades de 24 horas

En cada una de las gráficas anteriores el comportamiento de las curvas de distribución de Weibull fue diferente, de manera que tanto la forma como la escala de cada una de ellas se vieron modificadas con respecto a la curva de la velocidad promedio de 5 minutos.

BORRADOR TESIS

V. RESULTADOS

Debido a que los resultados del análisis del impacto que se tiene sobre los cálculos y simulaciones cuando se utilizan velocidades promedio manipuladas por los usuarios, más allá del intervalo de tiempo promedio con el que se obtiene la información de la estación meteorológica, no son evidentes sino hasta que los resultados se traducen en unidades medibles, se obtiene la densidad de potencia del viento, para una área unitaria.

La densidad de potencia se calcula para cada uno de los meses del año estudiado, con las velocidades de viento obtenidas de la estación meteorológica, es decir, con velocidades promedio del viento a 5 minutos, así mismo, se predice mediante la FDP de Weibull.

Densidad de potencia Calculo vs Predicción [Mensual]			
Mes	Densidad potencia	Densidad potencia	Ajuste
	$1/2 \rho V^3$	FDP Weibull	%
Enero	7.4697	7.0519	94.41%
Febrero	13.8232	13.8498	100.19%
Marzo	25.8735	25.8346	99.85%
Abril	33.3888	33.1416	99.26%
Mayo	50.9812	51.0544	100.14%
Junio	21.2008	21.5620	101.70%
Julio	29.5125	29.2892	99.24%
Agosto	17.0184	17.4997	102.83%
Septiembre	10.9577	11.6717	106.52%
Octubre	14.2980	13.8931	97.17%
Noviembre	7.6679	7.9265	103.37%
Diciembre	5.5292	6.3811	115.41%
		Ajuste promedio	101.67%

Tabla 5.1. Comparación de la densidad de potencia mensual. Calculo vs predicción.

En la tabla anterior se observa que para cada uno de los meses, el ajuste que se hace con la curva de probabilidad es casi perfecto, habiendo incluso una sobrevaluación promedio anual de la densidad de potencia en 1.67%.

Descartado el hecho de que la curva de probabilidad de Weibull no se ajuste de manera correcta al histograma obtenido a partir de las tablas de frecuencia de cada uno de los meses del año, se calcula la densidad de potencia para cada uno de las velocidades de viento de un mes en particular, así mismo, se aplica la FDP de Weibull a cada uno de los mismos datos para obtener el ajuste y por ende, determinar el impacto que existe al suavizar los datos de la velocidad del viento cuando se promedia a lo largo del tiempo.

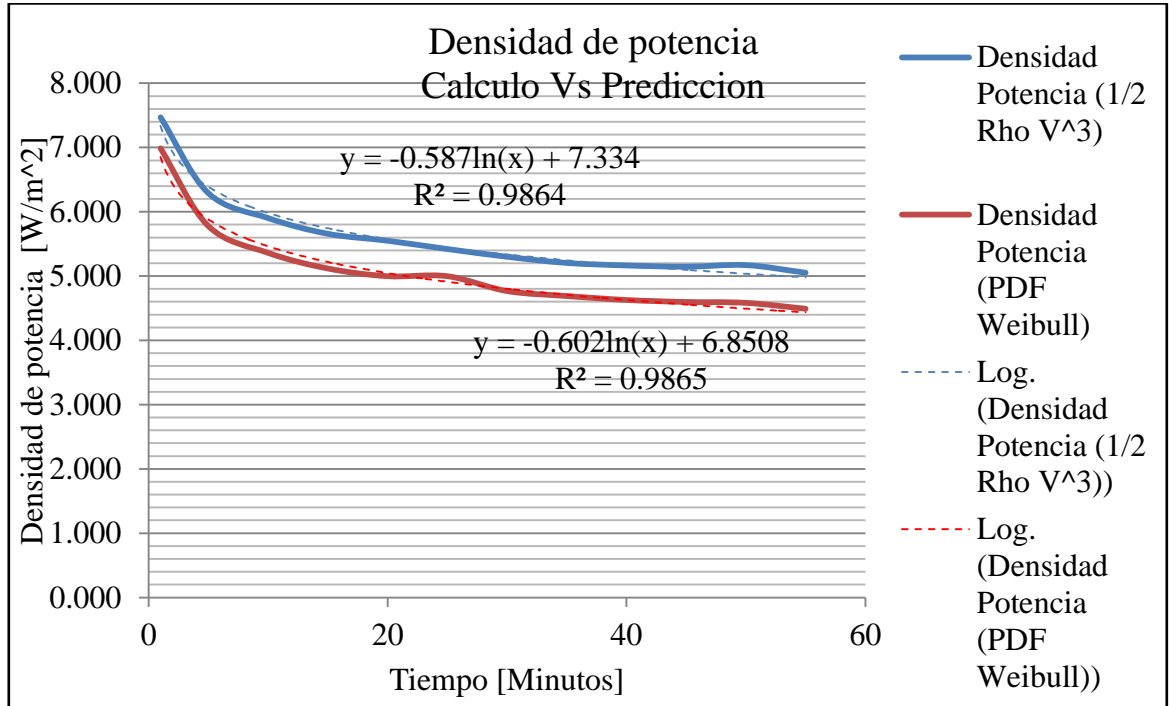
Densidad de potencia [Calculada vs Predicción Weibull]			
Tiempo	Densidad Potencia	Densidad Potencia	Ajuste
Min	$1/2 \rho V^3$ [W/m²]	PDF Weibull [W/m²]	%
5	7.470	6.987	93.54%
10	6.290	5.778	91.86%
15	5.902	5.361	90.83%
20	5.658	5.118	90.46%
25	5.550	4.998	90.06%
30	5.421	4.998	92.21%
35	5.300	4.767	89.94%
40	5.204	4.690	90.12%
45	5.165	4.628	89.60%
50	5.145	4.597	89.35%
55	5.170	4.583	88.64%
60	5.052	4.492	88.91%
			90.46%

Tabla 5.2. Comparación de la densidad de potencia en intervalos de 5 minutos calculo vs predicción.

En la tabla anterior, una vez analizados los ajustes para cada uno de los intervalos promedio, se observa una disminución paulatina del porcentaje de ajuste conforme aumenta el tiempo promedio.

Sin embargo, ¿qué sucede en el comportamiento del ajuste si el tiempo promedio de la velocidad del viento fuera mayor?, O bien, ¿qué sucede con el comportamiento del ajuste si el tiempo promedio de la velocidad del viento fuera menor?

Para ello se grafican ambos comportamientos, tanto el calculado como el de la predicción, y se obtiene la ecuación de regresión que permitirá inferir valores



Grafica 5.1. Curvas de densidades de potencia para velocidades promedio con intervalos de 5 minutos

Una vez obtenidas las ecuaciones de regresión, se aplican para tiempos mayores y menores a los calculados, esto para responder a las cuestiones planteadas anteriormente. El comportamiento del ajuste para cada una de las densidades de potencia, tanto la calculada como la obtenida mediante la predicción, se mantiene en franca disminución conforme aumenta el tiempo promedio de las velocidades.

Densidad de potencia [Calculada vs PDF Weibull]			
Tiempo	Densidad Potencia	Densidad Potencia	Ajuste
Min	Calculada [$1/2\rho V^3$] [W/m²]	PDF Weibull [W/m²]	%
1	8.490	8.040	94.70%
5	7.470	6.987	93.54%
10	6.290	5.778	91.86%
15	5.902	5.361	90.83%
20	5.658	5.118	90.46%
25	5.550	4.998	90.06%
30	5.421	4.998	92.21%
35	5.300	4.767	89.94%
40	5.204	4.690	90.12%
45	5.165	4.628	89.60%
50	5.145	4.597	89.35%
55	5.170	4.583	88.64%
60	5.052	4.492	88.91%
65	4.820	4.270	88.59%
70	4.755	4.204	88.40%
75	4.695	4.141	88.21%
80	4.638	4.083	88.03%
			90.20%

Tabla 5.3. Obtención de densidad de potencia mediante inferencia estadística.

Calculo del COV

El cálculo del Coeficiente de Variación, nos permite ver lo homogéneo o heterogéneo de los valores de la variable durante el proceso de promediar la velocidad del viento.

Tiempo Minutos	COV
1	0.97
5	0.90
10	0.82
15	0.79
20	0.77
25	0.76
30	0.75
35	0.74
40	0.74
45	0.73
50	0.73
55	0.73
60	0.72
120	0.69
1440	0.46

Tabla 5.4. COV de base de datos de velocidad del viento a diferentes intervalos de promedio.

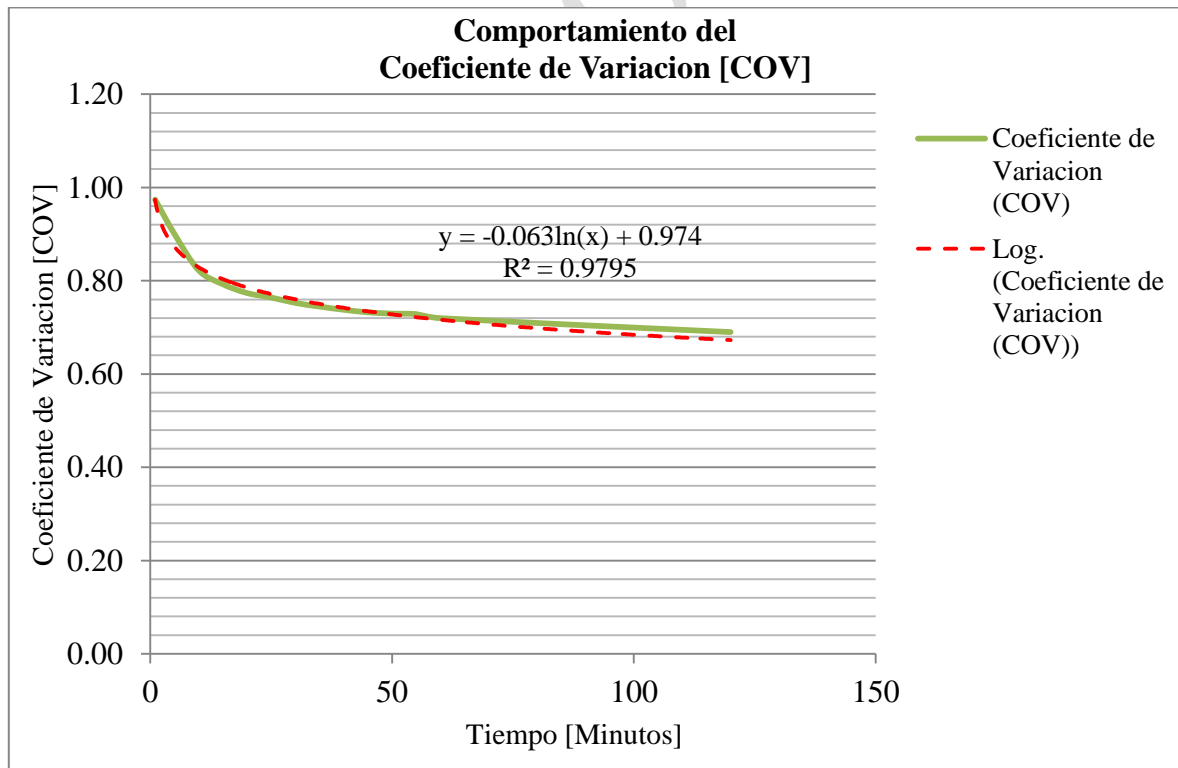


Gráfico 5.2. Comportamiento del COV durante ante las velocidades del viento en diferentes intervalos de medición.

Áreas bajo la curva de acuerdo a cálculos con MatLab®.

Ahora bien, se sabe que los aerogeneradores no operan en velocidades inferiores a 2.5 m/s, por lo que, mediante un software se determinara el área bajo la curva que de acuerdo a Weibull, debería ser la probabilidad de operación.

El aerogenerador de baja potencia de la marca Kestrel, de 1000 Watts de potencia, modelo e300i, opera desde los 2.5 m/s, por lo que, se toma como referencia para evaluar las probabilidades de operación a partir de tal velocidad de arranque.

Small Wind Turbine Class	II
Maximum Power ^a	1000W
Rated Output ^b	1000W
Rated Wind Speed ^b	10,5ms ⁻¹
Cut-in Wind Speed	2.5ms ⁻¹
Generator Type	Permanent-magnet Axial flux brushless
Rotor Diameter	3m (9.84ft)
Number of Blades	3
Blade Material	Fibreglass
Tower Top Mass	75kg (165lb)
Tower Height	12-18m (39-59ft)
Tower Type	Monopole
Overspeed Protection	Pitch Control
Controller Type	Charge or Dump
Output Voltage	12,24,36,48,110 and 200 Vdc
Application	Battery-charging Grid Tie Hybrid Water Pumping

Fig. 5.1. Aerogenerador de baja potencia marca Kestrel. Mod. e300i
1,000 Watts. EVEREADY Diversified Products.

Área bajo la curva para funciones de densidad de probabilidad de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos y 1 minuto.

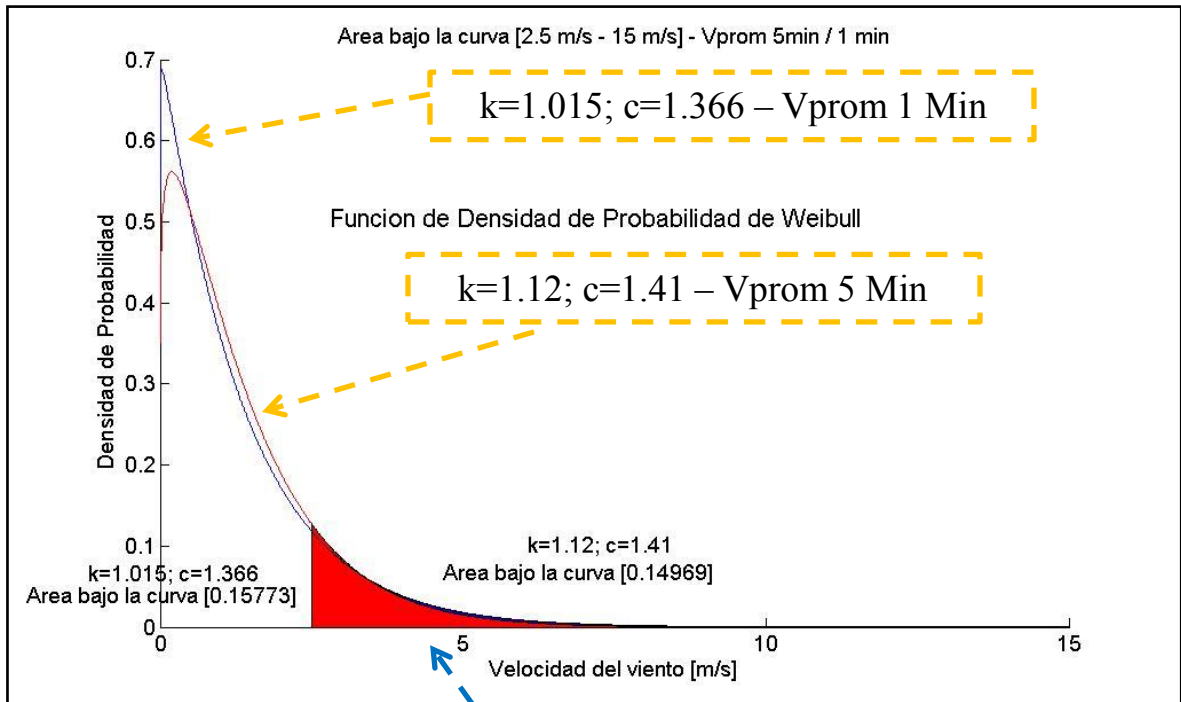
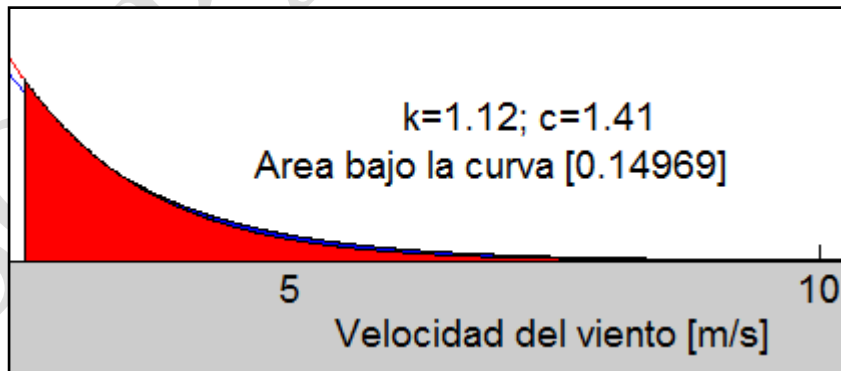


Fig 5.2. Área bajo la curva de FDP Weibull para velocidades de 5 minutos y de 1 minuto.



De acuerdo a la gráfica anterior, utilizar datos de velocidad de viento en intervalos de tiempo de 60 minutos, se subestima en **2.675%** la densidad de potencia del viento para el área localizada cercana al campus universitario de la Universidad Autónoma de Baja California.

Si el aerogenerador de baja potencia seleccionado opera desde los 2.5 m/s, y si esta velocidad de viento de arranque representa el inicio de las clases, entonces para la primera clase, considerada entre los límites de 2.5 m/s y 3.5 m/s, la marca de clase debería ser 3 m/s. Para la siguiente clase, considerada entre los límites de 3.5m/s y 4.5 m/s, con la marca de clase de 4 m/s, entonces se elabora una tabla con tales criterios hasta los 15.5m/s.

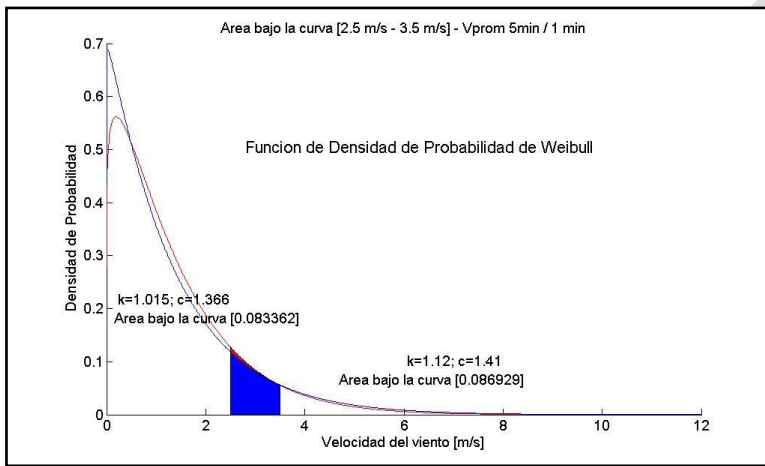


Fig. 5.3. FDP VProm 5min Vs 1min [2.5 - 3.5 m/s]

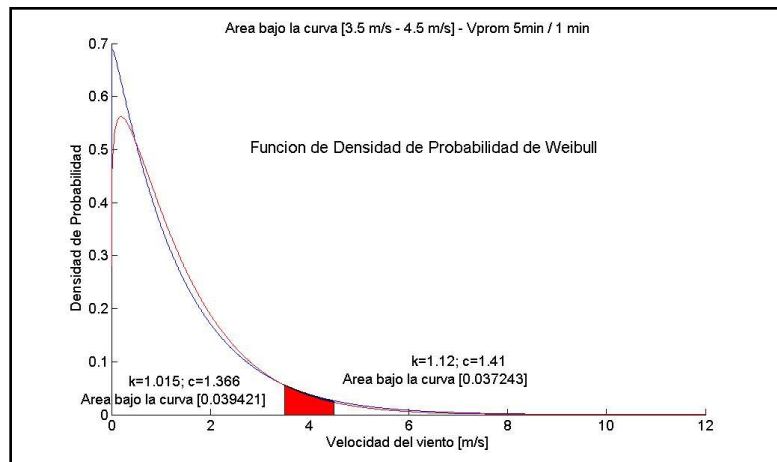


Fig. 5.4. FDP VProm 5min Vs 1min [3.5 - 4.5 m/s]

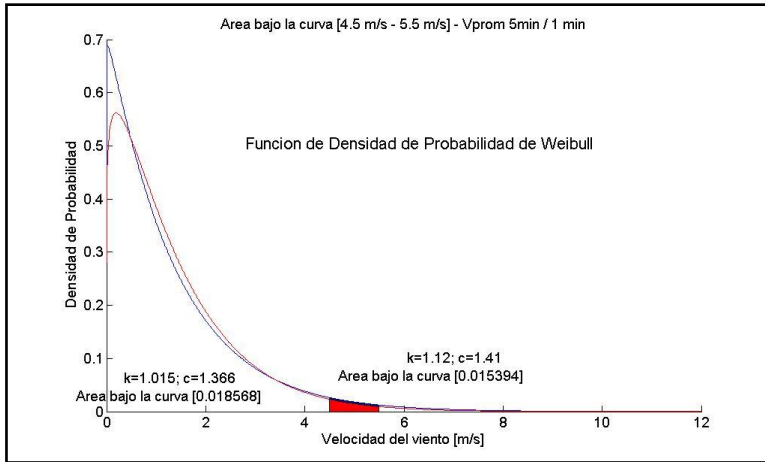


Fig. 5.5. FDP VProm 5min Vs 1min [4.5 - 5.5 m/s]

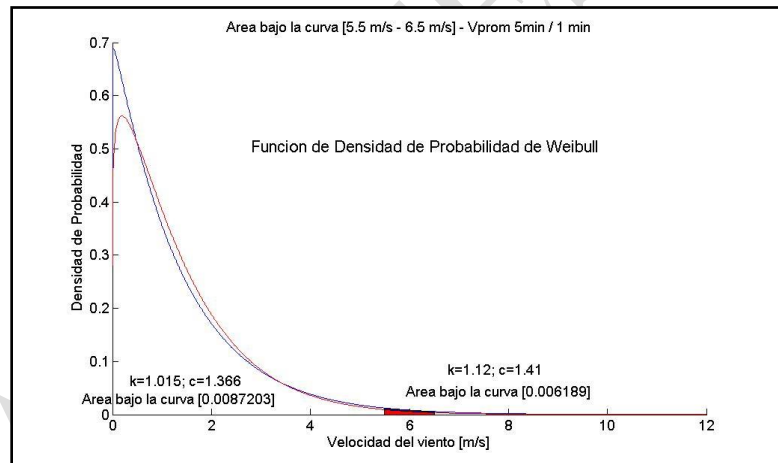


Fig. 5.6. FDP VProm 5min Vs 1min [5.5 - 6.5 m/s]

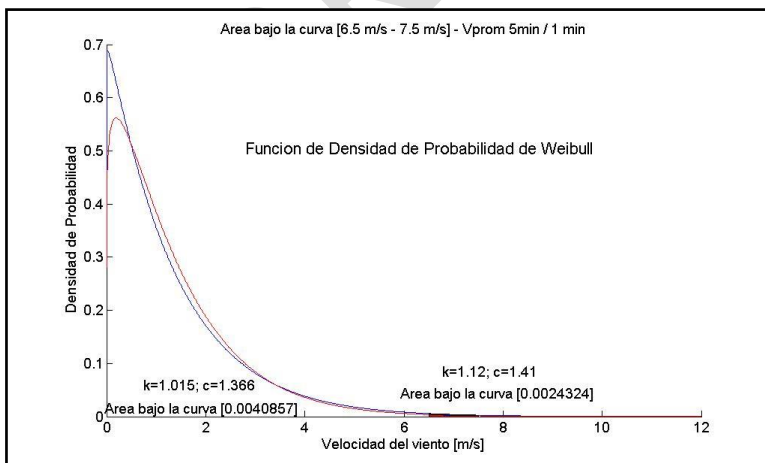


Fig. 5.7. FDP VProm 5min Vs 1min [6.5 - 7.5 m/s]

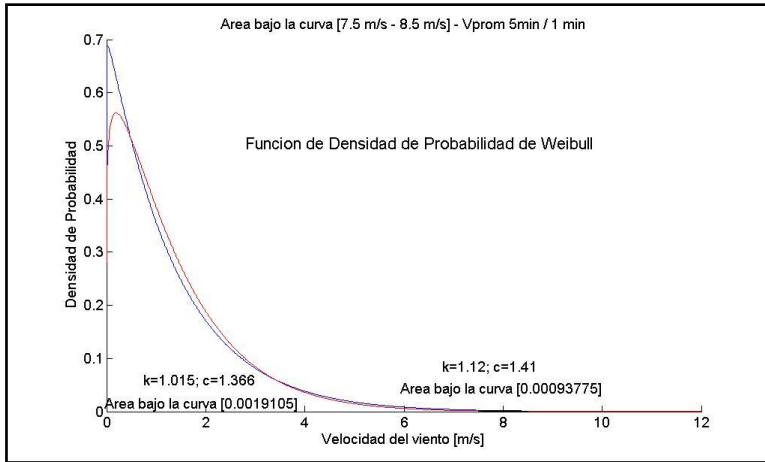


Fig. 5.8. FDP VProm 5min Vs 1min [7.5 - 8.5 m/s]

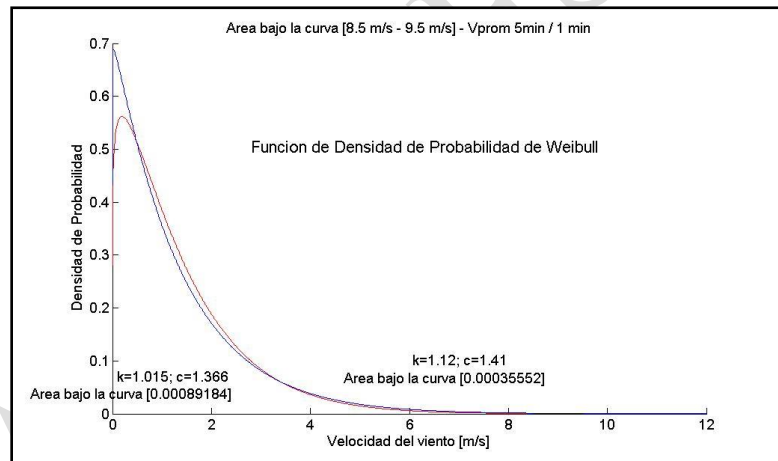


Fig. 5.9. FDP VProm 5min Vs 1min [8.5 - 9.5 m/s]

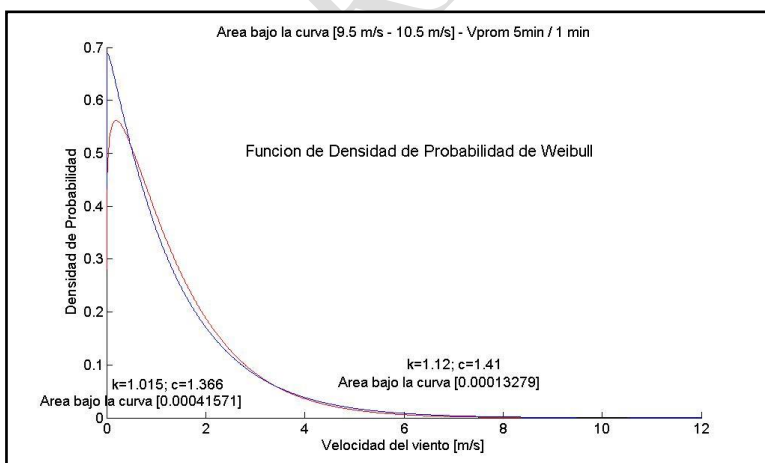


Fig. 5.10. FDP VProm 5min Vs 1min [9.5 - 10.5 m/s]

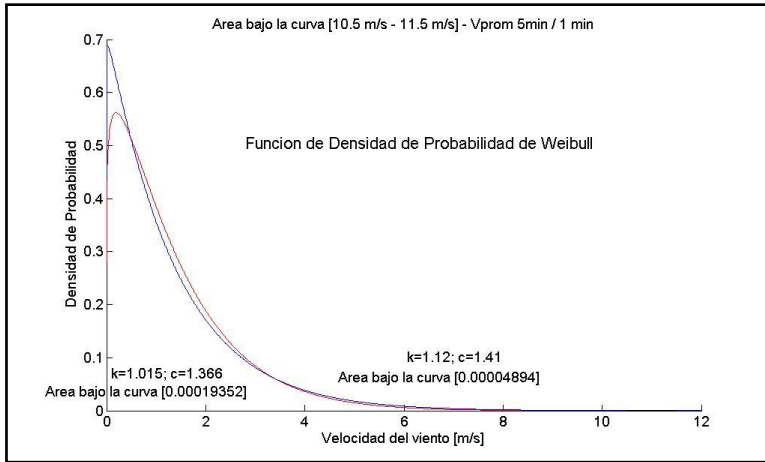


Fig. 5.11. FDP VProm 5min Vs 1min [10.5 - 11.5 m/s]

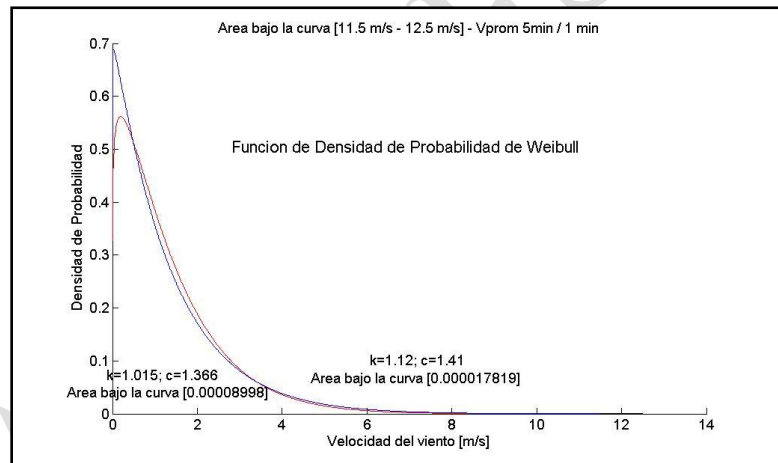


Fig. 5.12. FDP VProm 5min Vs 1min [11.5 - 12.5 m/s]

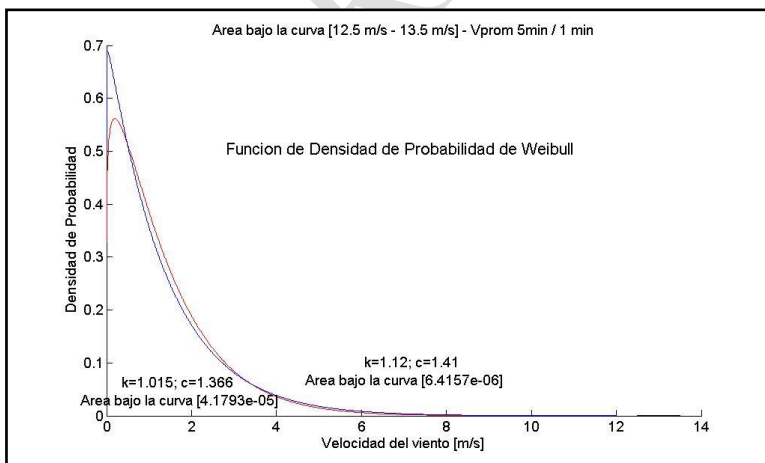


Fig. 5.13. FDP VProm 5min Vs 1min [12.5 - 13.5 m/s]

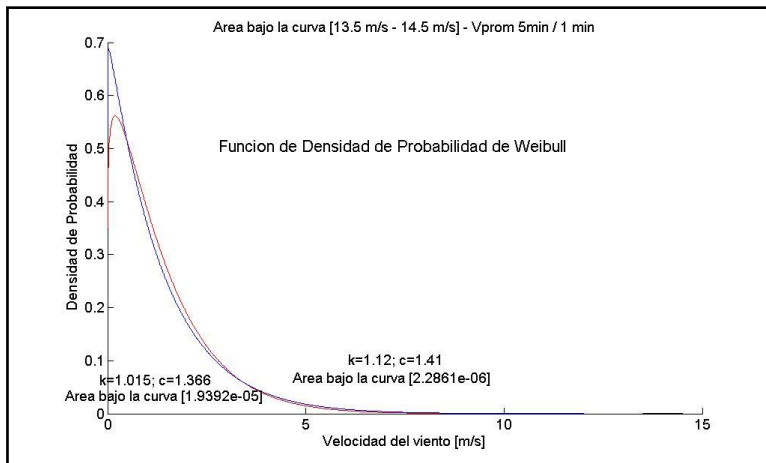


Fig. 5.14. FDP VProm 5min Vs 1min [13.5 - 14.5 m/s]

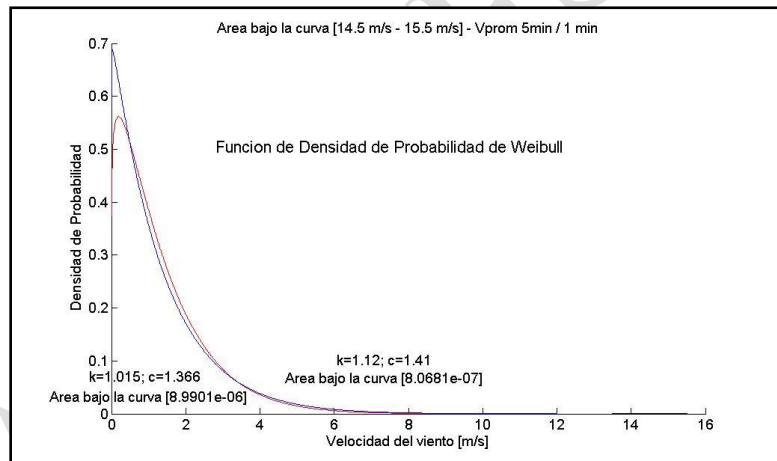


Fig. 5.15. FDP VProm 5min Vs 1min [14.5 - 15.5 m/s]

El concentrado de las áreas bajo la curva de cada una de las figuras anteriores se muestra en la tabla 5.4.

Límites de la clase	Marcas de la clase	FDP Weibull Vprom5Min	FDP Weibull Vprom1Min	Diferencia	Horas anuales [8760]	Densidad Potencia
[2.5, 3.50)	3	8.6993%	8.3362%	-0.363%	-31.807	-0.036
(3.5, 4.5)	4	3.7243%	3.9421%	0.218%	19.079	0.051
(4.5, 5.5)	5	1.5394%	1.8568%	0.317%	27.804	0.144
(5.5, 6.5)	6	0.6189%	0.8720%	0.253%	22.174	0.198
(6.5, 7.5)	7	0.2432%	0.4086%	0.165%	14.483	0.206
(7.5, 8.5)	8	0.0938%	0.1911%	0.097%	8.521	0.181
(8.5, 9.5)	9	0.0356%	0.0892%	0.054%	4.698	0.142
(9.5, 10.5)	10	0.0133%	0.0416%	0.028%	2.478	0.103
(10.5, 11.5)	11	0.0049%	0.0194%	0.014%	1.267	0.070
(11.5, 12.5)	12	0.0018%	0.0090%	0.007%	0.632	0.045
(12.5, 13.5)	13	0.0006%	0.0042%	0.004%	0.310	0.028
(13.5, 14.5)	14	0.0002%	0.0019%	0.002%	0.150	0.017
(14.5, 15.5]	15	0.0001%	0.0009%	0.001%	0.072	0.010
TOTAL					69.862	1.159

Tabla 5.5. Concentrado de áreas bajo la curva de FDP con velocidades promedio a 5 minutos y velocidades promedio a 1 minuto.

La tabla anterior indica que para la clase situada entre 2.5 y 3.5 m/s, la Función de Densidad de Probabilidad de Weibull (FDP por sus siglas) con velocidades promedio de 1 minuto tiene una mayor frecuencia de observaciones que la FDP de Weibull para los datos con velocidad promedio a 5 minutos. Para el resto de las comparaciones, la FDP de Weibull con velocidades de viento promedio a 1 minuto tiene mejores escenarios probabilísticos.

De acuerdo a lo calculado, en un proceso de simulación, para velocidades promedio a 1 minuto, esta trabajaría **69.86 horas** más que una turbina que se simula su operación con velocidades promedio tasas con intervalos de 5 minutos.

En términos de densidad de potencia, si se utilizara la velocidad promedio del viento con lecturas a 1 minuto, esta se mira beneficiada en **1.159 W/m²**.

Área bajo la curva para funciones de densidad de probabilidad de Weibull con velocidades promedio de 5 minutos y 60 minutos.

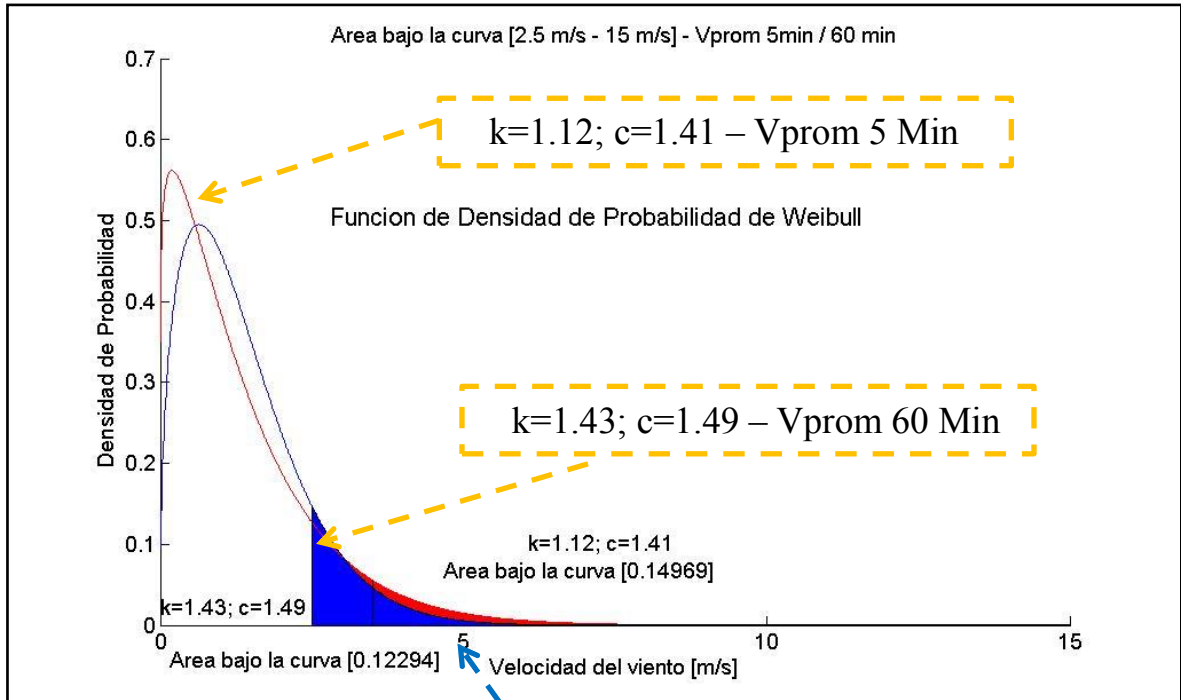
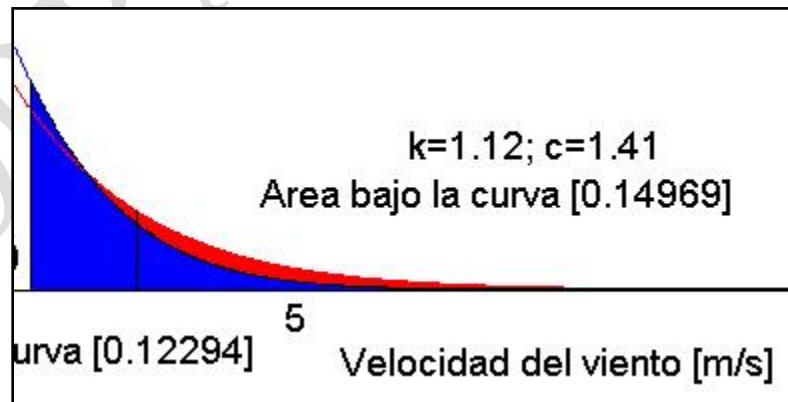


Fig. 5.16. Área bajo la curva de FDP Weibull para velocidades de 5 minutos y 60 minutos.



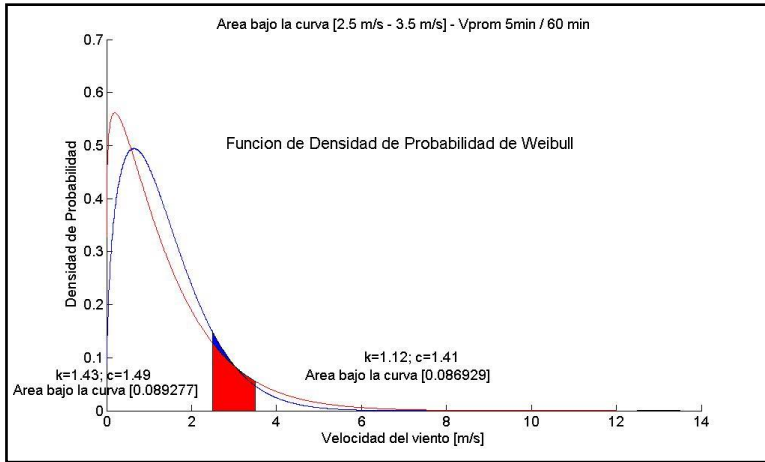


Fig. 5.17. FDP VProm 5min Vs 60 min [2.5 - 3.5 m/s]

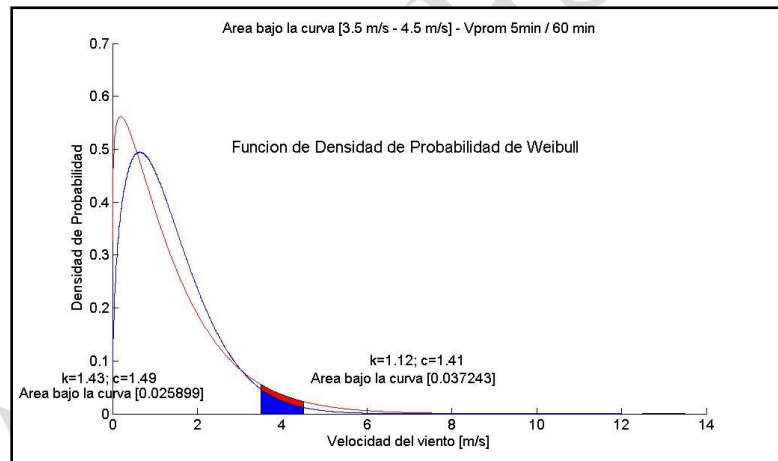


Fig. 5.18. FDP VProm 5min Vs 60 min [3.5 - 4.5 m/s]

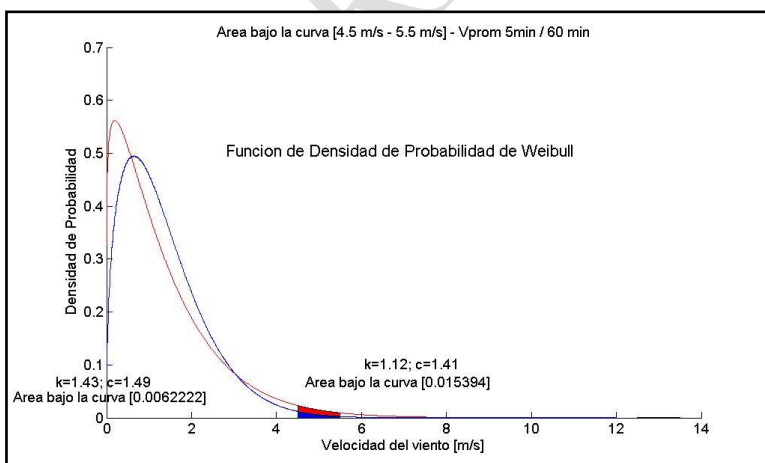


Fig. 5.19. FDP VProm 5min Vs 60 min [4.5 - 5.5 m/s]

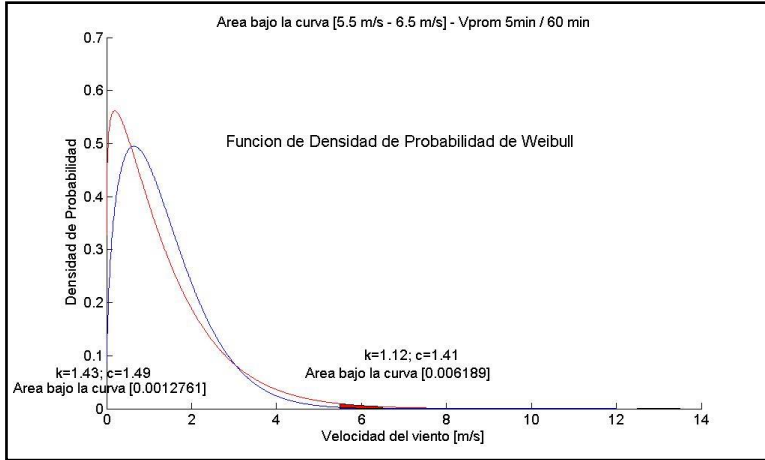


Fig. 5.20. FDP VProm 5min Vs 60 min [5.5 - 6.5 m/s]

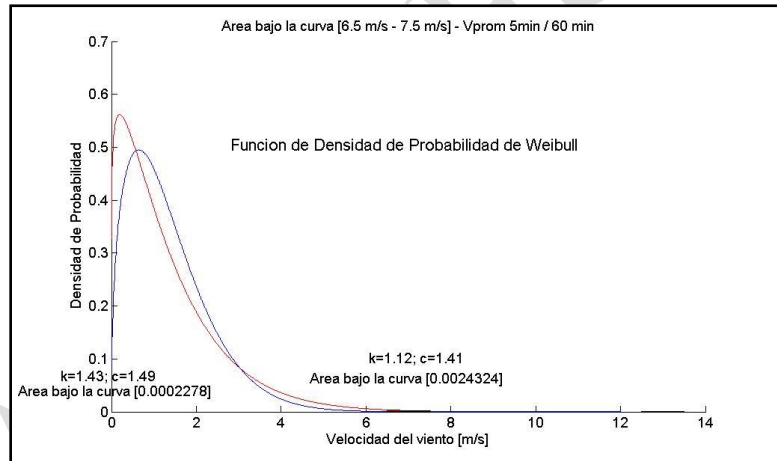


Fig. 5.21. FDP VProm 5min Vs 60 min [6.5 - 7.5 m/s]

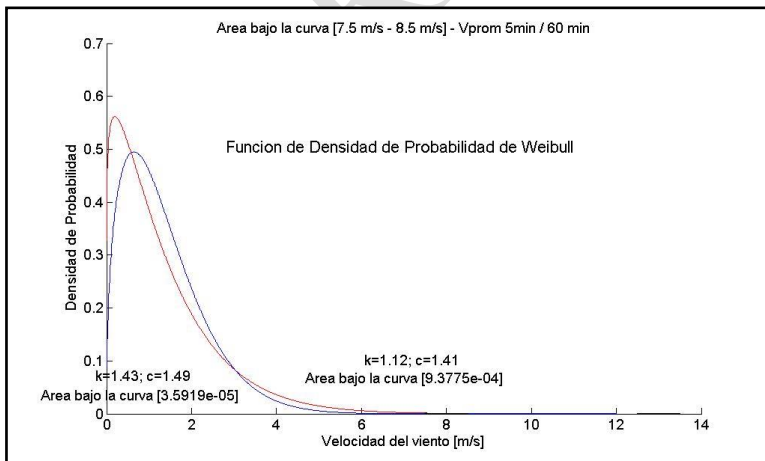


Fig. 5.22. FDP VProm 5min Vs 60 min [7.5 - 8.5 m/s]

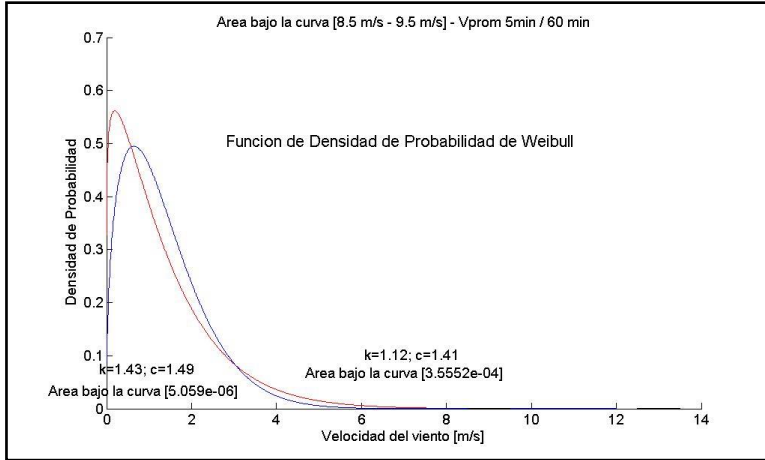


Fig. 5.23. FDP VProm 5min Vs 60 min [8.5 - 9.5 m/s]

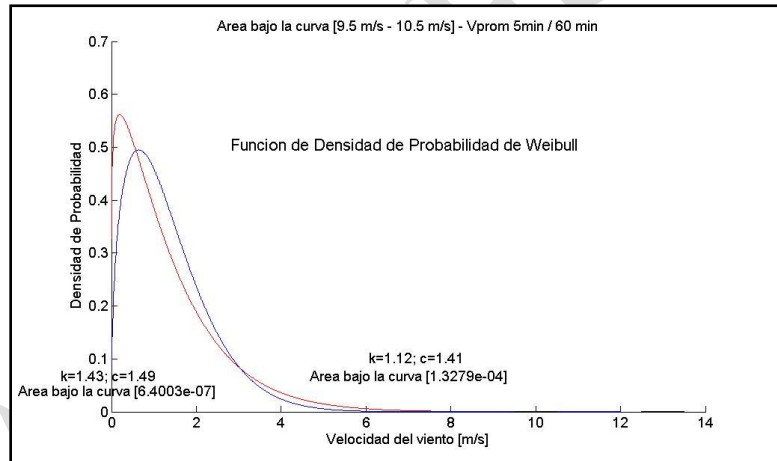


Fig. 5.24. FDP VProm 5min Vs 60 min [9.5 - 10.5 m/s]

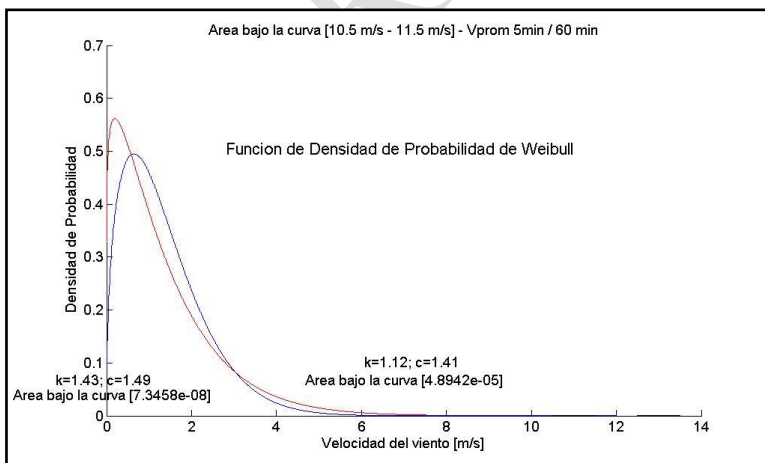


Fig. 5.25. FDP VProm 5min Vs 60 min [10.5 - 11.5 m/s]

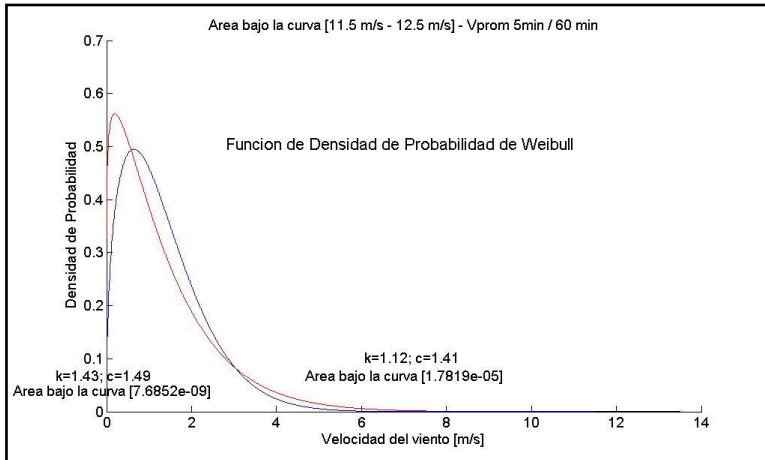


Fig. 5.26. FDP VProm 5min Vs 60 min [11.5 - 12.5 m/s]

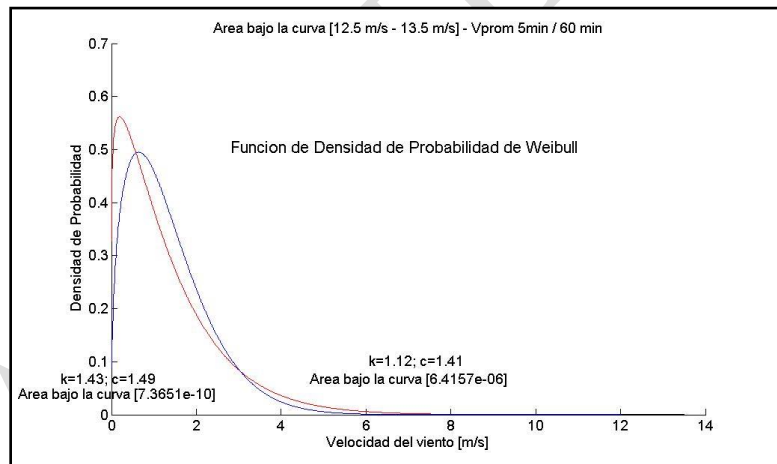


Fig. 5.27. FDP VProm 5min Vs 60 min [12.5 - 13.5 m/s]

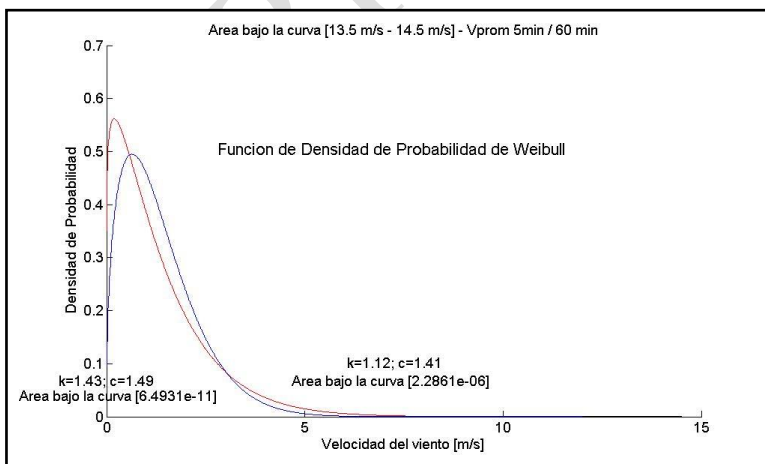


Fig. 5.28. FDP VProm 5min Vs 60 min [13.5 - 14.5 m/s]

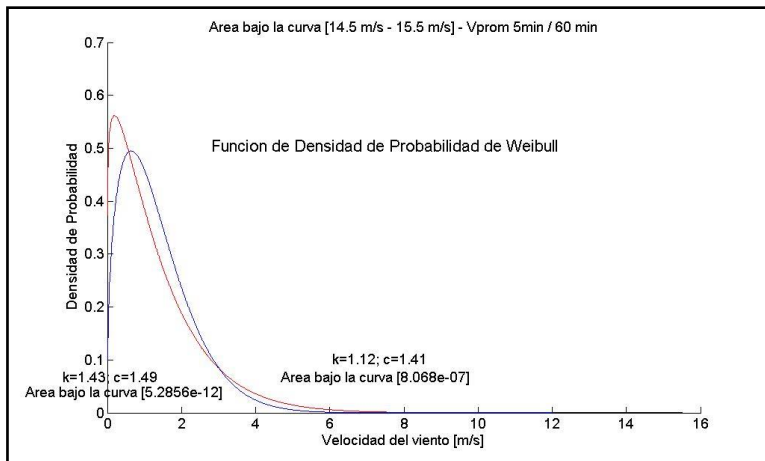


Fig. 5.29. FDP VProm 5min Vs 60 min [14.5 - 15.5 m/s]

Límites de la clase	Marcas de la clase	FDP Weibull Vprom5Min	FDP Weibull Vprom60Min	Diferencia	Horas anuales [8760]	Densidad Potencia
[2.5, 3.50)	3	8.6929%	8.9862%	-0.293%	-25.693	-0.029
(3.5, 4.5)	4	3.7243%	2.5899%	1.134%	99.373	0.264
(4.5, 5.5)	5	1.5394%	0.6222%	0.917%	80.345	0.416
(5.5, 6.5)	6	0.6189%	0.1276%	0.491%	43.037	0.385
(6.5, 7.5)	7	0.2432%	0.0228%	0.220%	19.312	0.274
(7.5, 8.5)	8	0.0938%	0.0036%	0.090%	7.900	0.168
(8.5, 9.5)	9	0.0356%	0.0005%	0.035%	3.070	0.093
(9.5, 10.5)	10	0.0133%	0.0001%	0.013%	1.158	0.048
(10.5, 11.5)	11	0.0049%	0.0000%	0.005%	0.428	0.024
(11.5, 12.5)	12	0.0018%	0.0000%	0.002%	0.156	0.011
(12.5, 13.5)	13	0.0006%	0.0000%	0.001%	0.056	0.005
(13.5, 14.5)	14	0.0002%	0.0000%	0.000%	0.020	0.002
(14.5, 15.5]	15	0.0001%	0.0000%	0.000%	0.007	0.001
TOTAL					229.170	1.662

Tabla 5.6. Concentrado de áreas bajo la curva de FDP con velocidades promedio a 5 minutos y velocidades promedio a 60 minutos.

VI. CONCLUSIONES

- La relación intervalo corto de tiempo de medición de la velocidad del viento y la precisión en la estimación de densidad de potencia y/o producción de energía de un emplazamiento es directamente proporcional. Lo que significa que mientras más pequeño sea el umbral de las mediciones de las velocidades del viento con el equipo de medición, la certidumbre en el cálculo y estimación de la potencia eléctrica producida por el equipo eólica será mucho más exacta.
- El coeficiente de variación para las lecturas de viento a 5 minutos es de 0.90, lo que significa que las variación de las variables es del 90%. El VOC para las lecturas de viento a 60 minutos es de 0.72, lo que equivale al 72%. Las velocidades de viento en tiempos promedio de 60 minutos pierden una variabilidad del 18%.
- El COV para lecturas de viento en intervalos de tiempo de 24 hrs [1440 minutos] es de 0.46 o 46%, lo que significa que con respecto al VOC de 5 minutos pierde una variabilidad del 44%.
- La incertidumbre en la estimación se incrementa conforme aumenta el intervalo de tiempo utilizado para calcular k y c . Los factores k y c son un buen indicador de la variabilidad a corto plazo (segundos-minutos), ya que su valor se aleja del valor verdadero conforme se aumenta el intervalo de tiempo de los promedios.
- De acuerdo al estudio, mientras menor sea el tiempo de la toma de las lecturas, la FDP de Weibull representara de mejor manera el comportamiento de la velocidad del viento. Esta conclusión se base en la deformación que existe en los factores K y C debido a la modificación paulatina de la desviación estándar.
- La potencia eléctrica es el resultado de los valores instantáneos de la fuerza del viento, por lo que el uso de valores promedio para la estimación “esconde” los valores reales.
- El área bajo la curva de la distribución de Weibull decrece mientras aumenta el tiempo de promediado lo que resultará en una subestimación de la generación de potencia.

VII. BIBLIOGRAFIA

- [1] Burton, Tony., Sharpe, David., Jenkins, Nick., Bossanyi, Ervin. Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons, LTD. Chichester, England. 2001.
- [2] Tumur, Gul., Till, Stenzal. *Variability of wind power and other renewables: Management options and strategies*. International Energy Agency. www.iea.com
- [3] Kreith, Frank., Mahajan, Roop. Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy. Mechanical Engineers Series. Series Editors. 2007.
- [4] Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. Wind Energy Explained, Theory, Design and Application, 2nd Ed. Wiley. 2009.
- [5] Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018. Gobierno de la Republica. Estados Unidos Mexicanos. 2013.
- [6] Ley General de Cambio Climático. Secretaria de Servicios Parlamentarios. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Estados Unidos Mexicanos. Última reforma 02-04-2015.
- [7] Ley de la Industria Eléctrica. Secretaria de Servicios Parlamentarios. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Estados Unidos Mexicanos. Última reforma 11-08-2014.
- [8] Ley de Transición Energética. Secretaria de Servicios Parlamentarios. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Estados Unidos Mexicanos. Última reforma 11-08-2014.
- [9] Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional [PRODESEN] 2015-2029. Secretaria de Energía, México. 2015.
- [10] Contrato de interconexión para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala. Secretaria de Energía. Estados Unidos Mexicanos. 08 Abril 2010.
- [11] Contrato de interconexión para fuente colectiva de energía renovable o sistema colectivo de cogeneración eficiente en pequeña escala. Secretaria de Energía. Estados Unidos Mexicanos. 21 Agosto 2012.
- [12] Keevallik Sirje, Soomere Tarmo. *Seasonal and diurnal variations of wind parameters at Pakri*. Tallinn University of Technology, Tallinn Estonia. 2009.

- [13] Abebe Ashenafi, Amente Gelana, Abebe Getachew. *Short Term Temporal Wind Speed Variability: Case Study of Duboo Village*. Journal of Chemical, Biological and Physical Sciences. Haramaya University, College of Natural and Computational Sciences, Department of Physics Dire Dawa, Ethiopia. 2013.
- [14] Aspliden, C. I., Elliot, D. L. and Wendell, L. L. (1986) *Resource Assessment Methods, Siting, and Performance Evaluation*. in *Physical Climatology for Solar and Wind Energy* (eds R. Guzzi and C. G. Justus) World Scientific, New Jersey.
- [15] Wan Y. H. *Long term wind power variability*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). January 2012.
- [16] Stimac, John P. Air pressure and Wind. Retrieved on May 8th. 2008. Department of Geology/Geography. Eastern Illinois University http://www.ux1.eiu.edu/~cfjps/1400/pressure_wind.html
- [17] Díaz Campos, Alexander. *Estadística y Probabilidad I*, Bogotá Colombia. Ed. Santillana. 2008.
- [18] Mendenhall, William, Robert J. Beaver, Barbara M. Beaver. *Introducción a la probabilidad y estadística*. 13ava Ed. CENGAGE Learning Editores.
- [19] Flores Santillán, Salvador. *Análisis de series de tiempo*. 2008.
- [20] Celik, Ali Naci. A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Tukey. *Mechanical Engineering Department, Mustafa Kemal University, School of Engineering and Architecture, Antakya, Hatay, Turkey*. July 2003.
- [21] Cárdenas, E., Rivera, W. Análisis estadístico de mediciones de la velocidad del viento utilizando la técnicas de los valores desviados. Simposio de Metrología 2008. Santiago de Querétaro, México, 22 al 24 de Octubre.
- [22] Touré, Siaka. Investigations on the Eigen-coordinates method for the 2-parameter weibull distribution of wind speed. *Laboratoire d'Energie Solaire, Université de Cocody, 22 Bp 582 Abidjan 22 Côte d'Ivoire (Ivory Cost)*. September 2004. *Renewable Energy* 30. ELSEVIER.
- [23] Versluis, Cokki., Straetmans, Stefan. *Skewness Measures for the Weibull Distribution*. The Netherlands. April 2015.

- [24] Hennessey Jr, Joseph P. Some Aspects of wind power statistics. *Department of Atmospheric Sciences, Oregon State University*. Journal of Applied Meteorology. February 1977.
- [25] Justus, C.G., Winds and Wind System Performance. Franklin Institute Press. Philadelphia, PA. 1978.
- [26] Pearson, Karl. Contributions to the mathematical theory of evolution – II. Skew Variation in Homogeneous Material. University College, London. 1895.
- [27] Canavos, George C. Probabilidad y Estadística: aplicaciones y métodos. Virginia Commonwealth University. McGraw-Hill / Interamericana de México, SA de CV. 1988.
- [28] Baker, Samuel L. Non – Linear Regression. University of South Carolina. 2006 – 2008.

BORRADOR TESIS

Anexo A - Límite de Betz

Un simple modelo, generalmente atribuido a Betz (1926), puede ser usado para determinar la potencia de un rotor de una turbina ideal, el empuje del viento en un rotor ideal y el efecto de la operación del rotor en el campo de viento local. Este modelo simple se basa en una teoría de movimiento lineal desarrollada hace más de 100 años para predecir el rendimiento de hélices de los barcos.

El análisis asume un volumen de control, en el cual sus fronteras son la superficie del tubo de la corriente y las dos secciones cruzadas del mismo. El único flujo es a través de los extremos del tubo de la corriente. La turbina es representada por un disco actuador uniforme el cual crea una discontinuidad de presión en el tubo de la corriente de aire fluyendo a través del él. Note que este análisis no está limitado a algún aerogenerador en particular [4].

Este análisis usa las siguientes consideraciones:

- Fluido con flujo de estado estacionario, incompresible y homogéneo.
- Sin resistencia de rozamiento.
- Un infinito número de palas
- Empuje uniforme sobre el disco o área del rotor.
- Estela no rotativa
- La presión estática aguas arriba y aguas abajo del rotor es igual a la presión estática ambiente sin disturbios.

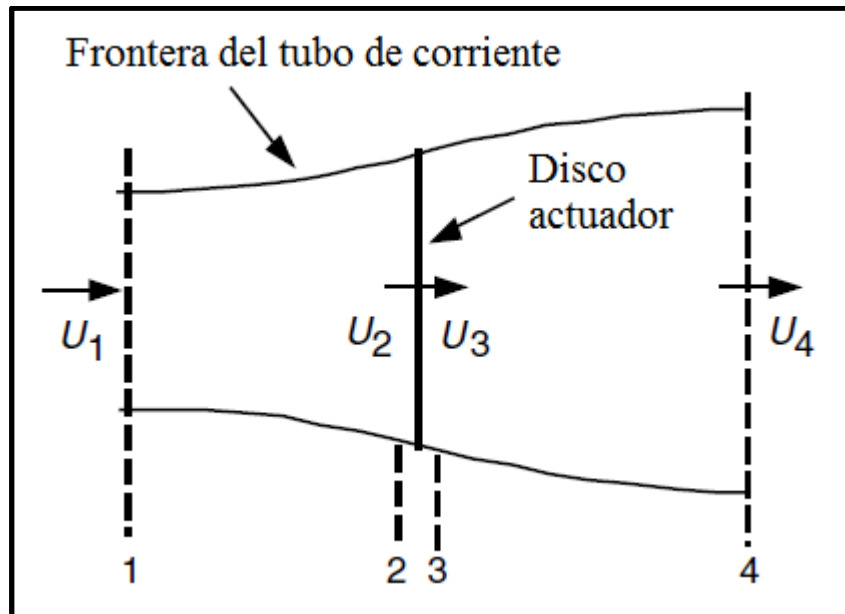


Fig. 3.2. Modelo de un disco actuador de una turbina de viento; U, velocidad media del aire; 1,2,3, y 4 indican ubicaciones. Adaptado de: *Wind Energy Explained. Theory, Design and application, 2nd ed.*

Aplicando la ecuación de conservación de movimiento lineal al volumen de control englobando el sistema entero, se puede encontrar la fuerza neta sobre el contenido del volumen de control. Esa fuerza es igual y opuesta al empuje, T, la cual es la fuerza del viento en el aerogenerador. De la ecuación de conservación de movimiento lineal para un flujo invariable en el tiempo, incompresible y unidimensional, el empuje es igual y opuesto al cambio en el movimiento del tubo de corriente.

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (3.4)$$

Donde ρ es la densidad del aire, A es el área de la sección transversal, U es la velocidad del aire y los subíndices indican valores en las secciones numeradas en la figura [1].

Para un flujo de estado estacionario, $(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m}$, donde \dot{m} es el índice de flujo másico, entonces:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (3.5)$$

El empuje es positivo, de esta forma la velocidad detrás del rotor, U_4 , es menos que velocidad de la corriente libre, U_1 . No se realiza ningún trabajo en ningún lado del rotor de la turbina. Así, la función de Bernoulli puede ser usada en los dos volúmenes de control a cada lado del disco actuador. En el tubo de la corriente aguas arriba del disco:

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho U_2^2 \quad (3.6)$$

En el tubo de corriente, aguas abajo del disco:

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2} \rho U_4^2 \quad (3.7)$$

Donde se asume que las presiones lejanas aguas arriba y aguas abajo son iguales ($p_1 = p_4$) y que la velocidad a través del disco permanece igual ($U_2 = U_3$).

El empuje puede ser además expresado como la suma neta de fuerzas en cada lado del disco actuador:

$$T = A_2 (p_2 - p_3) \quad (3.8)$$

Si resolvemos para ($p_2 - p_3$) usando las ecuaciones 3.6 y 3.7 y sustituyendo en la ecuación 3.8, se obtiene que:

$$T = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) \quad (3.9)$$

Obteniendo los valores de empuje de las ecuaciones 3.5 y 3.9 y reconociendo que el índice de flujo másico es además $\rho A_2 U_2$, se obtiene:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (3.10)$$

Así, la velocidad del viento en el plano del rotor, usando este modelo simple, es el promedio de las velocidades de viento aguas arriba y aguas abajo.

Si definimos el factor de inducción axial, a , como el decremento fraccional en la velocidad del viento entre la corriente libre y el plano del rotor, entonces:

$$a = \frac{U_1 + U_2}{U_1} \quad (3.11)$$

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (3.12)$$

Y

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (3.13)$$

La cantidad $U_1 a$ es referida con frecuencia a la velocidad inducida al rotor, en cuyo caso la velocidad del viento en el rotor es una combinación de la velocidad de la corriente libre y la velocidad del viento inducida. A medida que el factor de inducción axial se incrementa desde 0, la velocidad del viento detrás del rotor disminuye más y más. Si $a = 1/2$, el viento ha disminuido a cero su velocidad detrás del rotor y la teoría simple ya no es aplicable.

La potencia de salida, P , es igual al empuje por la velocidad en el disco:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_2 (U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (3.14)$$

Sustituyendo para U_2 y para U_4 de las ecuaciones 3.9 y 3.10, entonces tenemos:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (3.15)$$

Donde el área del volumen de control en el rotor, A_2 , se sustituye por A , en el área del rotor, y la velocidad de la corriente libre, U_1 se sustituye por U .

El desempeño del rotor de la turbina eólica es usualmente caracterizado por su coeficiente de potencia, C_p :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U^3} \quad (3.16)$$

Donde P es la potencia del rotor dividido entre la potencia del viento.

El coeficiente de potencia adimensional representa la fracción de la potencia del viento que es extraída por el rotor. De la ecuación 3.15, el coeficiente de potencia es:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (3.17)$$

El máximo C_p es determinado tomando la derivada del coeficiente de potencia (ecuación 3.17) con respecto a a y ajustándola igual a cero, dando $a = 1/3$, así:

$$C_p = 4(1/3)(1-(1/3))^2$$

$$C_{p, \max} = 16/27 = 0.5925 \quad (3.18)$$

Cuando $a = 1/3$. Para este caso, el flujo a través del disco corresponde a un tubo de flujo con un área de sección transversal aguas arriba de $2/3$ el área del disco que se expande a dos veces el área del disco de aguas abajo. Este resultado indica que, si un rotor ideal fuera diseñado y operados de manera que la velocidad del viento en el rotor fueran $2/3$ de la velocidad del viento corriente libre, entonces se estaría operando en el punto de máxima producción de energía. Además, dadas las leyes básicas de la física, esta es la máxima potencia posible.

De las ecuaciones 3.9, 3.10 y 3.13, el empuje axial en el disco es:

$$T = \frac{1}{2} \rho A U^2 [4a(1-a)] \quad (3.19)$$

Similar a la potencia, el empuje en una turbina de viento puede ser caracterizado por un coeficiente de empuje adimensional.

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A U^2} \quad (3.20)$$

Donde el numerador corresponde a la fuerza de empuje y el dividendo corresponde a la fuerza dinámica. De la ecuación 3.19, el coeficiente de empuje para una turbina ideal es igual a $4a(1-a)$. C_T tiene un máximo de 1 cuando $a=0.5$ y la velocidad aguas abajo es cero. En la máxima potencia de salida ($a = 1/3$), C_T tiene un valor de $8/9$. Una gráfica de

los coeficientes de potencia y de empuje para una turbina ideal de Betz y una velocidad de viento adimensional aguas abajo son mostradas en la figura 3.

Como se mencionó anteriormente, este modelo idealizado no es válido para factores de inducción axial superiores que 0.5. En la práctica (Wilson *et al.*, 1976), como los factores de inducción axial se aproximan y exceden 0.5, resultan patrones de flujo complicados en el coeficiente de empuje y no son representados en este modelo simple, estos pueden alcanzar hasta 2.0.

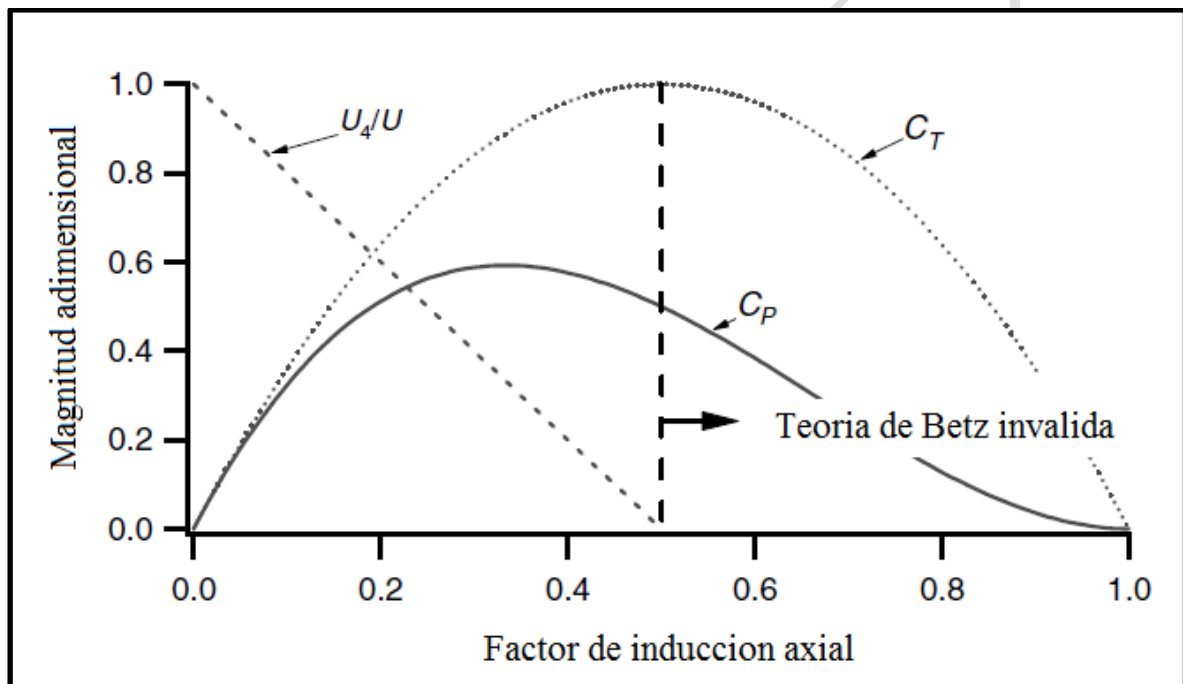


Fig. 3.3. Parámetros de funcionamiento para una turbina de Betz; U , velocidad del aire sin perturbaciones; U_4 , velocidad del aire detrás del rotor; C_p , coeficiente de potencia; C_T , coeficiente de empuje. Adaptado de: *Wind Energy Explained. Theory, Design and application, 2nd ed.*

El límite de Betz, $C_{p,max} = 16/27$, es el máximo coeficiente de potencia de rotor teóricamente posible. En la práctica, tres efectos conducen a una disminución en el coeficiente de potencia máxima alcanzable:

- Rotación de la estela detrás del rotor.
- Numero finito de alabes y pérdidas de punta asociadas.
- Resistencia aerodinámica diferente de cero.