

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
INSTITUTO DE INGENIERÍA

Maestría y Doctorado en Ciencias e Ingeniería



**VARIABILIDAD A CORTO PLAZO DE LA VELOCIDAD DE VIENTO Y SU
EFECTO EN LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO**

Tesis que para obtener el grado de
Maestra en Ingeniería presenta:

Mayra Guadalupe Arredondo Gámez

Director de tesis:

Dr. Alejandro Adolfo Lambert Arista

Codirector de tesis:

Dr. Onofre Rafael García Cueto

Mexicali, Baja California, México.

Octubre, 2018.

JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Alejandro Adolfo Lambert Arista

Sinodal propietario: Dra. Gisela Montero Alpírez

Sinodal primero: Dr. Néstor Santillán Soto

Sinodal segundo: Dra. Marlene Zamora Machado

Sinodal secretario: Dr. Onofre Rafael García Cueto

Instituto de Ingeniería

Directores de tesis:

Dr. Alejandro Adolfo Lambert Arista

Dr. Onofre Rafael García Cueto

Firma

Firma



INSTITUTO DE INGENIERÍA

RESUMEN

Las energías renovables son actualmente alternativas energéticas en etapas de investigación y desarrollo de tecnología para aprovechar su potencial al máximo. La problemática ambiental que se vive actualmente acelera la creación de proyectos con energías renovables. La energía eólica puede ser aplicada en todo el mundo y en especial en México. Particularmente, en Baja California se presentan velocidades de viento de suficiente intensidad con las que actualmente ya se genera energía eléctrica.

En México, la producción de energía eólica tuvo un incremento en el año 2016 respecto al 2015 del 16% y en cuanto a capacidad instalada, un aumento del 19% en el mismo periodo. Esto significa que existe inversión para el desarrollo de este tipo de energía, sin embargo, el petróleo sigue siendo el principal energético primario, por lo tanto, se justifica la investigación en este campo para reducir el consumo del mismo y sus derivados.

Tradicionalmente, para analizar la viabilidad de un proyecto eólico se dispone de una base de datos de viento. Por otro lado, si la información es escasa o nula, es indispensable medir las velocidades que se presentan en el sitio de estudio, preferentemente a la altura deseada y, por lo menos durante un año para estudiar el comportamiento del viento durante las estaciones del año.

Un pronóstico acertado y un eficaz aprovechamiento del recurso eólico son aspectos importantes en los que actualmente se desarrollan investigaciones, a pesar del hecho de que múltiples estudios enfatizan en evaluaciones detalladas del comportamiento del viento, aún hace falta un método oportuno que pueda revelar con mayor exactitud el potencial eólico.

Usualmente, al estudiar el recurso eólico, se promedian las velocidades de viento cada 5 o 10 minutos, sin embargo, debido a su variabilidad temporal es necesario estudiar la velocidad a altas frecuencias para estimar la densidad de potencia con mejor precisión, lo que contribuiría a una mejor evaluación del recurso. Dicho lo anterior, este trabajo, se realizó con el propósito de caracterizar el viento superficial en intervalos de tiempo menores a lo usual, por lo que se instaló un anemómetro sónico a 20 metros de altura, y se programaron las mediciones a una frecuencia de 10 Hz (0.1 segundos). Para analizar su comportamiento la campaña de mediciones se realizó con un año de duración, la cual inició el 1 enero de 2017 y finalizó el 31 de diciembre de 2017.

Al finalizar la campaña de medición se obtuvieron alrededor de 315, 360, 000 datos y para procesar en forma expedita la información, fue necesario la programación en Java; se calcularon estadísticos básicos, con los que se realizó un análisis exploratorio de la información a diferentes niveles temporales, se estimaron parámetros de forma y escala para generar las distribuciones de probabilidad de Weibull y se calculó la densidad de energía para cada mes del año.

Los resultados muestran que la variabilidad a corto plazo de la velocidad del viento disminuye en forma importante conforme se obtienen promedios en intervalos mayores, lo que significa una disminución de la desviación estándar y, por lo tanto, una variación de los parámetros de forma y escala. Por otra parte, al calcular la densidad de energía disponible se observa el mismo comportamiento, es decir, ésta disminuye conforme se aumenta el intervalo de promediado. Los meses con mayor y menor cantidad de densidad de energía disponible fueron el mes de julio y diciembre, respectivamente. El mes de julio tuvo una velocidad media de 2.8 m/s y una densidad de energía de 21.39 kWh/m² y el mes de diciembre tuvo una velocidad de viento promedio de 1.54 m/s con una densidad de energía de 16.53 kWh/m², estas cantidades de potencia se calcularon a una tasa de muestreo de 0.1 segundos. Si comparamos los resultados para los mismos meses en la en la tasa de muestreo recomendada por la IEC-61400-12 (calcular promedios cada 10 minutos), encontramos que aunque las velocidades medias son las mismas, las densidades de potencia tienen una reducción. El mes de julio presentó una diferencia del 23% y el mes de diciembre del 18%, la desviación estándar más alta la tiene el mes de julio con 1.61 m/s y el mes de diciembre de 0.99 m/s, esto significa que hay mayor variabilidad en las velocidades de viento del mes de julio, por lo tanto se justifica que tenga un porcentaje mayor de diferencia entre las tasas de muestreo de 0.1 segundos y 600 segundos.

Los resultados demuestran que la metodología tradicional subestima la producción total de energía, por lo tanto, la metodología desarrollada en este trabajo es una aportación al procedimiento actual de evaluación de recurso eólico, cuyo objetivo es el aprovechamiento óptimo del mismo.

A mi familia y a mi querida amiga,

Elvia Contreras.

“Entre los absolutos en el mundo del hombre están las estrellas y el clima, y tan ineludible como la existencia del clima es la presencia de los vientos”.

George M. Hidy



AGRADECIMIENTOS

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por brindar el apoyo económico para que profesionistas como yo, puedan llevar a cabo satisfactoriamente estudios de posgrado y, mediante nuestros conocimientos y experiencia, aportemos soluciones a las problemáticas actuales para un futuro mejor.

A mi alma máter la Universidad Autónoma de Baja California, especialmente a la Facultad de Ingeniería y al Instituto de Ingeniería por haberme provisto de conocimientos y herramientas que han sido fundamentales en mi vida académica y personal.

A mis directores de tesis

Dr. Rafael García Cueto

Dr. Alejandro Lambert Arista

“Cuando la gratitud es tan absoluta, las palabras sobran.”
Álvaro Mutis

A mi amada y grande familia

Especialmente a mis padres y a Julio y Alejandra, por aceptar con paciencia mis ausencias, esperando con entusiasmo la conclusión de este proyecto.

A mi apreciable sínodo y miembros del Laboratorio de Meteorología

Dra. Gisela Montero

Dra. Marlene Zamora

Dr. Néstor Santillán

Dr. David Flores

Por su apoyo y valiosos comentarios durante el posgrado para el desarrollo de este trabajo.

A mis amigos y colegas:

De manera especial a Violeta Contreras y Ernesto López.

*Armando Aguilar
Ricardo López
Ricardo Muñoz*

*Estefany Álvarez
Ricardo Rivera
Aldo Cano*

*Thalía Granados
Saúl Islas
Elliot Martínez*

*Erik Sandoval
Armando Rello
Vianey Candelas*

No sólo por ayudarme, compartiendo su tiempo y conocimientos conmigo, sino por la compañía tan especial que disfruté día a día en estos últimos años y el ánimo que me brindaron siempre.

¡GRACIAS!

ÍNDICE

RESUMEN	I
AGRADECIMIENTOS.....	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. JUSTIFICACIÓN	7
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
1.4. HIPÓTESIS.....	17
1.5. OBJETIVOS	17
1.5.1. OBJETIVO GENERAL	17
1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES	18
2. MARCO TEÓRICO.....	19
2.1. EL VIENTO Y SU APROVECHAMIENTO.....	19
2.2. ENERGÍA EÓLICA.....	20
2.2.1. Beneficios e inconvenientes de la energía eólica.....	22
2.3. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO	24
2.3.1. Variabilidad espacial.....	25
2.3.2. Variabilidad temporal.....	27
2.4. ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO	29
2.5. ENERGÍA EÓLICA EN BAJA CALIFORNIA	31
2.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	32
2.6.1. Medición del viento	33
2.6.2. Análisis estadístico de la velocidad de viento.....	35
2.6.2.1. Velocidad media y medidas de variabilidad	36
2.6.2.2. Distribución de probabilidad de Weibull	37
2.6.3. Densidad de energía eólica disponible.....	39
2.6.4. Teorema de Betz	41
3. METODOLOGÍA.....	42
3.1. CAMPAÑA DE MEDICIÓN DE VELOCIDAD DE VIENTO	42

3.1.1.	Anemómetro sónico; CSAT3B	43
3.1.2.	Sistema de adquisición de datos; CR3000	45
3.2.	PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN	46
3.2.1.	Equipos de almacenamiento de datos.....	46
3.2.2.	Base de datos	48
3.2.3.	Programación en JAVA.....	50
3.3.	CÁLCULO DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE WEIBULL	53
3.4.	CÁLCULO DE COEFICIENTES DE VARIABILIDAD	54
4.	RESULTADOS Y DISCUSIONES	57
4.1.	VARIACIÓN TEMPORAL DE LA VELOCIDAD DE VIENTO	57
4.2.	ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL VIENTO.....	66
4.2.1.	Velocidad media mensual	66
4.2.2.	Desviación estándar mensual de la velocidad del viento a diferentes frecuencias 68	
4.2.3.	Coeficiente de variación mensual de la velocidad del viento a diferentes frecuencias.....	70
4.2.4.	Distribución de probabilidad de Weibull mensual y cálculo de densidad de potencia.....	71
4.2.5.	Coeficientes/índices de variabilidad de energía mensual y estacional	76
5.	CONCLUSIONES.....	78
	REFERENCIAS	80
	ANEXOS	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Evolución de la capacidad instalada en México 2007-2022	8
Figura 1.2. Potencial eólico a 50m de altura en Baja California (NREL, 2004).	9
Figura 1.3. Concentración de GEI en la atmósfera (IPCC, 2014).	12
Figura 1.4. Cambios en los patrones de temperatura (IPCC, 2014).	13
Figura 1.5. Contaminación del aire. Puente en Bulevar Adolfo López Mateos, Mexicali.	14
Figura 1.6. Gestión de residuos sólidos.	14
Figura 1.7. Termoeléctrica de Mexicali.	15
Figura 1.8. Estructura de producción de energía primaria (SENER, 2016).	15
Figura 2.1. Capacidad instalada de fuentes renovables en México registrada en el primer semestre del 2017 (SENER, 2017).	30
Figura 2.2. Aerogeneradores instalados en parque eólico <i>La Rumorosa</i> , Mexicali, Baja California. Fuente: http://www.energiabc.gob.mx	31
Figura 3.1. Vista aérea del Instituto de Ingeniería, UABC. Mexicali, Baja California.	42
Figura 3.2. Estación meteorológica en azotea de Instituto de Ingeniería, UABC.	43
Figura 3.3. Anemómetro sónico CSAT3B de la compañía Campbell Scientific.	44
Figura 3.4. Anemómetro sónico a 20 metros de altura. Instituto de Ingeniería, UABC.	45
Figura 3.5. Sistema de adquisición de datos de estación meteorológica.	46
Figura 3.6. Dispositivo de almacenamiento externo de 2 GB de capacidad.	47
Figura 3.7. Lector de medios digitales utilizado para transportar la información.	47
Figura 3.8. Captura de menú de programa en Java para el cálculo de parámetros estadísticos del viento.	52
Figura 3.9. Selección de archivos para el cálculo de promedios diarios.	53
Figura 3.10. Selección de archivos con promedios para el cálculo de parámetros de Weibull.	54
Figura 4.1. Velocidad de viento cada 0.1 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	58
Figura 4.2. Velocidad de viento cada 1 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	59
Figura 4.3. Velocidad de viento cada 5 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	60
Figura 4.4. Velocidad de viento cada 30 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	61
Figura 4.5. Velocidad de viento cada 60 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	62
Figura 4.6. Velocidad de viento cada 300 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	63
Figura 4.7. Velocidad de viento cada 600 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	64
Figura 4.8. Velocidad de viento cada 0.1 s ■ y promedios 600 s en Instituto de Ingeniería, UABC.	65
Figura 4.9. Velocidad media mensual registrada por anemómetro sónico en el Instituto de Ingeniería a 20 m de altura en el año 2017.	67
Figura 4.10. Desviación estándar mensual para el año 2017.	68
Figura 4.11. Coeficiente de variación (<i>CV</i>) mensual para el año 2017.	71
Figura 4.12. Factor de forma <i>k</i> (adimensional) mensual para el año 2017.	72
Figura 4.13. Parámetro de escala <i>c</i> mensual, para el año 2017.	73
Figura 4.14. Densidad de energía disponible mensual para el año 2017.	74
Figura 4.15. Densidad de energía disponible de 0.1 s y 600 s para el año 2017.	75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. <i>Clasificación del recurso eólico (NREL, 2004) Fuente: http://www.nrel.gov/wind/pdfs/mexico_baja.pdf</i>	10
Tabla 2.1. <i>Comparación de los impactos en el hábitat de la energía eólica con otras fuentes de energía (Elaboración propia a partir de AWEA, 2009).</i>	24
Tabla 3.1. Número de datos para procesar en cada mes del año 2017 en los 7 intervalos de tiempo.	48
Tabla 3.2. Porcentaje de datos disponibles para su procesamiento.	49
Tabla 4.1. Densidad de energía para cada estación del año en kWh/m ²	76

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Gracias a su alta densidad energética, los combustibles fósiles se han empleado como impulsores del desarrollo industrial y tecnológico, pero mantener este paradigma energético ha traído consecuencias negativas, como el deterioro de los ecosistemas, contaminación ambiental, cambio climático, sequías y desastres naturales que necesariamente orientan a la humanidad a retomar esfuerzos hacia la llamada producción de energía limpia. Las energías renovables son la apuesta en casi todos los países del mundo para sustituir o reducir el uso de combustibles fósiles.

La crisis energética ha iniciado de nuevo un periodo en el campo del aprovechamiento eólico, habiendo elaborado innumerables programas de estudio e iniciativas por parte del gobierno, que han centrado su interés en la elaboración de mapas eólicos, localización de emplazamientos y construcción de plantas de alta potencia (Zepeda, 2013). La investigación en tecnología para el aprovechamiento óptimo del recurso renovable ha pasado a ser una prioridad para el desarrollo económico de cada país.

El recurso energético de la energía eólica es el viento. A pesar de que el viento es un recurso inagotable y disponible en la naturaleza, un obstáculo para aprovechar al máximo su potencial y por ende, el despliegue de aerogeneradores a pequeña y gran escala es la naturaleza indeterminada del mismo, es por eso que la energía eólica representa retos importantes que se resumen en investigación y desarrollo de tecnología; desde la evaluación del recurso eólico hasta la prueba de nuevos materiales del aerogenerador para lograr mayor eficiencia, con el objetivo común de reducir el costo de la energía eólica para que así pueda ser utilizada a pequeña y gran escala en todo el mundo.

El conocimiento teórico, técnico y experimental son aspectos importantes que han llevado a la energía eólica a mejorar sus estándares en los últimos años y es sin duda, de las energías renovables, la más próxima en costos a las energías convencionales, puesto que ha demostrado su viabilidad técnica y económica (Avia, 2012).

Existen abundantes estudios sobre características y análisis de viabilidad de proyectos eólicos en el mundo entero. Por ejemplo, uno de los estudios más importantes sobre la medición del viento y su variabilidad fue realizado por Van der Hoven (1956), siendo el primer espectro de las velocidades de viento, en el dominio de las frecuencias, realizado en Brookhaven, Estados Unidos de América.

Van der Hoven, realizó un análisis del espectro de potencia de la velocidad del viento horizontal en un amplio rango de frecuencias uniendo varias porciones del espectro. En este trabajo se analizó una larga serie de lecturas frecuentes que abarcaron varios meses, dando así todo el espectro en una sola pieza, por lo que es posible visualizar las variaciones de la velocidad y permite separar las regiones que constituyen la macrometeorología y la micrometeorología (Van der Hoven, 1956). Igualmente, identificó dos fases dentro del espectro de potencia del viento. La primera fase está asociada con el primer y mayor pico dentro del espectro, 0.01 ciclo/hora, corresponde a un periodo de cuatro días al que denomina pico macrometeorológico; que muestra una concentración de energía por un periodo aproximado de cuatro días, correspondiendo con el tiempo de tránsito típico de un sistema meteorológico. El segundo pico importante que es el micrometeorológico, se ubica en el rango correspondiente a periodos de 3 segundos a 10 minutos y está asociado con la turbulencia de la capa límite, que contiene energías con periodicidades del orden de un minuto hasta décimas de segundos y es causado por turbulencias generadas por los efectos topográficos, rugosidad del terreno u obstáculos alrededor del sitio.

A partir de este estudio, crece el interés de estudiar la velocidad de viento en periodos de tiempo menores a los que tradicionalmente son establecidos para el análisis de un sitio, ya que comprueba el hecho de que existe energía importante en las velocidades de viento presentes en el orden de segundos y no sólo se analiza el viento en altas frecuencias, sino también esta técnica ha sido utilizada con otros objetivos. Un ejemplo de ellos es el estudio de Hiriart, Ochoa y García (2001) en el que desarrollan un modelo del espectro de potencias del viento en el sitio elegido para construir el Telescopio Óptico-Infrarrojo de nueva tecnología. El modelo obtenido sería de utilidad en el estudio y el diseño de la estructura del telescopio, así como del edificio que lo contendría. Este artículo presenta los resultados de los primeros análisis de un grupo selecto de datos de viento obtenidos en el sitio a una frecuencia de muestreo de 40 Hz. Realizado el estudio se concluye que cuando el viento sopla desde una suave pendiente el índice de potencia es mayor que cuando el viento sopla

a través de un acantilado. A partir de las finas mediciones de viento, encontraron que la componente vertical del viento es insignificante en comparación a su componente longitudinal. Por lo tanto, la energía en la dirección vertical puede ignorarse. La relevancia de este estudio radica en la resolución temporal con la que se midió la velocidad del viento, definida así para analizar las perturbaciones que produce el viento en el instrumento, difíciles de percibir, pero muy importantes como para no ser tomadas en cuenta.

Una manera de estimar la energía promedio para una región es usando la velocidad promedio, de modo que un cambio en el valor esperado puede reflejar una estimación de potencia incorrecta (Rodríguez, Jaramillo, Andaverde y del Río, 2013). Rodríguez et al., (2013), refieren en su estudio que el uso de la media estadística tiende a eliminar los valores máximos y mínimos de la muestra, y por su sesgo, los elementos que desaparecen primeramente son los menos abundantes, en este caso, las velocidades altas que son las que pueden contribuir a una mayor generación de energía. En esta investigación se aplicó un modelo estadístico para un conjunto de datos de velocidad de viento considerando intervalos de 10 segundos. El mejor ajuste es presentado por la función de densidad de probabilidad de Rayleigh, si se seleccionara otra distribución, provocaría una sobreestimación del recurso. Con esta función se determinó la densidad de energía disponible del sitio y a partir de la información obtenida, se concluyó que la energía calculada disminuía a medida que se extiende el tiempo de muestreo.

La velocidad del viento presenta fluctuaciones en todas las escalas de tiempo, debido a numerosos factores meteorológicos, y la energía eólica que es proporcional a la velocidad del viento, es invariablemente afectada por estas fluctuaciones (Rodríguez et al., 2013), por lo anterior, son de suma importancia estudios que analicen la variabilidad del viento. Rodríguez (2014) en su investigación, estudia el proceso de evaluación del recurso eólico para aplicaciones de baja potencia, para ello, analiza la influencia de distintos tiempos de medición en el cálculo de la posible energía a producir. Estudiando diferentes tiempos de promedio, desarrolla una metodología para el cálculo de la incertidumbre en la evaluación del recurso eólico en los estudios de factibilidad técnico-económica.

Por otra parte, al evaluar el potencial eólico a partir de valores promedios de muestras de tamaño de uno y diez minutos (tiempo de promediado), encuentran una diferencia en la estimación de la potencia de alrededor del 17% (Rodríguez, Río y Jaramillo, 2016), lo que puede ser un factor que desmotive la utilización de aerogeneradores de baja potencia.

Lo anterior nos muestra que dos factores determinantes para obtener una evaluación precisa del viento son: la **selección del aerogenerador de baja potencia (ABP)** y el **intervalo de promediado**.

La variabilidad es una característica del viento que no permite un aprovechamiento óptimo y el desarrollo de la energía eólica en varios sitios, puesto que, es difícil predecir la cantidad de energía que podrá generarse sólo con los datos medidos, ya que son muchas las variables que interfieren en el comportamiento del viento. Por lo tanto, existe cierta resistencia a la implementación de parques eólicos a pequeña o gran escala.

Comprender como varía el viento en las escalas temporal y espacial son puntos muy importantes en especial en ciencias físicas y en este caso, en energía eólica, la cual sigue siendo una fuente de generación de electricidad de crecimiento acelerado, pese a la incertidumbre económica que pueda causar. Comprender cómo varía en escalas de tiempo es de extrema importancia para la industria de la energía, de igual manera el desarrollo de software ha permitido predecir las velocidades de viento en áreas donde las mediciones son escasas y también ha brindado la posibilidad de predecir tendencias futuras. Watson (2014) confirma en su estudio que entendiendo la variación de las velocidades de viento se podrían atacar áreas de oportunidad como lo son el diseño y la instalación de turbinas, el diseño de una red de energía en escalas de tiempo intermedias y el rendimiento de las turbinas, y en base a esto concluye que reducir el efecto de la variabilidad en la producción de energía de un parque eólico es posible al combinarla con otras fuentes de generación de energía renovable.

Predecir la energía eólica es un factor clave para la producción de la energía eléctrica y, esto depende en gran medida de la capacidad para pronosticar la velocidad del viento. Las predicciones a corto plazo, (desde milisegundos hasta unas pocas horas), son útiles para la operación y el control de las turbinas eólicas (Guo, Zhao, Lu y Wang, 2012). Las predicciones a mediano plazo de horas o días también son necesarias para diseñar la mejor

estrategia de oferta y en caso de generar menos energía que la demandada, es posible calcular con anticipación cuánta energía adicional se requiere agregar y cómo será sustituida. De igual modo, el mantenimiento adecuado de parques eólicos ayuda a conservar su periodo de vida útil.

Un estudio sobre la evaluación y determinación de los sitios más adecuados para el desarrollo eólico, se realizó en Jordania, donde se evaluó la energía eólica a partir del conocimiento de las velocidades medias mensuales en 5 ubicaciones diferentes del país. Además se examinó la viabilidad de instalar 5 aerogeneradores que varían en potencia nominal. La campaña de medición se llevó a cabo del año 2008 al 2012, se registraron las velocidades con un anemómetro de copa a 10 metros de altura y con una frecuencia de muestreo de cada 6 horas. Se calculó la densidad de potencia a partir de las distribuciones de Weibull y los resultados indican que el sitio con mayor densidad de potencia es el aeropuerto de Aqaba, donde se presentó la velocidad promedio máxima de los 5 lugares, la cual fue de 7.05 m/s. Sus resultados mostraron que la velocidad media anual del viento y la distribución de frecuencias juegan un papel importante en la producción de energía (Ammari, Al-Rwashdeh y Al-Najideen, 2015).

La selección del sitio donde se desea implementar tecnología eólica es el aspecto de donde inicia todo el estudio previo. Esta etapa de la evaluación del recurso eólico, se realiza con el objetivo de calcular la posible producción de energía a largo plazo que pueda obtenerse con las velocidades de viento que ocurren en la región, incluye realizar mediciones de velocidad de viento, tratamiento de datos, cálculos y algunas veces se llevan a cabo simulaciones para determinar la potencia que se pueda obtener con diferentes aerogeneradores, sin embargo las mediciones son el elemento clave y el más importante del proceso.

En un análisis similar, Rodríguez et al., (2016) aseguran la importancia del tiempo de medición en la evaluación del recurso eólico, especialmente en aplicaciones de baja potencia, indicando que la descripción correcta de la velocidad del viento es crucial para determinar la viabilidad económica de un proyecto de energía eólica. La técnica de muestreo que se utilizó está respaldada por el trabajo de Van der Hoven publicado en 1957.

Otra investigación que hace referencia a las técnicas estadísticas para el estudio del viento es el de Wang, Hu y Ma, en 2016. Las características estadísticas del viento y la selección de aerogeneradores adecuados son esenciales para evaluar de forma efectiva el potencial de energía eólica y diseñar parques eólicos. Usando cuatro sitios en el centro de China, se revisaron y compararon los modelos paramétricos y no paramétricos de distribución de probabilidad de velocidad del viento y los métodos de estimación para los parámetros de estos modelos. Este estudio también revisa y analiza seis curvas de potencia propuestas por la literatura y la pérdida de potencia causada por el efecto de estela mutua entre las turbinas de un parque eólico. Los resultados de la evaluación demuestran que la elección de las curvas de potencia influye en la selección de aerogeneradores y la consideración del efecto de estela mutua puede ayudar a optimizar el diseño de parques eólicos en la evaluación de potencial eólico (Wang et al., 2016).

Recientemente, Korprasertsak y Leephakpreeda (2018), realizaron un estudio de viento en Tailandia, en el Instituto Internacional de Tecnología Sirindhorn de la Universidad Thammasat. La medición del viento se realizó de octubre de 2015 a octubre de 2016 en la azotea del edificio del laboratorio con una altura de 20 m. Se estableció una frecuencia de muestreo de 10 Hz para el registro de datos con el fin de percibir los comportamientos dinámicos reales de viento para este estudio. La tasa de recuperación de datos de la medición anual de la velocidad del viento fue del 99.9%.

En la medición del viento, la tasa de muestreo es uno de los factores más importantes en la adquisición de datos de viento, Korprasertsak y Leephakpreeda (2018) definen una tasa de muestreo de 10 Hz como punto de referencia, esto favorece la precisión en el cálculo de la energía que se espera generar a partir del viento y permite una evaluación óptima del recurso. Aunque el estándar IEC-61400-12-1 recomienda hacer un promedio de 10 minutos midiendo cada segundo, este procedimiento no representa un análisis de viento satisfactorio para su implementación con tecnología eólica, ya que el viento tiene variaciones inherentes y su velocidad puede cambiar en segundos, minutos, en las estaciones del año y de un año a otro (Korprasertsak y Leephakpreeda, 2018).

En esa investigación se concluye que los cambios porcentuales en la desviación estándar de la velocidad del viento tienen efectos sobre los cambios porcentuales en los parámetros

de forma y de escala de la distribución de probabilidad de Weibull, la cual se utiliza para el cálculo de probabilidad de velocidades.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El impacto del cambio climático en el medio ambiente, en términos del aumento de las emisiones de dióxido de carbono, ha motivado que la política energética mundial se centre en las fuentes de energía renovable. La energía eólica, que posiblemente no se vea significativamente afectada por los efectos del cambio climático durante la vida útil de las máquinas eólicas, es una de esas fuentes de energía renovable que se utiliza cada vez más en todo el mundo. Con máquinas eólicas de 15 a 20 años de vida útil que pueden implementarse en sitios con altas velocidades de viento, la energía eólica puede ser competitiva con otros sistemas de energía renovable para la generación de electricidad (Ammari et al., 2015).

Además de su gran potencial para mitigar el cambio climático, las energías renovables pueden aportar otros beneficios. Si se utilizan de forma adecuada, pueden contribuir al desarrollo social y económico de un país o Estado; favorecer el acceso a la energía; la seguridad del suministro y reducir sus efectos negativos sobre el medio ambiente y la salud (IPCC, 2011).

El desarrollo de las energías renovables en el mundo ha crecido a una tasa promedio anual de 7% del 2000 al 2012, contribuyendo con un 21% de la generación de energía eléctrica mundial, poseen la capacidad de dar solución a los problemas resultantes del cambio climático; proporcionan una diversificación del mercado energético y se posicionan en el mercado de una nueva industria energética (SENER, 2015).

La energía eólica es una de las energías renovables con un crecimiento significativo respecto a otras fuentes de energía por lo que estudiar los aspectos que relacionen la generación de energía a partir de esta fuente es de suma importancia (Zamora, 2015). Por ejemplo, la integración de grandes cantidades de energía eólica en sistemas energéticos plantea grandes desafíos de equilibrio, debido a la naturaleza variable y sólo parcialmente predecible del viento (Hedegaard y Meibom, 2012). Sin embargo, este tipo de energía tiene

cualidades importantes: no emite gases de efecto invernadero a la atmósfera, no genera residuos peligrosos, se encuentra en la superficie, no depende de los combustibles fósiles y por medio de sus aplicaciones puede suministrarse energía eléctrica a comunidades rurales, lo cual es una labor urgente.

Es importante estudiar el recurso eólico en México para identificar las zonas que cuenten con potencial y planear su explotación. México cuenta con una diversidad de sitios para generar energía eólica; los lugares con mayor potencial eólico los posee Oaxaca, existiendo también otras regiones identificadas como: Zacatecas, Tabasco, la cadena montañosa de la Rumorosa y el litoral de la península de Baja California, así como también extensiones de litorales del Pacífico y Golfo de México (Cadenas y Saldívar, 2007).

Durante el 2015, la capacidad de las centrales eléctricas de autogeneración pasó de 1.98 GW a 2.57 GW. Esto derivó en un incremento de 36.1% de la producción total respecto al 2014, mismo que refleja un salto de 23.13 PJ a 31.48 PJ.

En la figura 1.1 se observa la capacidad instalada de energía eólica en México que va desde el año 2007 al 2016 y a partir del 2017 al 2022 una proyección de los megawatts (MW) que se esperan obtener.

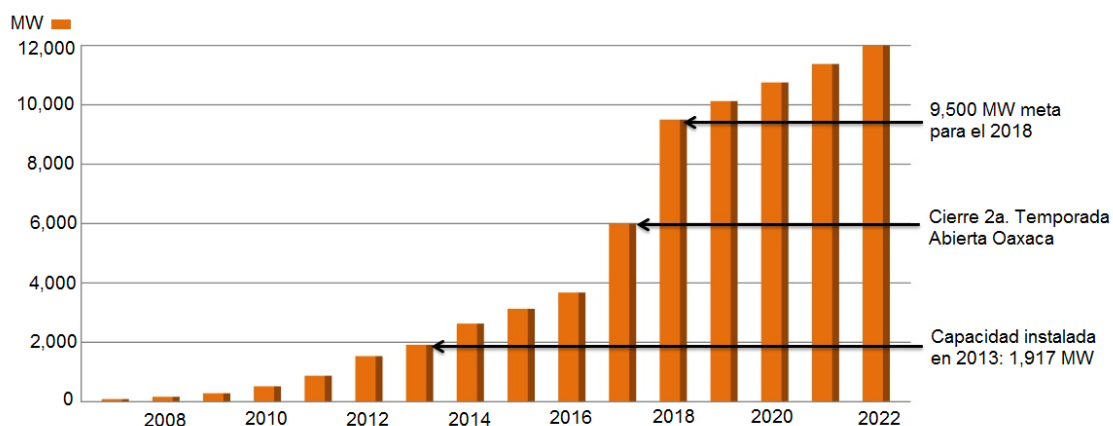


Figura 1.1. Evolución de la capacidad instalada en México 2007-2022

Fuente: <https://www.amdee.org/FAQRetrieve.aspx?ID=51455>

En cuanto a Baja California, en 2009 se construyó el parque eólico La Rumorosa I, en la región montañosa de La Rumorosa. La creación de este parque se llevó a cabo por la

necesidad de aprovechar el recurso eólico en la región, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera y apoyar a la economía de las familias de escasos recursos de la ciudad de Mexicali.

El parque eólico, está conformado por 5 aerogeneradores de 2 MW de potencia cada uno, produciendo más de 27 millones de kWh al año, evitando que 14 mil toneladas de CO₂ sean emitidas a la atmósfera. Con la energía que se genera mediante el recurso eólico se creó el programa “*Tu energía*”, que consiste en proporcionar 1,100 pesos al año para el pago del consumo de electricidad a 35,000 familias de escasos recursos, además se abastece el 80% del consumo eléctrico del alumbrado público de la ciudad de Mexicali (Gobierno del Estado de Baja California, 2018).

En la Figura 1.2 se observa la clasificación del potencial eólico en Baja California, según la clasificación del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos (NREL). Uno de los sitios con mayor potencial es la Sierra de Juárez. La ciudad de Mexicali está identificada con un potencial bajo, sin embargo, de acuerdo a las velocidades promedio que se presentan, es posible que se lleven a cabo instalaciones de baja potencia en este sitio.

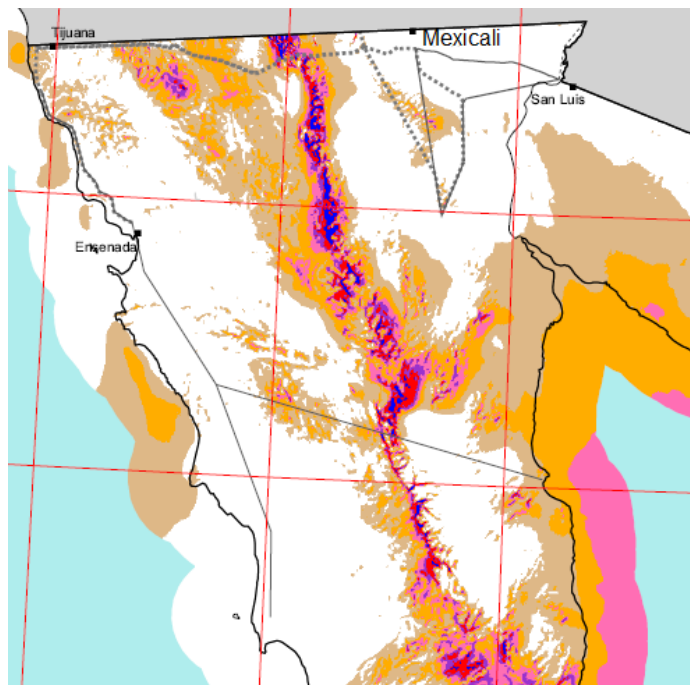


Figura 1.2. Potencial eólico a 50m de altura en Baja California (NREL, 2004).

Fuente: http://www.nrel.gov/wind/pdfs/mexico_baja.pdf

Los rangos de velocidad de viento de NREL para la clasificación del potencial eólico se ilustran en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Clasificación del recurso eólico (NREL, 2004) Fuente: http://www.nrel.gov/wind/pdfs/mexico_baja.pdf

Clase	Potencial del recurso	Densidad de potencia eólica a 50 m [W/m^2]	Velocidad de viento a 50 m [m/s]
	Bajo	0 – 200	0.0 – 5.6
	Malo	200 – 300	5.6 – 6.4
	Bueno	300 – 400	6.4 – 7.0
	Alto	400 – 500	7.0 – 7.5
	Excelente	500 – 600	7.5 – 8.0
	Excepcional	600 – 800	8.0 – 8.8
	Magnífico	>800	> 8.8

Por lo anterior, la energía eólica es una alternativa de generación de energía eléctrica, además representa una reducción al consumo de combustibles fósiles. No obstante, uno de los obstáculos para el uso de viento como recurso energético es su fluctuación temporal y además depende de factores que no pueden controlarse, lo que conduce a la incapacidad de predecirlo. En Baja California, por ejemplo, se presentan fenómenos meteorológicos que afectan a la velocidad y dirección de viento. La circulación atmosférica de invierno se debe a la prevalencia del sistema de alta presión semipermanente del Pacífico Noroeste, con períodos acentuados de velocidad del viento por el paso frecuente de frentes fríos (aproximadamente de noviembre a mayo, con mayor frecuencia de diciembre a marzo). Mientras que en el verano la circulación atmosférica en la región es dominada por el Monzón del suroeste de Norteamérica, por lo que los vientos son del cuadrante este al sur, principalmente en los meses de julio a septiembre.

De lo anterior surge la importancia de saber cómo se distribuye la energía del viento, en el dominio de la frecuencia, para una serie de tiempo en distintos períodos (diario, mensual y estacional). Además un análisis a altas frecuencias, es decir, en periodos menores a los 5

y 10 minutos permitiría determinar las componentes más importantes del viento y así tener un mejor conocimiento de su variabilidad a corto plazo y en consecuencia, una evaluación más precisa para su explotación.

Aunque la tecnología de turbinas para la energía eólica avanza rápidamente, tanto en aplicaciones de gran y pequeña escala, permanece el menester de evaluar con precisión el comportamiento del viento, incluyendo fundamentalmente su variabilidad.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente, la sociedad se enfrenta a diversos problemas que afectan gravemente la vida diaria, que pueden verse reflejados en la economía de un país, un Estado o una ciudad y en la salud de la población.

Uno de los problemas ambientales existentes que lleva la delantera conforme el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, es la globalización.

El impacto del crecimiento poblacional se ha considerado como uno de los más grandes desafíos para la coexistencia de las metas ambientales, económicas y sociales así como para la promoción de un futuro sustentable. También tiene un impacto mayor en la forma en la que se administran los recursos naturales y se diseña e invierte en ingeniería e infraestructura.

Uno de los principales retos que enfrenta la civilización hoy en día, es cubrir la demanda de energía que la población requiere, con un mínimo de impactos ambientales negativos. El consumo de energía es una de las principales razones por la que las emisiones de gases de efecto invernadero se han incrementado en las últimas décadas. En el 2016, el consumo de electricidad per cápita aumentó 3.5% respecto al año anterior y pese a que la producción de petróleo disminuyó 4.8% comparado con 2015, prevaleció como el energético primario con la mayor producción en México (SENER, 2016).

Dado que ha sido difícil la reducción del uso de combustibles fósiles que generan gases de efecto invernadero, debido a que intervienen varios factores que van desde la voluntad política de un país para hacerlo, hasta la economía que éste representa, por lo tanto, estos

gases se han acumulado en la atmósfera rápidamente, contribuyendo así a la aceleración del cambio climático.

La producción de energía mediante combustibles fósiles inició desde la Revolución Industrial (año 1800), en este periodo se produjo un aumento en las emisiones de contaminantes, especialmente del dióxido de carbono.

La figura 1.3 indica las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera; gases como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y dióxido de nitrógeno (NO_2). Estos gases son producidos por la quema de combustibles fósiles: petróleo, gas natural y carbón, en altas concentraciones tienen efectos en la temperatura del planeta y en la salud de las personas.

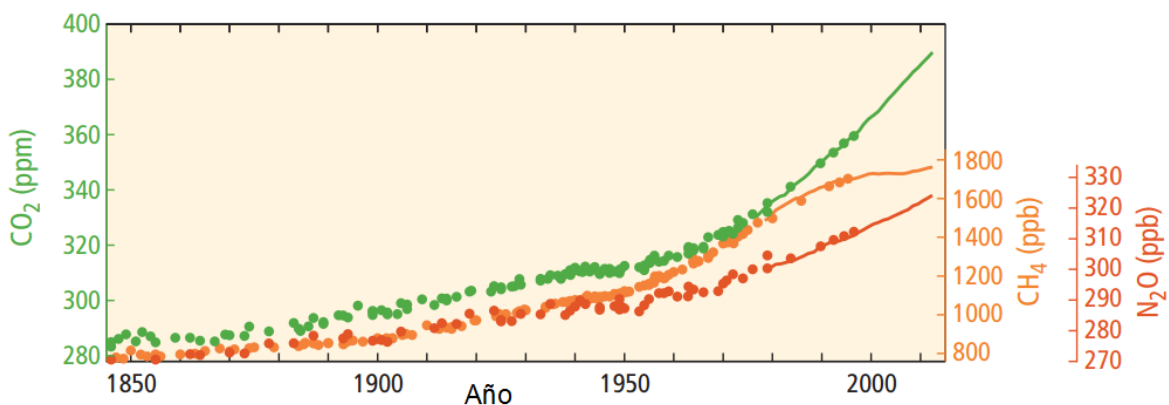


Figura 1.3. Concentración de GEI en la atmósfera (IPCC, 2014).

Se espera que para el 2050 la población mundial pase de 7 mil millones de habitantes a más de 9 mil millones y se proyecta que la economía mundial crezca casi cuatro veces, con una creciente demanda de energía y de recursos naturales (OECD, 2012).

Este aumento de población, demanda de energía y recursos propiciará a un cambio climático más acentuado, ya que se prevé que las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se eleven en un 50% debido principalmente a la generación de energía.

Se proyecta que hacia el 2050 casi el 70% de la población mundial será urbana, lo que magnificará desafíos como la contaminación atmosférica, la congestión del transporte y la

gestión de la basura. Además, se estima que una economía mundial cuatro veces mayor que la de hoy emplee 80% más energía en el 2050 (OECD, 2012).

Como consecuencia, se vivirán problemáticas como el aumento de las temperaturas, la no disponibilidad de agua, sequías, inundaciones, pérdida de biodiversidad, enfermedades, entre otras. No son sólo los ecosistemas y la vida silvestre los que dependen del clima, sino también la salud humana y la economía, ya que diversas actividades dependen de un clima constante como la agricultura, la industria pesquera y ganadera, el turismo o el transporte y con estas alteraciones, se vivirán crisis alimenticias, económicas y problemas de salud pública, ya que también se espera que la contaminación del aire se convierta en la principal causa de mortalidad prematura en el mundo bajo este escenario.

La figura 1.4 muestra el incremento promedio de las temperaturas de los últimos años hasta el 2010. El aumento de la temperatura es constante, se observa que a partir de 1910 el aumento de la temperatura es creciente, tanto en los océanos como en tierra. Consecuencias asociadas a la Revolución Industrial, el aumento de población y el incremento de la demanda energética.

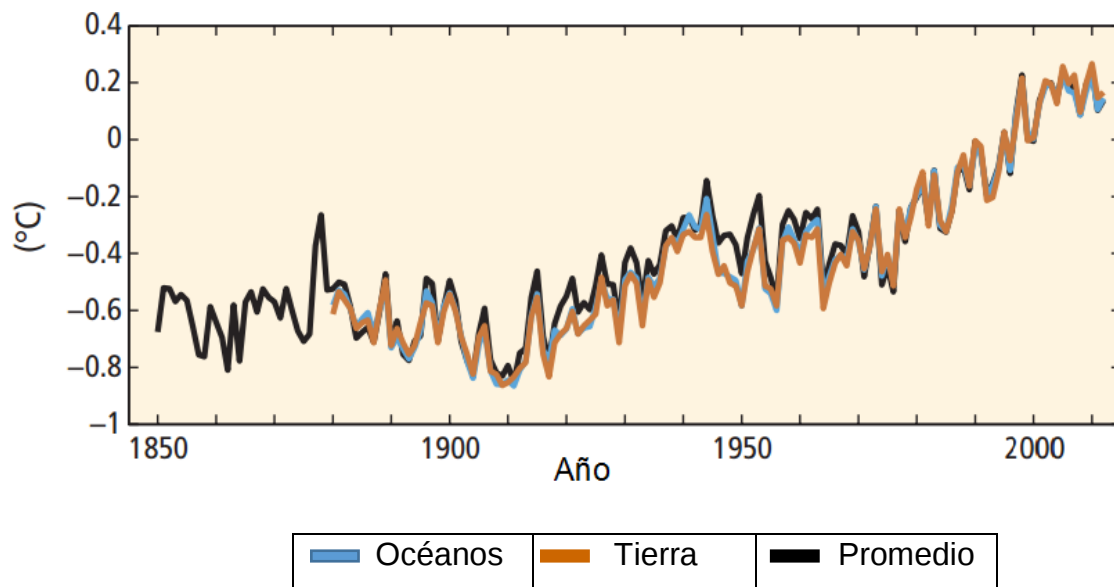


Figura 1.4. Cambios en los patrones de temperatura (IPCC, 2014).

Encontrar soluciones de mitigación y de reducción de energía es una tarea importante y primordial para cualquier país que quiera evitar estas problemáticas.

En Mexicali, Baja California, actualmente se presentan problemas de contaminación del aire, del suelo y mala gestión de los residuos sólidos. En las figuras 1.5 y 1.6 se aprecian dos sitios que evidencian la contaminación que se vive en esta ciudad, y en la figura 1.7 se muestra una imagen de la Termoeléctrica de Mexicali, que es una de las principales centrales de generación de energía eléctrica funcionando con combustibles fósiles.



Figura 1.5. Contaminación del aire. *Puente en Bulevar Adolfo López Mateos, Mexicali.*



Figura 1.6. Gestión de residuos sólidos.
Unidad de transferencia Xochimilco, Mexicali.



Figura 1.7. Termoeléctrica de Mexicali.

La siguiente gráfica (figura 1.8) expone una comparación de los recursos energéticos. Un 62.6% lo tiene el petróleo, y es el principal emisor de gases de efecto invernadero; además de otras desventajas, como la volatilidad de sus precios, la disponibilidad limitada del recurso y el riesgo ambiental que está presente en cada extracción.

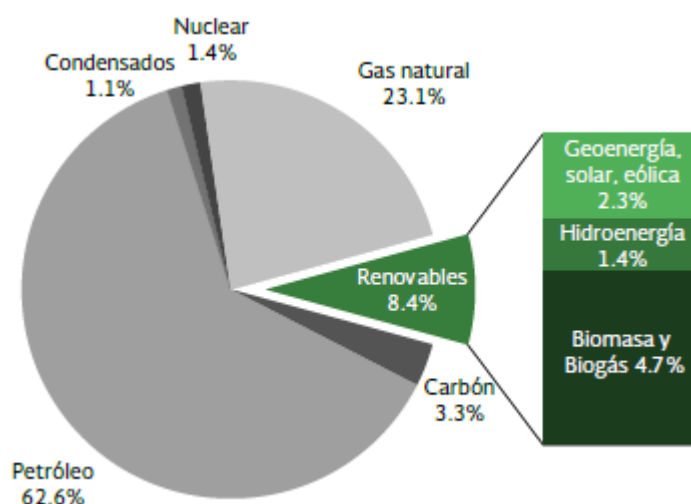


Figura 1.8. Estructura de producción de energía primaria (SENER, 2016).

Las energías renovables tienen un papel importante en cuanto a generación de energía, representan el 8.4 % de la producción de energía primaria y año con año aumenta este

porcentaje. Estas energías alternativas están en constante desarrollo e innovación, buscando obtener eficiencias más altas en sus procesos y menor impacto ambiental, por esta razón son consideradas una estrategia de mitigación a los efectos del cambio climático. La energía eólica promete ser una de las mayores generadoras de electricidad, si se aprovecha de manera oportuna el recurso eólico, identificando sitios que presenten velocidades de viento que puedan ser aprovechadas. Un área de oportunidad para un buen aprovechamiento del viento es la evaluación precisa del recurso, tomando en cuenta la variabilidad temporal que éste presenta.

1.4. HIPÓTESIS

El análisis de la velocidad de viento a una frecuencia de 10 Hz permite estimar la densidad de potencia con una mejor precisión, comparada con la estimación obtenida a partir de promedios en intervalos de tiempo mayores, lo que puede contribuir a un mejor estudio del recurso eólico.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Caracterizar el viento superficial, su variabilidad a diferentes niveles temporales y la influencia en la densidad de potencia calculada.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Registrar las componentes de la velocidad del viento con una frecuencia de muestreo de 10 Hz durante un año.
- Analizar mediante estadística exploratoria la información del viento en el periodo de un año.
- Calcular y comparar las distribuciones de probabilidad de Weibull y densidades de potencia para diferentes intervalos de tiempo.
- Describir la variabilidad del viento a corto plazo.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES

Las velocidades medidas a altas frecuencias presentan mayor precisión y un comportamiento detallado del viento, estadísticamente podría aumentar la precisión de la evaluación del recurso eólico y, posiblemente pueda desarrollarse para enfoques de predicción.

Comúnmente, en los estudios previos para la realización de proyectos eólicos se mide la velocidad cada 5, 10, 30 o 60 minutos. Este método tradicional subestima la energía que será posible extraer del viento, un análisis del recurso con más información y en periodos cortos de tiempo permite acercarse a la cantidad real de energía que pueda generarse.

La metodología de este análisis puede aplicarse en cualquier zona. Una de las principales limitaciones, podría ser si se intenta aplicar esta metodología, es el de no contar con el equipo necesario para la medición del viento, el acopio y respaldo de la información obtenida en las campañas de medición.

Una limitación en este estudio es que se tiene un año de información medida, por lo que cualquier conclusión a la que se llegue, aunque la muestra tenga una enorme cantidad de datos, estará basada en esa muestra temporal.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. EL VIENTO Y SU APROVECHAMIENTO

El viento es producto de la atmósfera, es otra manifestación de la acción del Sol. El calentamiento desigual de la corteza terrestre da lugar a corrientes de aire. La presión del aire (peso transmitido por la columna de la atmósfera sobre cada punto de la superficie de la Tierra) varía en función de la posición geográfica y de la altura, así como de la energía solar que calienta (y, por lo tanto, aligera) en mayor o menor medida el aire. El patrón de viento generalmente se repite durante el período de un año (Ammari et al., 2014).

El aprovechamiento del viento para realizar trabajo, no es un beneficio exclusivo de las últimas décadas sino se ha utilizado como una fuente de energía desde hace varios siglos. La potencia del viento se usaba y se sigue utilizando para navegar barcos, para moler grano y bombear agua; hasta la generación de energía eléctrica a pequeña y gran escala (Stathopoulos et al, 2018).

El aprovechamiento del viento surgió en Persia, Irak, Egipto y China. En la Edad Media, los molinos de viento aparecieron en Italia, Francia, España y Portugal. Años más tarde, se les encuentra en Gran Bretaña, Holanda y Alemania. Las máquinas empleadas en estos lugares fueron de eje horizontal, llevaban cuatro aspas dispuestas en cruz y se utilizaban para moler grano, usualmente el trigo. En Holanda, fueron utilizados desde el año 1350 para la desecación de los polders. Siguen empleándose también para extraer el aceite de las nueces y de los granos, para aserrar madera, para transformar trapos viejos en papel, para la preparación de los colorantes en polvo que forman parte de la composición de los tintes y para la fabricación del rapé que antiguamente ocupaba el lugar de los cigarrillos.

En los comienzos del siglo XX, los primeros molinos rápidos que arrastran generadores eléctricos hacen su aparición en Francia, para extenderse después por el mundo. Georges Darrieus fue un ingeniero francés que inventó el aerogenerador de eje vertical, aunque Charles F. Brush, Poul la Cour, Albert Betz, Palmer Cosslett Putman, Ulrich W. Hüttner y Johannes Juul, ingenieros, físicos y meteorólogos, tuvieron aportaciones muy importantes en el desarrollo de la energía eólica.

Desde la época del auge de los molinos tradicionales, no había existido un crecimiento tan significativo en el uso de la energía eólica como hasta hoy.

Aún al obtener beneficios del viento, la incapacidad de controlarlo o tener velocidades constantes fue una de las problemáticas más importantes desde la antigüedad hasta la fecha, aunado a esto, la invención de la máquina de vapor, el motor de explosión, el motor diésel y el desarrollo de la electricidad, el aprovechamiento del viento dejó de tener atención y por lo tanto, los aerogeneradores no llegaron a imponerse. Años más tarde, con la disminución de las reservas mundiales de hidrocarburos, la demanda creciente de energía y el temor al cambio climático, la energía eólica vuelve al primer plano actualmente.

2.2. ENERGÍA EÓLICA

En un contexto global, la generación de electricidad a partir de aplicaciones de energías renovables revela que la mayor contribución proviene de los recursos hídricos y eólicos, mientras que otra parte importante proviene de fuentes como la energía solar, la biomasa, la geotérmica y las mareas (Murthy, 2017).

Las tecnologías de generación renovable, como ya se ha mencionado anteriormente, se consideran fuentes de energía libres de contaminación y su uso óptimo reduce el impacto en el medio ambiente, asimismo, la generación de desechos secundarios que provoca dichas fuentes es mínima y ha demostrado ser sustentable. El avance tecnológico podría brindar a la sociedad un aumento en la producción de electricidad para el futuro y disminuir el costo de la misma (Zhang, Ma, Song, Zhou y Chen, 2016). Por esta razón, se realiza investigación y desarrollo de tecnología en la mayor parte del mundo, principalmente en energía eólica, cuyo desarrollo contribuye a mantener la seguridad y la estabilidad energética mundial.

Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que llega a la Tierra. Aunque en la práctica sólo podría emplearse una parte muy pequeña de esa cantidad, la energía eólica posee características favorables para un aprovechamiento rentable pudiéndose aplicar tanto para proyectos de gran escala como

para aplicaciones de baja potencia para diferentes sectores, debido a que presenta diversas ventajas que la hacen ser una alternativa óptima frente a otras fuentes de energía.

Actualmente, la energía eólica ha demostrado ser económicamente viable, por lo tanto se considera como una de las energías renovables más desarrolladas. El informe del año 2017 de la Asociación Mundial de Energía Eólica, muestra que la capacidad eólica mundial ha alcanzado los 539 GW (WWEA, 2017). Esto significa que está jugando un papel crucial en la generación de energía para cubrir la demanda gracias a la instalación de aerogeneradores de pequeña y gran escala en todo el mundo.

Un **aerogenerador** es un dispositivo compuesto por un mecanismo de más de 8 mil piezas, que transforma la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica para después generar energía eléctrica en condiciones adecuadas, es decir, en sitios disponibles donde las velocidades de viento sean las apropiadas para que el aerogenerador funcione. Los aerogeneradores suelen clasificarse según su número de palas o la disposición de su eje de giro, sin embargo, la forma más común de convertir la energía cinética del viento en electricidad es usar aerogeneradores de eje horizontal y tipo tripala en un parque eólico, éstos generalmente tienen una potencia nominal entre los 600 kW y los 3,000 kW (Song, 2018). Un parque eólico es un conjunto de aerogeneradores posicionados en un sitio previamente estudiado para la utilización del recurso, el cual funciona como una central eléctrica.

El diseño y material de los aerogeneradores varían, ya que es posible adecuar el diseño del aerogenerador a las características del viento del sitio seleccionado, de manera que pueda ser aprovechada la máxima cantidad de energía.

La planificación y construcción de un parque eólico comprende cuatro fases: exploración, planificación, construcción y puesta en marcha (Villarrubia, 2012). El hecho de que la tecnología de energía eólica aplicada en algún sitio tenga éxito depende de que estas cuatro fases sean llevadas a cabo con exhaustividad, sin desestimar el impacto al medioambiente.

2.2.1. Beneficios e inconvenientes de la energía eólica

Una ventaja clave de la energía eólica es que evita las emisiones de dióxido de carbono. Esto brinda una oportunidad para que la transformación del sistema energético contribuya en gran medida al objetivo de la mitigación del cambio climático de mantener el calentamiento global antropogénico por debajo de los 2 °C (DDPP, 2015; OCDE/IEA e IRENA, 2017).

Además de lo anterior, otros importantes beneficios que ofrece la energía eólica, dada la urgente necesidad de disminuir las emisiones contaminantes, son las siguientes:

- No emite sustancias tóxicas.
- Es un recurso energético disponible en la naturaleza.
- Contribuye al desarrollo sustentable de un país o Estado.
- Reduce el uso de combustibles fósiles.
- Generación de empleos.

La energía producida por las turbinas eólicas no produce contaminantes, como las plantas de energía que utilizan gas, carbón o combustibles derivados del petróleo, ayudando a reducir la contaminación del aire reemplazando las fuentes actuales de energía convencional. Como resultado, se reducen las emisiones de GEI, como el dióxido de carbono, el óxido de azufre y el óxido de nitrógeno, responsables del calentamiento global y la lluvia ácida (Saidur, Rahim, Islam y Solangi, 2011).

El empleo de tecnología eólica propicia un aumento en la participación de las energías renovables, las cuales no sólo pueden ayudar a reducir la contaminación local, sino también diversifican las combinaciones de energía y reducen los riesgos de seguridad energética derivados de la dependencia de los combustibles fósiles (Best y Burke, 2018). En un sitio adecuado, las turbinas eólicas representan un método relativamente de bajo costo de generación de electricidad a pequeña escala, brindan una mayor seguridad para el suministro de electricidad en zonas desconectadas de la red y se cuenta con cierta protección ante el aumento del precio de la energía eléctrica. Sin embargo, los impactos de la energía eólica en el medio ambiente son importantes y deben estudiarse antes de realizar una construcción de un parque eólico independientemente de las dimensiones de éste.

Aunque en gran parte del mundo se muestra un interés fuerte hacia la generación de energía mediante el viento, la percepción negativa de la energía eólica es cada vez más evidente y puede impedir la construcción de un proyecto eólico (Saidur et al., 2011).

Algunas de las razones por las que la implementación de la energía eólica no pueda llevarse a cabo (independientemente de la evaluación del recurso) son las siguientes:

- Requiere de grandes superficies de tierra para la instalación de aerogeneradores.
- Es complicado saber con suficiente antelación la intensidad del viento, por lo tanto, hay una incertidumbre de la producción de energía.
- Puede tener un impacto negativo para ciertas especies animales.
- Produce contaminación acústica y visual.

El impacto negativo más importante en la construcción de parques eólicos es la afectación a la vida silvestre; pero existen otros inconvenientes como el ruido, el impacto visual y la interferencia en las telecomunicaciones.

Los impactos a la vida silvestre pueden ser clasificados como directos o indirectos. Los impactos directos, son aquellos en donde las aves mueren al colisionar con el aerogenerador, los impactos indirectos se refieren a la alteración en el hábitat y el desplazamiento de las especies. Sin embargo, los impactos son menores en comparación con otras formas de generación de energía (Magotha, 2003).

Respecto a esta problemática, los investigadores y las industrias se dedican a encontrar protección y prevención para reducir los daños que los grandes parques eólicos puedan causar, aunque estudios muestran que el cambio climático es una amenaza mucho más significativa para los ecosistemas (Pavokovic y Mandusik, 2006).

La tabla 2.1 muestra una comparación del impacto al hábitat entre diferentes fuentes de energía, se puede observar que la energía eólica es la de menor influencia en los daños que puedan causarse.

Tabla 2.1. Comparación de los impactos en el hábitat de la energía eólica con otras fuentes de energía (Elaboración propia a partir de AWEA, 2009).

Impactos al hábitat	Carbón	Gas natural	Petróleo	Nuclear	Hidráulica	Viento
Contaminación al aire y agua	✓	✓	✓			
Calentamiento global	✓	✓	✓			
Contaminación de aguas termales				✓		
Inundación de tierra					✓	
Depósito de basura	✓			✓		
Minería y perforación	✓	✓	✓	✓		
Construcción de plantas	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Los beneficios que otorga este tipo de energía superan los inconvenientes que puedan generar, los cuales sí son importantes e inclusive pueden ocasionar que un proyecto no se lleve a cabo. Sin embargo, la investigación en la reducción de impactos medioambientales de la energía eólica busca reducir estas barreras.

Por lo tanto, se puede afirmar que la energía eólica es la que menos impactos negativos tiene a la naturaleza en comparación con otras fuentes (Lapcik, 2006). Sin embargo, presenta un inconveniente importante que dificulta la penetración de la energía eólica en el mercado energético: la *variabilidad* del viento.

2.3. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

El viento se genera debido a la acción conjunta de una serie de efectos térmicos, dinámicos y locales, que determinan las características del mismo (Izquierdo, 2008), los desequilibrios que se producen por las diferentes temperaturas generan variaciones de presión atmosférica, por lo tanto, las masas de aire se mueven desde zonas de alta presión hacia las de baja presión. Esta acción da origen a una circulación que vista desde el espacio va desde el Ecuador hacia los polos y puede sufrir alteraciones por el movimiento de rotación de la Tierra; esto causa que las masas de aire se muevan en el hemisferio sur a la izquierda y en el hemisferio norte a la derecha. Las condiciones locales de ciertas regiones; el clima

y la topografía, pueden tener mayor influencia en el comportamiento del viento que las condiciones globales.

La compleja interacción de efectos que contribuyen a la generación del viento es la responsable de una de sus principales propiedades, la **variabilidad** (Izquierdo, 2008).

Kothari y Umashankar (2014) afirman: “Desde el punto de vista de la energía eólica, la característica más llamativa del recurso eólico es su variabilidad. El viento es altamente variable, tanto geográfica como temporalmente. Además, esta variabilidad persiste en una alta gama de escalas, tanto en espacio como en el tiempo” (p.70). Como respuesta a esta afirmación es contundente el estudio de la variabilidad del viento ya que resultará en una herramienta que definirá las posibilidades de la implementación de la energía eólica.

Watson (2014), en su estudio asegura que comprender como varía el viento en las escalas temporal y espacial es importante en muchas ramas. La energía eólica sigue siendo una fuente de generación eléctrica en rápido crecimiento a pesar de las incertidumbres económicas mundiales y comprender cómo varía en estas escalas es importante para la industria de la energía porque permite el desarrollo de nuevos proyectos en diferentes lugares.

La variabilidad espacial y temporal del viento puede provocar una afectación económica, si las velocidades de viento son relativamente constantes y predecibles, el impacto será pequeño; si son muy variables e impredecibles, el impacto puede ser grande. Varios estudios han analizado el impacto de la variabilidad temporal y espacial en los beneficios económicos potenciales de las grandes penetraciones de la energía eólica (Watson, 2014).

2.3.1. Variabilidad espacial

En la mayoría de los casos, la energía del viento es aprovechada en grandes parques eólicos. Sin embargo, en áreas urbanas y suburbanas, la tierra es limitada y esto es considerado como la mayor de las restricciones para la instalación de aerogeneradores. Una opción que Stathopoulos et al. (2018) recomiendan es integrar en las construcciones los sistemas eólicos, dado que la energía que se producirá estará cerca de la locación donde es requerida.

Campbell y Stankovic (2001) consideran que existen tres categorías de posibilidades para la integración de sistemas de energía eólica en entornos urbanos: 1) emplazamientos de turbinas eólicas independientes en ubicaciones urbanas; 2) modernización de aerogeneradores en edificios existentes y 3) integración completa de aerogeneradores junto con la forma arquitectónica. Las categorías 2 y 3 a menudo se denominan como aerogeneradores integrados en la construcción.

Estas propuestas pueden ser medidas accesibles y eficaces para las zonas urbanas de ciudades o regiones que no cuenten con sitios despejados y presenten velocidades de viento altas. De manera que la variación de las características del viento en sitios rurales de terreno liso y sin obstáculos a un sitio urbano y con edificios, no sea impedimento para el aprovechamiento del viento.

Varios estudios se han centrado en la variabilidad de la producción de energía eléctrica a través del viento. Uno de ellos es el realizado por Shahriari y Blumsack (2017), en él analizan el efecto de suavizado de la interconexión de las plantas eólicas en amplias regiones geográficas para reducir la volatilidad de la producción, ya que esto afecta directamente los costos de integración de la energía eólica. La producción de energía eólica puede suavizarse con una diversidad geográfica, es decir, interconectar los sitios de viento con baja correlación. La variabilidad a corto plazo de la energía eólica se puede suavizar incluso teniendo un solo parque eólico que use sólo dos turbinas eólicas a distancias pequeñas (aproximadamente 170 m). Sin embargo, para aumentar la confiabilidad del suministro de energía eólica en períodos de tiempo más largos, se necesita un área de captación más grande.

Gunturu y Schlosser (2015) estudiaron la variabilidad de la energía eólica en las regiones de operadores de sistemas independientes de los Estados Unidos. Incorporaron curvas de duración de generación para mostrar que incluso con la agregación, un gran número de horas no genera energía por los aerogeneradores. Además, al usar el coeficiente de variación mostraron que los beneficios de la agregación desaparecen rápidamente después de agregar varios sitios de viento.

Rose y Apt (2015) utilizaron conjuntos de datos de reanálisis para estudiar la variabilidad de la energía eólica. Sus resultados indicaron que la agregación eólica podría reducir

significativamente el coeficiente de variación anual (5-12% para sitios eólicos individuales). La agregación de parques eólicos a través de grandes regiones reducirá la variabilidad de la producción de energía eólica porque la correlación entre parques eólicos disminuye a medida que las distancias entre los sitios se vuelven más grandes (Martin, Lundquist y Handschy, 2015).

2.3.2. Variabilidad temporal

La velocidad del viento en una región determinada puede variar continuamente, las variables meteorológicas como la temperatura, la presión y la humedad juegan un papel importante en la ocurrencia de viento, ya sea por la presencia de algún fenómeno meteorológico local o sinóptico o por el transcurso del tiempo, en el que se pueden experimentar cambios en la velocidad, como ocurre con el cambio de las estaciones del año. En el día y la noche el viento tiene velocidades distintas, así como en el orden de minutos o segundos (ráfagas) e inclusive menores a un segundo (turbulencias).

Villarrubia (2013) clasifica las variaciones temporales de la velocidad del viento en tres tipos:

- *Variaciones estacionales*
Los vientos sufren variaciones estacionales debidas a la radiación solar, borrascas, etc.
- *Variaciones diarias*
Las brisas de costa o montaña, las condiciones orográficas y el calentamiento o enfriamiento diurno o nocturno producen estas variaciones.
- *Variaciones en periodos muy cortos (ráfagas)*
En un breve periodo de tiempo, el viento sufre notables variaciones tanto de velocidad como de dirección, se habla de ráfagas cuando la velocidad instantánea se encuentre entre los 5 y 8 m/s.

Las variaciones de mayor interés para los investigadores en el campo de la energía eólica son las que ocurren a corto plazo: **turbulencia y ráfagas**. Para aplicaciones de energía eólica las fluctuaciones en el viento deben ser cuantificadas, puesto que representan uno

de los mayores desafíos para el aprovechamiento óptimo de la energía eólica. La importancia de esto se amplifica por la relación cúbica a la energía disponible.

Las mediciones a altas frecuencias son importantes para fines operacionales y en estas escalas de tiempo observamos que se requiere un mayor número de parques eólicos para minimizar la variabilidad de la producción, debido a esto es necesario estudiar la variabilidad del viento en periodos cortos. Al medir la velocidad de viento en promedios de tiempo largos (5 o 10 minutos), por otro lado, afecta la planificación a corto y largo plazo, puesto que la variabilidad del viento se suaviza y se desprecian las fluctuaciones. Lo anterior es una problemática que puede interferir en la penetración de la energía eólica a las redes de energía. Una vez que se integre la energía eólica a la red de energía un método ampliamente utilizado para estimar el aumento de la variabilidad que el sistema de potencia debe equilibrar al integrarla es la consideración de la diferencia entre la distribución de las variaciones antes y después de la energía eólica. Como una estimación del aumento en la variabilidad, la *desviación estándar* (σ) de la distribución se puede usar como un nivel de confianza (Holttinen, et al., 2008).

Comprender y gestionar la variabilidad del viento que se presenta en periodos cortos de tiempo será cada vez más importante, a medida que se implemente la energía eólica.

La turbulencia en el viento que se aproxima tiene un impacto significativo en la producción de potencia de los aerogeneradores. Esto es particularmente importante para aerogeneradores más pequeños, que usualmente se encuentran cerca de edificios, árboles u otros obstáculos. Algunas instalaciones pequeñas de aerogeneradores pueden experimentar una intensidad de turbulencia de entrada mayor que un aerogenerador en un sitio de campo abierto. Es decir, las turbinas pequeñas pueden probarse en un rango más amplio de niveles de turbulencia (Lubitz, 2014).

Varios estudios han analizado el impacto de la variabilidad temporal y espacial en los beneficios económicos potenciales de las grandes penetraciones de la energía eólica, sobre todo en el impacto que tendrá en una red de electricidad (Watson, 2014).

2.4. ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

La demanda de energía ha alcanzado niveles muy altos, la causa de este aumento es la *urbanización*; el entorno construido, el transporte público, las industrias y los servicios. Para lograr la sustentabilidad energética, las energías renovables deben tomarse en cuenta, entre ellas, la energía eólica es una de las más promisorias y la investigación en este campo es un papel crucial para el desarrollo de un país como México (Hernández, Perea y Manzano, 2018).

México cuenta con una gran diversidad de fuentes de energía. Los combustibles fósiles y las energías renovables compiten para abastecer la demanda de energía, sin embargo, el objetivo del país es alcanzar ciertas metas de generación de electricidad a partir de recursos renovables, ya que el país está comprometido con el cumplimiento de las metas de mitigación establecidas en la Ley de Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) que señala que el sector eléctrico debe transformarse para que al 2024 un máximo de 65% de la electricidad provenga de combustibles fósiles. Esta meta se ratifica en la Ley General de Cambio Climático que estipula que el 35% de la generación eléctrica provenga de energías limpias para ese mismo año (SENER, 2016).

Al cierre del primer semestre de 2017, México generó el 20.82% de su energía eléctrica con fuentes limpias, lo que significa que se encuentra cerca de la meta establecida. Dispone de una capacidad instalada para generar energía a partir de fuentes limpias de 21,541.72 MW, que representa el 29.09% de la capacidad total instalada que es de 74,046 MW, de los cuales 3,942.22 MW corresponden a energía eólica (SENER, 2017).

En la figura 2.1 se muestra la capacidad instalada de las fuentes renovables, en donde la energía eólica se encuentra después de la energía hidroeléctrica, cada una con un 5.32% y 17.06% respectivamente.

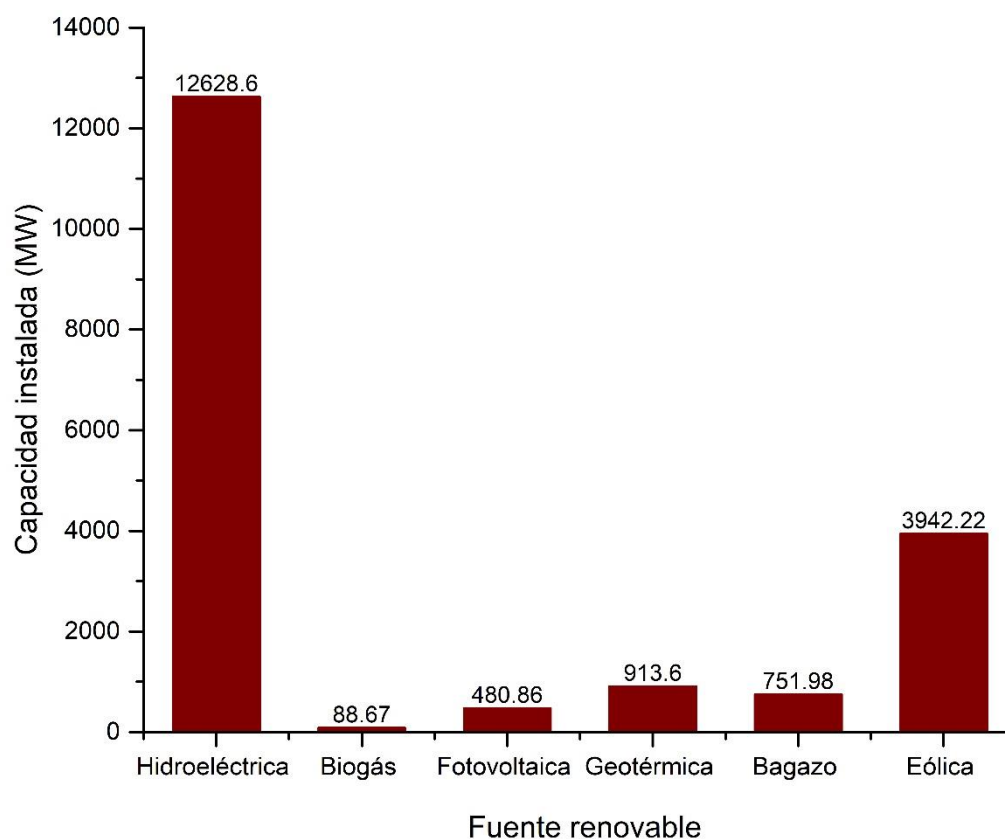


Figura 2.1. Capacidad instalada de fuentes renovables en México registrada en el primer semestre del 2017 (SENER, 2017).

En los últimos cuatro años, la generación de energía eólica ha mostrado un crecimiento anual promedio equivalente a 2,330 GWh. En el 2016 se obtuvieron 3,527 MW operando en 42 parques eólicos de 14 Estados de la República Mexicana; Baja California, Chiapas, Coahuila, Jalisco, Nuevo León, Oaxaca, Puebla, Querétaro, San Luis Potosí, Sonora, Tamaulipas, Veracruz, Yucatán y Zacatecas.

De acuerdo con el documento Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030 que publica la SENER, la mayoría de las plantas de generación de energía eólica se encuentran concentradas en el área Oriental, principalmente en el Estado de Oaxaca, con una capacidad instalada de 2,308.6 MW para esa región, al cierre de 2015. Otra área importante en la generación de energía eléctrica por tecnología eólica es la ubicada en el área Occidental, con 445.6 GWh en el año 2015 y Baja California con una capacidad instalada de 166 MW y generación de electricidad anual de 272.6 GWh.

La energía eólica creció en cuanto a capacidad instalada de 3,193.12 MW en el 2016 a 3,942.22 MW hasta el 30 de junio de 2017, ya que durante este primer semestre, entraron en operación 206.8 MW provenientes de centrales eólicas. Respecto a la generación de energía eléctrica, creció un 7.35%, dando como resultado un total de 5094.43 GWh en el mismo periodo.

La evaluación de sitios con posible potencial eólico es cada vez más precisa, las instalaciones y materiales de los aerogeneradores hacen a su vez que se aproveche la mayor cantidad de energía posible del viento, colaborando de tal modo a una mayor producción de energía eléctrica. No obstante, el desarrollo de tecnología, e investigaciones previas, son necesarias para aumentar la aplicación de energía eólica y aprovechar el recurso en la mayor parte del territorio mexicano.

2.5. ENERGÍA EÓLICA EN BAJA CALIFORNIA

En el Estado de Baja California, se encuentran parques eólicos activos en zonas de la Sierra Juárez. Uno de los parques eólicos es el de La Rumorosa (figura 2.2), el cual inició operaciones en el año 2010 en el municipio de Tecate, B. C., está conformado con cinco turbinas eólicas de 2 MW cada una, cada aerogenerador tiene un diámetro de 87 metros y la altura de la torre es de 87 metros, en conjunto este parque provee 10 MW de potencia nominal.



Figura 2.2. Aerogeneradores instalados en parque eólico *La Rumorosa*, Mexicali, Baja California.

Fuente: <http://www.energiabc.gob.mx>.

La energía generada por el parque suministra actualmente la electricidad para el 80% del alumbrado público del municipio de Mexicali, teniendo así un ahorro de 8.4 millones de pesos al año y evitando la emisión de 17, 000 toneladas de dióxido de carbono.

Otro parque eólico ubicado en la cadena montañosa de Sierra de Juárez, en Tecate, es el nombrado Energía Sierra Juárez; es el primer proyecto transfronterizo de energía eólica entre México y Estados Unidos, cuenta con una capacidad de 155 MW mediante 47 aerogeneradores de 3.3 MW cada uno. Este parque inició operaciones en junio de 2015.

El potencial eólico de Baja California es alto, siete son los proyectos eólicos que se encuentran en desarrollo en la entidad, en los que participa la iniciativa privada, se calcula un potencial de generación de energía eólica de 5,000 MW.

2.6. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Para la aplicación de la energía eólica deben llevarse a cabo varias etapas en las que se realizan actividades como la exploración del sitio y las campañas de medición para la evaluación del recurso, las cuales son las fases más importantes en la planificación ya que esto determina la selección de los aerogeneradores idóneos para las características del lugar y así producir más energía eléctrica. Pearre y Swan (2018) afirman que a medida que los aerogeneradores se convierten en una parte importante en los sistemas eléctricos, las limitaciones de predicción de la energía se han convertido en una cuestión de mayor preocupación. Por lo tanto, el éxito de un parque eólico depende de la evaluación precisa del recurso, es decir de la calidad y la cantidad de datos de viento obtenidos en la medición y sus respectivos análisis. Existen estudios que aseguran (Hayashi, Huenteler y Lewis, 2018) que la acumulación del conocimiento y la experiencia por parte de los desarrolladores de parques eólicos e investigadores, así como de los fabricantes de turbinas contribuye a la mejora de la productividad en la industria eólica.

El análisis de la viabilidad del viento como fuente de energía, requiere conocer sus características. Debido a su variabilidad y aleatoriedad deben aplicarse técnicas estadísticas para su análisis. En el proceso de caracterización del viento intervienen los siguientes aspectos (Villarrubia, 2013):

- Toma de datos: magnitudes a medir (velocidad, dirección), procedimiento de medición, frecuencia de muestreo, periodos de promedio, etc.
- Técnica de medición: aparatos de medida (anemómetro, veleta, etc.), colocación del instrumental de medida, etc.
- Métodos de tratamiento de datos: técnicas estadísticas, forma de presentación de resultados (valores medios, diarios, mensuales, anuales, etc.), distribuciones de probabilidad, etc.
- Análisis estadístico del viento
- Condiciones de turbulencia

2.6.1. Medición del viento

Un conocimiento preciso de las características del régimen del viento es un requisito previo para la planificación e implementación eficiente de cualquier proyecto de energía eólica (Mathew, Pandey y Kumar, 2002). Las campañas de medición de las velocidades de viento son prioritarias para identificar zonas con potencial eólico para su posible aprovechamiento. Para conocer el recurso eólico en un emplazamiento, se miden dos variables: la velocidad de viento y su dirección (Cucó, 2017). La velocidad y dirección del viento pueden llegar a ser difíciles de analizar debido a la cantidad de factores involucrados (como el clima, la orografía, etc.). La velocidad se mide con un anemómetro y la dirección con la veleta, estos instrumentos hacen posibles y fiables las mediciones de la velocidad del viento. Los valores de velocidad son utilizados para el cálculo de la producción; las desviaciones estándar para el estudio de la variabilidad, las turbulencias y la elección del aerogenerador; la dirección del viento se utiliza para la ubicación y alineación de los aerogeneradores (Cucó, 2017). Para realizar una campaña de medición, es necesario considerar lo siguiente:

- *Tipo de anemómetro*

No todos los anemómetros poseen las mismas características. Al seleccionar el anemómetro hay que tomar en cuenta la frecuencia de muestreo necesaria para el tipo de análisis, la precisión del instrumento (un error del 10% en la medición se traduce en un error del 33% en el cálculo de la energía), la sensibilidad y su costo.

Existen distintos tipos de anemómetros empleados para la medición de la velocidad de viento y son clasificados según su principio de operación (ASME, 1989):

- Transferencia de momento: copa, propela y placas de presión.
- Presión en sensores estacionarios: tubos de pitot y esferas de arrastre.
- Efecto Doppler: acústicos y láser.
- Métodos especiales: desplazamiento de iones, desplazamiento de vórtices.

En la mayoría de las aplicaciones de energía eólica usualmente se utilizan los anemómetros de copa, propela, cometa o de sensores acústicos (anemómetro sónico o SODAR), aunque estos últimos son más costosos (Rodríguez, 2010).

- *Sistema de adquisición de datos*

Los datos de velocidad y dirección se almacenan en memorias insertadas en un *sistema de adquisición de datos (data logger)* que se encuentra en la estación y puede funcionar mediante una batería, un panel solar o conectado a la red de energía eléctrica de la zona.

- *Altura de la torre anemométrica*

Se coloca el anemómetro en un mástil en una estación meteorológica fija, usualmente son de estructura en celosía y desmontables. La altura de la torre donde será instalado el anemómetro debe tener la suficiente altura para evitar las perturbaciones ocasionadas por los obstáculos que se encuentren alrededor, ésta va a depender de los objetivos que se quieran alcanzar con la instalación, ya que para la evaluación del recurso eólico la altura puede variar desde los 10 hasta los 100 metros, dependiendo del tipo de aerogenerador.

- *Tasa de muestreo*

Es la frecuencia en Hz en la que se muestrea la señal. La programación de la frecuencia de muestreo del anemómetro se fija según los objetivos de la medición aunque una tasa de muestreo alta es mejor para cualquier aplicación.

Aunado a las condiciones del instrumento de medición, la tasa de muestreo es uno de los factores más importantes en la adquisición de datos para obtener características genuinas de señales de viento.

Sin embargo, cuando se realiza una medición a una tasa de muestreo alta, se obtiene una gran cantidad de datos para el almacenamiento y su análisis, lo que puede ser muy costoso. Para la medición del viento, la norma IEC-61400-12-1 recomienda que se realice una única muestra de medición del viento por segundo. Los datos de viento se promedian cada 10 minutos para la grabación a fin de reducir la cantidad de datos de viento (Korprasertsak y Leephakpreeda, 2018).

Los anemómetros sónicos permiten programarse en tasas de muestreo más altas, algunos hasta 60 Hz o intervalos de tiempo más largos, de esta manera puede almacenar datos cada 5 o 10 minutos como se realiza habitualmente.

- *Duración de la campaña de medición*

Conviene indicar que los resultados obtenidos de campañas de medición de un año son poco representativos del comportamiento del viento, ya que presenta variaciones interanuales. Para tener un nivel significativo de representatividad, se debe disponer de series históricas de 25 o 30 años, preferentemente. Aunque periodos de 5 y 10 años ya comienzan a ser significativos (Villarrubia, 2013). Sin embargo, los fines de la investigación para los que se hace una campaña de medición van a definir el tiempo necesario. Los datos de un año natural pueden ser suficiente para el diseño de un aerogenerador, para la evaluación del recurso eólico de un sitio o el pronóstico de la potencia de salida que se obtendrá (Arreola, 2016).

2.6.2. Análisis estadístico de la velocidad de viento

Para lograr una evaluación correcta del recurso eólico, son importantes la calidad y cantidad de los datos medidos que serán analizados mediante la estadística. El análisis estadístico permite conocer las medidas de tendencia central y medidas de dispersión, las cuales son importantes para cuantificar con precisión la interpretación estadística y los recursos de energía eólica, como la densidad de la energía eólica y la producción anual de energía.

Hennessey (1977) afirma que la velocidad media v_m , y la desviación estándar σ , son los estadísticos mínimos necesarios para estimaciones de potencia y que la función de distribución de probabilidad de Weibull para calcular la densidad de energía eólica tiene

muchas ventajas, ya que no omite información valiosa sobre el potencial de energía eólica de un sitio.

2.6.2.1. Velocidad media y medidas de variabilidad

- *Velocidad media v_m*

La información estadística es un componente importante. La velocidad media o velocidad promedio del viento [m/s], resume ciertas características de los datos, y está dada por la ecuación 2.1, que se muestra a continuación:

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i = \frac{v_1 + v_2 + \dots + v_n}{n} \quad (2.1)$$

Donde:

v_m = velocidad media del viento [m/s]

v = velocidad de viento cada 0.1 segundos o 10 Hz [m/s].

n = número de datos (varía según sea el intervalo)

La velocidad media en la cual operan usualmente las turbinas eólicas se encuentra entre los 2.5 y 25 m/s (Arreola, 2016).

- *Desviación estándar*

La variabilidad de la velocidad del viento desempeña un papel muy importante en el análisis de datos eólicos. La desviación estándar de un conjunto de mediciones es igual a la raíz cuadrada de la varianza, es decir la desviación que presentan los datos con respecto a la velocidad media y se expresa con la siguiente ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (v_i - v_m)^2}{n}} \quad (2.2)$$

- *Coeficiente de variación/Índice de turbulencia*

El *Coeficiente de variación (CV)* de la velocidad cuantifica la variabilidad temporal en todas las escalas de tiempo, y es el cociente de la desviación estándar σ y la velocidad media v_m (m/s) expresado en porcentaje (ecuación 2.3) (Azad et al., 2014).

$$CV = \frac{\sigma}{v_m} \times 100 \quad (2.3)$$

Para evaluar los esfuerzos que sufren los aerogeneradores es importante conocer la turbulencia existente (Cucó, 2017). El índice de turbulencia se define como el cociente de la desviación estándar y la velocidad media, como se muestra en la ecuación 2.4.

$$I_t = \frac{\sigma}{v_m} \quad (2.4)$$

2.6.2.2. Distribución de probabilidad de Weibull

La mejor manera de evaluar el recurso eólico es medir la velocidad de viento en el sitio que se necesite analizar. Esta actividad, puede llegar a ser complicada por el tiempo invertido y el costo de los instrumentos adecuados para las mediciones.

Para el análisis estadístico, una distribución de probabilidad es un término que describe la probabilidad de que ocurran ciertos valores de una variable aleatoria, como es la velocidad de viento (Manwell et al., 2010).

El conocimiento de la distribución de probabilidad de velocidades de viento a diferentes escalas de tiempo permite determinar la cantidad de energía disponible, estimar la cantidad de energía anual a obtenerse y reducir el error en la predicción.

La distribución de velocidades de viento puede ser representada por varias funciones de densidad de probabilidad, entre ellas se encuentran la función Gamma, la función Beta, la función lognormal, y las distribuciones de Rayleigh y Weibull (Wais, 2017).

La selección de una función de distribución de probabilidad adecuada influye en el cálculo de la energía disponible, debido a que proporciona información sobre el número de horas en las que se presentan ciertos rangos de velocidad.

La frecuencia de ocurrencia de las velocidades de viento es mejor descrita mediante la función de distribución de probabilidad de Weibull con dos parámetros: el parámetro de forma k y el parámetro de escala, c (Ammari et al., 2014).

Usta (2016) y Wais (2017) afirman que la distribución de Weibull, en particular la de dos parámetros, se reconoce como la distribución más utilizada para la evaluación del potencial en la industria eólica, es bien aceptada y ampliamente utilizada para el análisis de datos de viento.

Una vez conociendo la velocidad media del viento (v_m) y desviación estándar (σ), se pueden determinar los parámetros: el factor de forma k (adimensional) y el factor de escala c (m/s) cuyos valores pueden obtenerse con las ecuaciones 2.4 y 2.5, presentadas a continuación (Manwell et al., 2010):

$$k = \frac{\sigma^{-1.086}}{v_m} \quad (2.5)$$

$$c \cong \frac{v_m}{C_0 + C_1X + C_2X^2 + C_3X^3 + C_4X^4} \quad (2.6)$$

donde

$$C_0 = 0.886259184149$$

$$C_1 = 0.00852888014766$$

$$C_2 = 0.0257748943765$$

$$C_3 = -0.002117760028167$$

$$C_4 = 0.00066435842$$

$$x = 4(1 + 1/k) - 6 \quad (2.7)$$

Una vez calculados los parámetros k y c , se obtiene la distribución de probabilidad de Weibull con la ecuación 2.8:

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (2.8)$$

El modelo Weibull proporciona mejores evaluaciones de densidad de potencia, la estimación correcta de sus parámetros son esenciales para la evaluación del potencial, ya que la velocidad promedio en el sitio que se desea evaluar no es suficiente para determinar la distribución de las velocidades y calcular la producción de energía, debido a que se pueden tener distintos parámetros aunque se tenga la misma velocidad media, puesto que la desviación estándar tiene un papel importante en los cálculos.

Existen numerosos estudios como los de Justus y Mikhail (1976), Justus, Hargraves, Mikhail y Graber, (1977), Stevens y Smulders (1979), Seguro y Lambert (2000) y Azad, Rasul y Yusaf, (2014) y Usta (2016) por mencionar algunos, que han propuesto nuevos métodos para la estimación de los parámetros de forma y escala y el cálculo correcto de la distribución de probabilidad de Weibull, con el objetivo de aumentar la precisión de los resultados y más sitios en el mundo generen energía a partir del viento.

2.6.3. Densidad de energía eólica disponible

En el proceso general de utilización de la energía eólica, se necesitan dos componentes esenciales de los datos técnicos: el recurso eólico disponible y las características de las turbinas eólicas. La velocidad media del viento es importante, sin embargo no es suficiente para cuantificar la cantidad de energía que pueda generarse en el sitio, esto se debe a que aunque dos sitios tengan velocidades de viento promedio idénticas pueden tener recursos energéticos significativamente diferentes. Esto se debe a que la presencia de vientos de alta velocidad con mayor frecuencia, son los que contienen una cantidad mayor de energía. Las velocidades extremas del viento, la turbulencia y la consistencia del viento también se deben considerar al evaluar el recurso eólico del sitio (Kothari y Umashankar, 2014).

La energía que transporte el viento es energía cinética, causada por la masa de aire en movimiento. Puede calcularse con la siguiente ecuación (Cucó, 2017):

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.9)$$

donde m (kg) es la masa del aire y v (m/s) es la velocidad del viento.

De la ecuación de continuidad de mecánica de fluidos, la razón del flujo de masa es una función de la densidad del aire ρ donde su valor estándar es de 1.225 kg/m^3 (varía según la presión y la temperatura) y la velocidad del viento v , por lo tanto, la energía cinética por unidad de tiempo P , o potencia viene dada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A, \quad (2.10)$$

Donde ρ es la densidad del aire en (kg/m^3) y A es el área de barrido del aerogenerador en m^2 .

De manera que la potencia eólica por unidad de área P/A o densidad de potencia puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$P/A = \frac{1}{2} \rho v^3, \quad (2.11)$$

Dando como resultado las unidades de W/m^2 .

Como se observa en la ecuación 2.3, la velocidad de viento es elevada al cubo, por lo que una pequeña variación en la velocidad del viento causa una gran diferencia en la potencia de salida de la turbina eólica.

Villarrubia (2013) define a la densidad de energía eólica como la energía total del viento por unidad de área perpendicular a su dirección durante un tiempo determinado.

La manera en que las velocidades de viento contribuyen a la cantidad de densidad de energía que puede obtenerse en un mes o un año típico, se determina calculando el número de horas que se presentan estas velocidades a lo largo del mes o año con la distribución de probabilidad de Weibull.

Por lo tanto, una evaluación precisa del recurso eólico sobre cualquier sitio se considera de suma importancia. Los estudios que se realizan con el objetivo de desarrollar metodologías para la evaluación de recursos eólicos han demostrado ser de gran ayuda para la instalación de diferentes tecnologías tanto de nano, micro, pequeña como de mediana y gran escala, para la generación de energía eólica (Murthy y Rahi, 2017).

2.6.4. Teorema de Betz

Albert Betz demostró en 1919, que para poder extraer la energía del viento es necesario reducir su velocidad. Esto es conocido como el *teorema de Betz*, el cual expresa lo siguiente (Villarrubia, 2013):

“La máxima energía que puede extraerse del flujo de aire con una turbina ideal es igual al 59.3% de la energía cinética del flujo incidente.”

Este teorema fue establecido porque el rotor eólico no puede convertir toda la energía cinética del viento en energía de rotación, ya que si así fuera, la velocidad del viento en la salida del rotor, sería nula, impidiendo la entrada de más viento, por lo tanto, no podría captarse más energía (Torres, 2013). Sin embargo, la cantidad de potencia eólica disponible que puede generar podría reducirse hasta un 40%, al considerar aspectos aerodinámicos y mecánicos.

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe el procedimiento que se realizó para cumplir los objetivos que se presentaron previamente: los instrumentos utilizados, las características de los mismos y cómo se procesó la información para su posterior análisis.

3.1. CAMPAÑA DE MEDICIÓN DE VELOCIDAD DE VIENTO

La medición de la velocidad del viento para este estudio se realizó con el anemómetro sónico CSAT3B de la compañía Campbell Scientific, durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre del 2017.

El sitio donde se efectuaron las mediciones fue en la estación meteorológica perteneciente al Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California, Mexicali, México. El Instituto de Ingeniería tiene las siguientes coordenadas: $32^{\circ} 37' 52.32''$ N y $115^{\circ} 26' 40.48''$ O. En la figura 3.1 se puede observar una imagen con vista aérea de las instalaciones donde se encuentra la estación meteorológica.

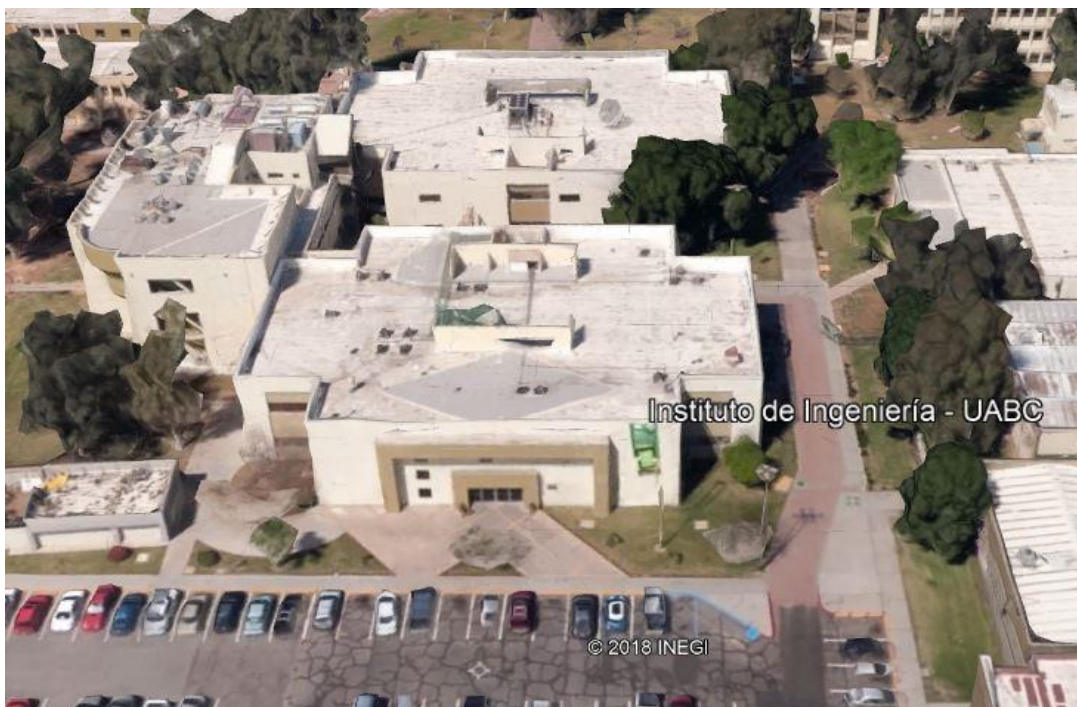


Figura 3.1. Vista aérea del Instituto de Ingeniería, UABC. Mexicali, Baja California.

(Recuperada de Google Earth, agosto 2018)

La torre meteorológica, sobre la cual se instaló el anemómetro sónico para hacer las mediciones de la velocidad de viento, se encuentra en la azotea del Instituto de Ingeniería a 20 metros del suelo, En la figura 3.2 se puede apreciar la torre anemométrica.



Figura 3.2. Estación meteorológica en azotea de Instituto de Ingeniería, UABC.
Mexicali, Baja California, México.

3.1.1. Anemómetro sónico; CSAT3B

Los anemómetros de tipo sónico basan su funcionamiento en que la velocidad de propagación del sonido depende de la velocidad del viento. Utiliza ondas ultrasónicas para determinar la velocidad, lo que se mide en este caso es el tiempo que tarda una señal de sonido en atravesar una distancia conocida. Este intervalo de tiempo está relacionado con la velocidad del viento en la dirección entre un emisor y un receptor (Talayero y Telmo, 2008).

El CSAT3B (figura 3.2) es un anemómetro sónico de tres dimensiones que mide las tres componentes ortogonales del viento y la temperatura del aire, registra las fluctuaciones turbulentas del viento vertical y horizontal.

Algunas de las características importantes de este anemómetro, es que proporciona medidas precisas, que son ideales para turbulencias y remolinos; resiste la exposición a condiciones climáticas extremas que van desde los - 30°C a 50°C; la resolución temporal de este instrumento puede variar entre 1 y 100 Hz y puede medir velocidades de viento desde los 0 m/s hasta los 65 m/s, mostrando en tiempo real las componentes de la velocidad que es apropiada para medir cambios muy rápidos en la velocidad del viento (Campbell Scientific, 2015).

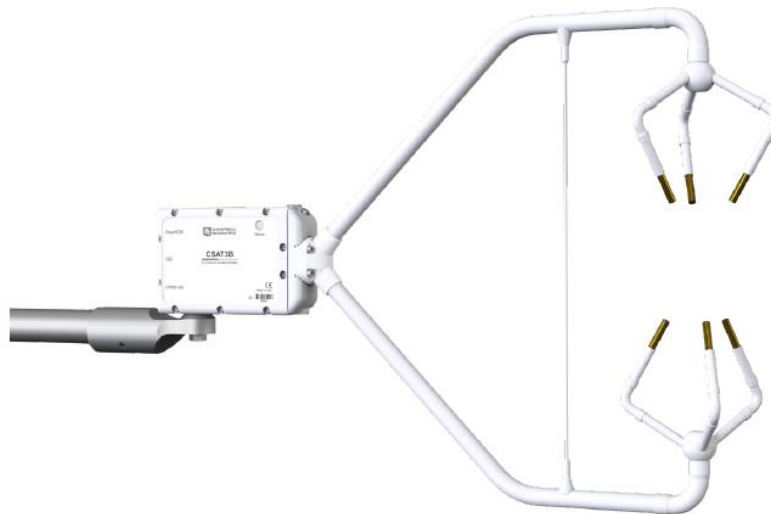


Figura 3.3. Anemómetro sónico CSAT3B de la compañía Campbell Scientific.

La frecuencia de muestreo, para este estudio es de 10 Hz y la orientación del anemómetro debe ajustarse a la dirección del viento predominante para minimizar la interferencia de las estructuras de soporte como la torre o el trípode, según sea el caso.

Al igual que otros anemómetros sónicos, el CSAT3B no puede medir la velocidad del viento cuando las gotas de agua oscurecen por completo la cara de los transductores. En estas circunstancias, el CSAT3B puede informar condiciones de error de diagnóstico o datos erróneos hasta que las gotas se evaporen o se eliminen manualmente.

En la figura 3.4 se muestra un acercamiento al anemómetro sónico instalado en la torre para comenzar a hacer mediciones.



Figura 3.4. Anemómetro sónico a 20 metros de altura. Instituto de Ingeniería, UABC.
Mexicali, Baja California, México.

3.1.2. Sistema de adquisición de datos; CR3000

El sistema de adquisición de datos o *datalogger* CR3000 está conformado por un módulo de control y medida, un panel de conexiones y teclado/display externo. Su bajo consumo de energía hace que funcione por largos periodos de tiempo, inclusive utilizando una batería recargable con un panel solar.

El módulo de control y medida se encarga de gestionar las telecomunicaciones, integrar los datos, controlar dispositivos externos y almacenar datos y programas en su memoria interna.

Sus características y ventajas más importantes son:

- Teclado y pantalla de visualización que permite iniciar manualmente la transferencia de datos, programar el tiempo de muestreo y visualizar los datos.
- Varias opciones en comunicación: TCP/IP, email, FTP, web server.
- La memoria de 4 MB se puede ampliar con memoria externa.
- Opciones de alimentación y comunicaciones flexibles.
- Reloj con batería interna, lo cual permite tener actualizado en tiempo el *datalogger* aunque no haya alimentación externa.
- Compatible con LoggerNet, PC200W o Short Cut.

El *datalogger* utilizado en esta estación meteorológica se muestra a continuación en la figura 3.5.

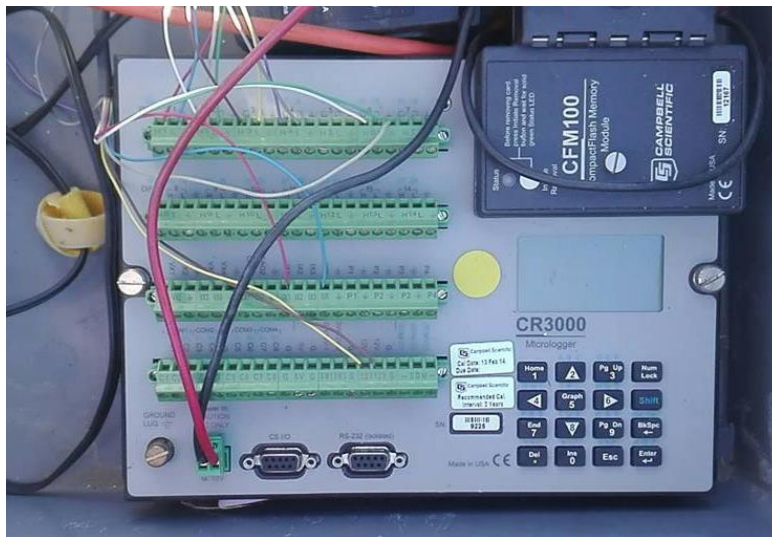


Figura 3.5. Sistema de adquisición de datos de estación meteorológica.

3.2. PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN

Para lograr una correcta evaluación del recurso eólico, son importantes la cantidad y calidad de los datos medidos.

3.2.1. Equipos de almacenamiento de datos

El proceso de obtención de datos es descrito a continuación:

1. Descarga de datos: se realizó semanalmente para evitar la saturación de la memoria y por lo tanto, la pérdida de información. Se muestra en la figura 3.6 el dispositivo de almacenamiento utilizado.



Figura 3.6. Dispositivo de almacenamiento externo de 2 GB de capacidad.

2. Almacenamiento de información: se dispuso de una computadora con un procesador Intel Xeon de 3.10 Ghz y una memoria de 980.2 GB y, mediante el lector de medios digitales que se muestra en la Figura 3.7, se armó la base de datos preservando la continuidad de los mismos.



Figura 3.7. Lector de medios digitales utilizado para transportar la información.

Se utilizó el software PC200W diseñado por el fabricante para la descarga de información del anemómetro. Es necesario convertir los archivos originales .dat a .csv, para su fácil manejo mediante este software. Puede descargarse sin costo alguno en <https://www.campbellsci.com/pc200w>.

3.2.2. Base de datos

La base de datos contiene mediciones de las componentes del viento: U_x , U_y y U_z , las cuales se almacenan cada 0.1 segundos. En la tabla 3.1 se puede observar el número de datos que se planeó procesar de tener el 100% de ellos y en la tabla 3.2 se muestra el porcentaje final de los datos de los datos que se utilizaron.

Tabla 3.1. Número de datos para procesar en cada mes del año 2017 en los 7 intervalos de tiempo.

Mes	0.1 s	1 s	5 s	30 s	60 s	300 s	600 s
Enero	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464
Febrero	24,192,000	2,419,200	486,840	80,640	40,320	8,064	4,032
Marzo	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464
Abril	25,920,000	2,592,000	518,400	86,400	43,200	8,640	4,320
Mayo	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464
Junio	25,920,000	2,592,000	518,400	86,400	43,200	8,640	4,320
Julio	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464
Agosto	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464
Septiembre	25,920,000	2,592,000	518,400	86,400	43,200	8,640	4,320
Octubre	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464
Noviembre	25,920,000	2,592,000	518,400	86,400	43,200	8,640	4,320
Diciembre	26,784,000	2,678,400	535,680	89,280	44,640	8,928	4,464

La tabla 3.2 muestra en porcentaje la disponibilidad de los datos, debido a que por fallas técnicas o tiempo meteorológico no se procesó el 100% de la información en algunos meses.

Tabla 3.2. *Porcentaje de datos disponibles para su procesamiento.*

Mes	Datos disponibles
Enero	99.6%
Febrero	99.9%
Marzo	100%
Abril	100%
Mayo	99.9%
Junio	100%
Julio	100%
Agosto	99.9%
Septiembre	100%
Octubre	99.8%
Noviembre	99.9%
Diciembre	99.9%

Como se observa en la tabla 3.2; enero, febrero, mayo, agosto, octubre, noviembre y diciembre, son los meses donde no se pudo obtener el 100% del tiempo mediciones de velocidad de viento, sin embargo la pérdida de información se encuentra entre 0.1 y 0.4 %, la cual es mínima y se debió a algunos periodos de lluvia o lapsos pequeños sin energía eléctrica por mantenimiento a las instalaciones del Instituto de Ingeniería.

La estación meteorológica proporciona un resumen de las velocidades promediadas cada media hora, lo que permitió observar los periodos donde hubo pérdida de información. Se obtuvo un total de alrededor 315 millones de datos. Por lo que fue necesario desarrollar un software que permitiera obtener los promedios en un tiempo breve.

Se realizó el análisis de calidad de la información que consistió en lo siguiente:

- Conversión de archivos extraídos mediante el software PC200W.

- Detección de errores: revisión de archivos, elaboración de gráficas que contienen la información diaria en promedios cada treinta minutos para detectar datos anómalos o falta de datos y mediante el programa elaborado en JAVA.

Los datos registrados cada 0.1 segundos se utilizaron para estudiar y analizar la variabilidad del viento, se calcularon promedios de velocidades en seis diferentes intervalos de tiempo: 1, 5, 30, 60, 300 y 600 segundos.

3.2.3. Programación en JAVA

Para el manejo de la información en el menor tiempo posible, surgió la necesidad de crear un programa. La facilidad de programación es una preocupación constante en la elección del lenguaje, se buscan ciertas características que permitan un fácil manejo sin consumir gran cantidad de tiempo, pues en algunos casos, como en esta investigación, la programación sólo es una etapa breve que debe conducir a diseñar una herramienta útil para la investigación.

Se optó por la programación orientada a objetos. Algunas de las ventajas se especifican a continuación:

- Simplicidad
- Facilidad para hacer modificaciones
- Posibilidad de extenderlo

JAVA, es un programa robusto, que permite realizar multitareas, es de alto rendimiento y administra la memoria, fácil de entender y aplicar, por lo tanto, puede reducir los errores y acortar el tiempo necesario para habilitar el programa.

El programa elabora las siguientes tareas:

- Ejecuta el cálculo de la magnitud de la velocidad a partir de las componentes del vector con la siguiente ecuación:

$$v = \sqrt{Ux^2 + Uy^2 + Uz^2} \quad (3.1)$$

v = velocidad de viento en m/s

U_x = velocidad del viento en el eje x en m/s

U_y = velocidad del viento en el eje y en m/s

U_z = velocidad del viento en el eje z en m/s

- Cálculo de promedios cada 1, 5, 30, 60, 300 y 600 segundos creando nuevos archivos mensuales, con la información diaria mediante la ecuación 2.1.

Por ejemplo, el mes de Enero contendrá 31 archivos y en conjunto tendrá 26 millones, 784 mil datos; un valor por cada medición cada 0.1 cada mes y en el mismo archivo de cada día se tendrán los valores promedios de los intervalos restantes; 1, 5, 30, 60, 300 y 600 segundos.

- Cálculo de parámetros estadísticos de velocidad media v_m y desviación estándar σ , acorde a las ecuaciones 2.1 y 2.2.

Con las ecuaciones anteriores se obtienen los parámetros estadísticos, para su posterior almacenamiento y, mediante éstos, se estiman los parámetros de forma k y escala c de la distribución de probabilidad de Weibull.

En la figura 3.8 se muestra una captura del menú de inicio donde el programa ofrece tres opciones: calcular los promedios diarios, utilizando los archivos recién convertidos por el PC200W; calcular velocidad media y desviación estándar diarios; y por último, realizar cálculos mensuales de velocidad media y desviación estándar, agregando los parámetros k y c , para los siete diferentes intervalos de tiempo.

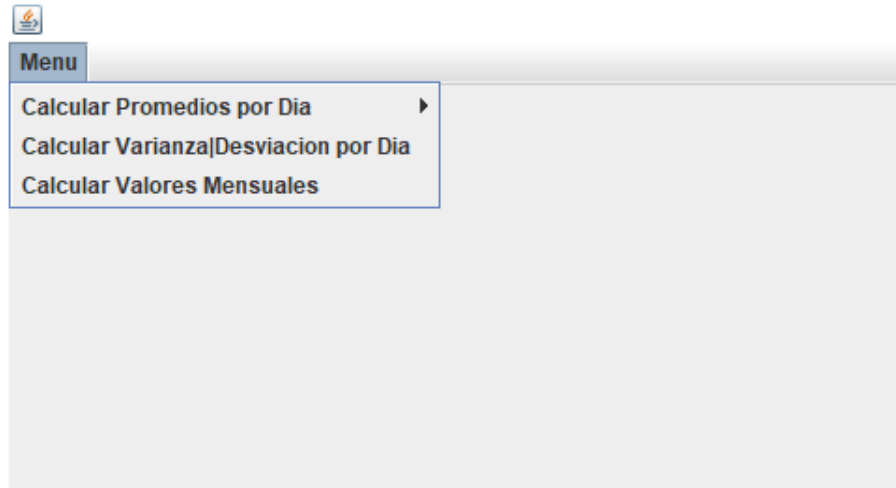


Figura 3.8. Captura de menú de programa en Java para el cálculo de parámetros estadísticos del viento.

En la figura 3.9 se muestra cómo se insertan los archivos de datos para que el programa pueda realizar la primera operación (creará promedios). Es posible observar que los archivos comienzan con la fecha de “0-ene-17.csv” esto se debe a que el primer dato de cualquier día se encuentra en el último dato del archivo del día anterior, por lo que es necesario insertar el archivo de un día antes del mes que se va a calcular y el programa sólo considerará la última línea de datos, para el conjunto del mes de enero. En este caso, el 0-ene-17.csv corresponde al 31 de diciembre de 2017.

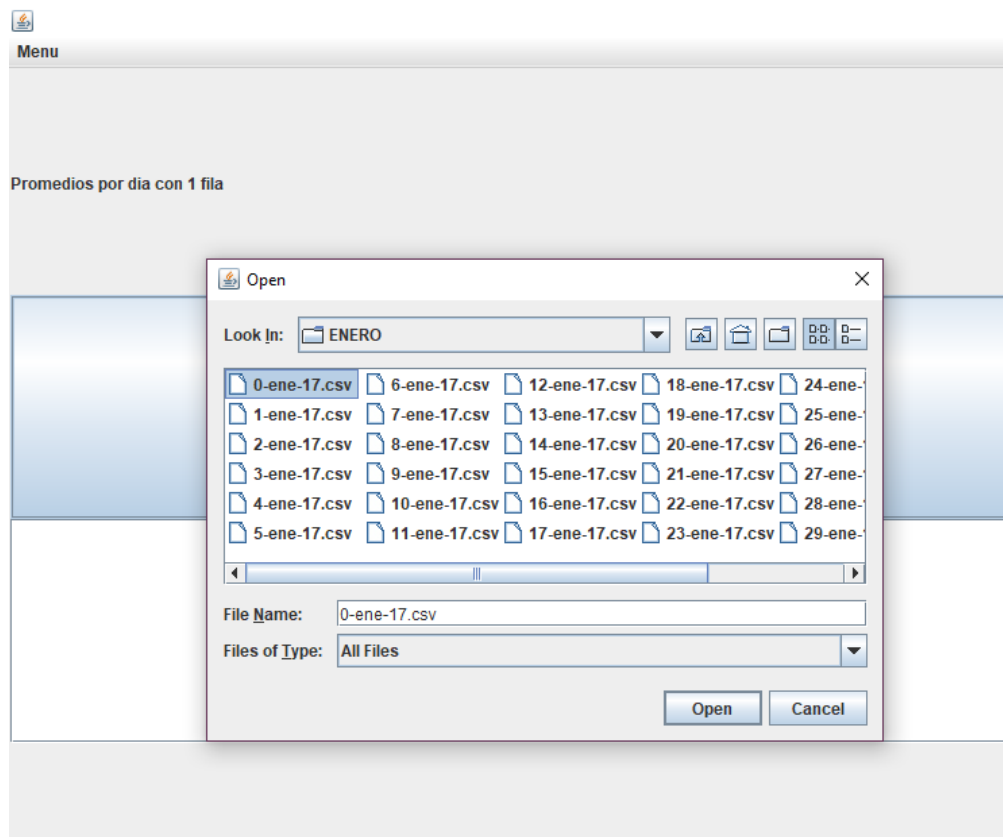


Figura 3.9. Selección de archivos para el cálculo de promedios diarios.

3.3. CÁLCULO DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE WEIBULL

La función de distribución de probabilidad de Weibull describe la probabilidad de que ocurran ciertos valores de una variable aleatoria, como lo es la velocidad del viento. La distribución de Weibull se basa en dos factores; factor de forma (k) y factor de escala (c) y, por tanto, puede representar mejor una variedad más amplia de regímenes de viento.

El programa en Java calcula los factores de forma y escala, de cada frecuencia en cada mes del año a partir de las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6 (Zamora, 2015).

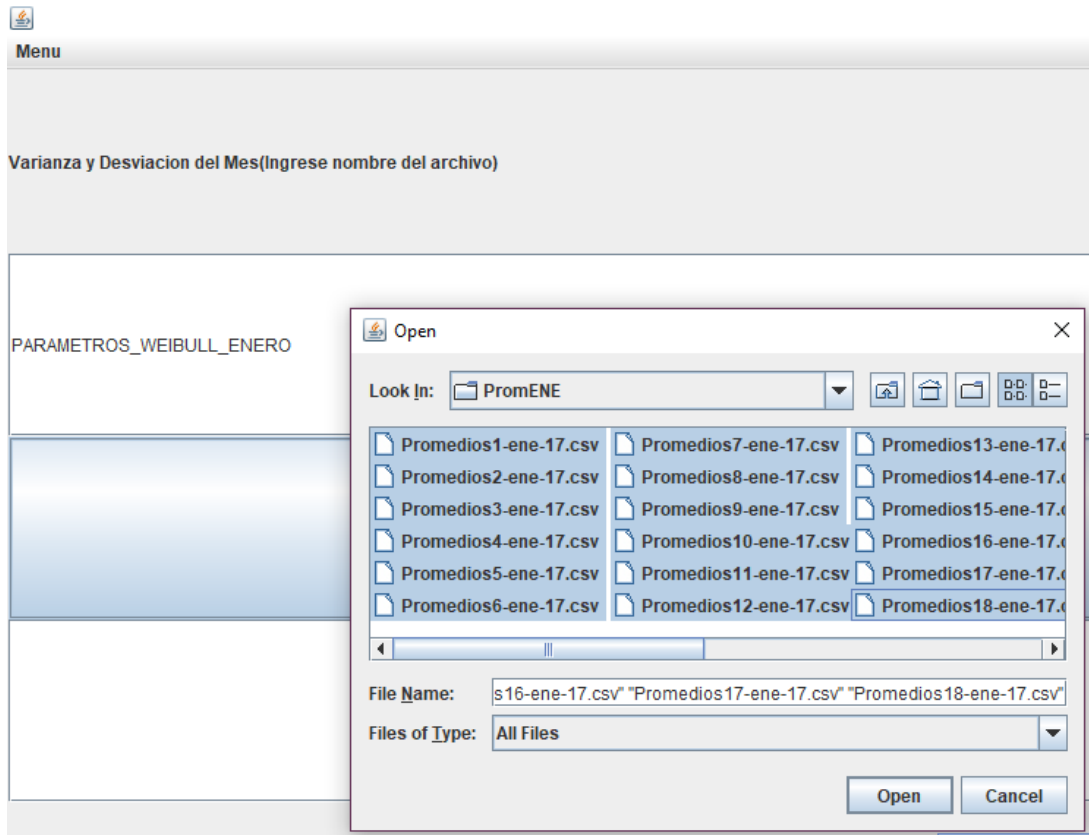


Figura 3.10. Selección de archivos con promedios para el cálculo de parámetros de Weibull.

En la figura 3.10 se observan los archivos que están por cargarse al programa para la elaboración de parámetros estadísticos para el cálculo de distribución de probabilidad de Weibull: v_m , σ , k y c .

Una vez obtenidos los parámetros mensuales, se ingresan en una hoja de cálculo de Excel para la elaboración de la distribución de probabilidad de Weibull, el cálculo de densidad de energía y la creación de gráficos.

3.4. CÁLCULO DE COEFICIENTES DE VARIABILIDAD

Una de las principales características del viento, tal y como se ha comentado en los capítulos anteriores es su variabilidad anual, diaria y estacional. Esto significa que la velocidad media del viento puede oscilar de un año a otro y, por lo tanto, también variará el recurso eólico de un sitio prospectivo, en consecuencia, el comportamiento del viento debe ser analizado (Talayero, 2008).

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 un aerogenerador, en la potencia generada y el efecto sobre los usuarios (Manwell et al., 2010). Los aerogeneradores pueden seleccionarse de acuerdo a la clasificación de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). La norma IEC-61400-1 que se define por la velocidad de viento y los parámetros de turbulencia.

La velocidad media del viento y sus variaciones desempeñan un papel valioso en el análisis de la información, tanto en periodos pequeños (del orden de décimas de segundo a minutos) como en periodos amplios (estacionales o anuales) y estas variaciones pueden ser medidas con el **coeficiente de variación (CV)**. La reducción de la variabilidad del fenómeno puede causar dificultades en el estudio del viento, cuya característica más relevante es precisamente su variabilidad.

Registrar y estudiar estas variaciones también son indispensables en la evaluación del viento, ya que ayudan a prever cuánta energía se puede o no suministrar, además favorece estudios de predicción de viento con modelación.

Una manera para medir la variabilidad a corto plazo es comparar los coeficientes de variación de velocidad (**CV**), índice de variabilidad mensual (**MV**) y el índice de variabilidad estacional (**EV**), estos últimos dos se refieren a la densidad de potencia, los cuales se estimaron con las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4, respectivamente:

$$CV = \frac{\sigma}{v_m} \times 100 \quad (3.2)$$

El **CV** de la velocidad cuantifica la variabilidad temporal en todas las escalas de tiempo, y es el cociente de la desviación estándar σ y la velocidad media v_m (m/s) expresado en porcentaje (Azad et al., 2014). Por otra parte, los índices de variabilidad mensual y variabilidad estacional miden la variabilidad mensual y estacional, respectivamente.

$$MV = \frac{PM_1 - PM_{12}}{P_{anual}} \quad (3.3)$$

En la ecuación 3.3, el índice de variabilidad mensual se expresa como la diferencia entre la densidad de energía media mayor, PM_1 , y la densidad de energía media menor en kW/m², PM_{12} , dividida entre la densidad de energía media del año P_{anual} .

$$EV = \frac{PE_1 - PE_4}{P_{anual}} \quad (3.4)$$

En la ecuación 3.4, se define el índice de variabilidad estacional como la diferencia de densidad de energía media para la estación con mayor cantidad de energía, PE_1 , menos la densidad de energía media para la estación con menor cantidad de energía, PE_4 , entre P_{anual} .

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1. VARIACIÓN TEMPORAL DE LA VELOCIDAD DE VIENTO

La velocidad del viento es el parámetro más importante en el aprovechamiento de este evento de la naturaleza, varía en el tiempo y en el espacio a causa de factores tanto climáticos como geográficos (Leal, 2015). Por esta razón es que un análisis exhaustivo de la velocidad determinará su comportamiento y por lo tanto, tiene mayor contribución en el cálculo de la energía disponible.

Una vez que se elige un sitio para analizar el recurso eólico, las variaciones en la velocidad del viento se reducen a escala temporal; por lo que es medida a alta frecuencia y en promedios cortos de tiempo, para su posterior análisis estadístico, el cual es de gran utilidad para determinar el potencial eólico. En base a esto se muestran los resultados obtenidos de la campaña de mediciones realizada en las siguientes figuras 4.1 a 4.9, donde se presenta las velocidades registradas en un periodo de treinta minutos del día 11 de febrero, el cual se eligió por las velocidades elevadas que se registraron a causa de la entrada de un frente frío a la región, lo anterior con el objetivo de ilustrar la variación de las velocidades de viento.

En la Figura 4.1 se muestra la variación en la velocidad de viento medida cada 0.1 segundos, de un lapso de treinta minutos de las 18:30 a las 19:00 horas del 11 de febrero, en la cual es posible observar la velocidad máxima que fue de 13.12 m/s. Se seleccionó este día por presentar velocidades altas de viento, como consecuencia del frente frío No. 28.

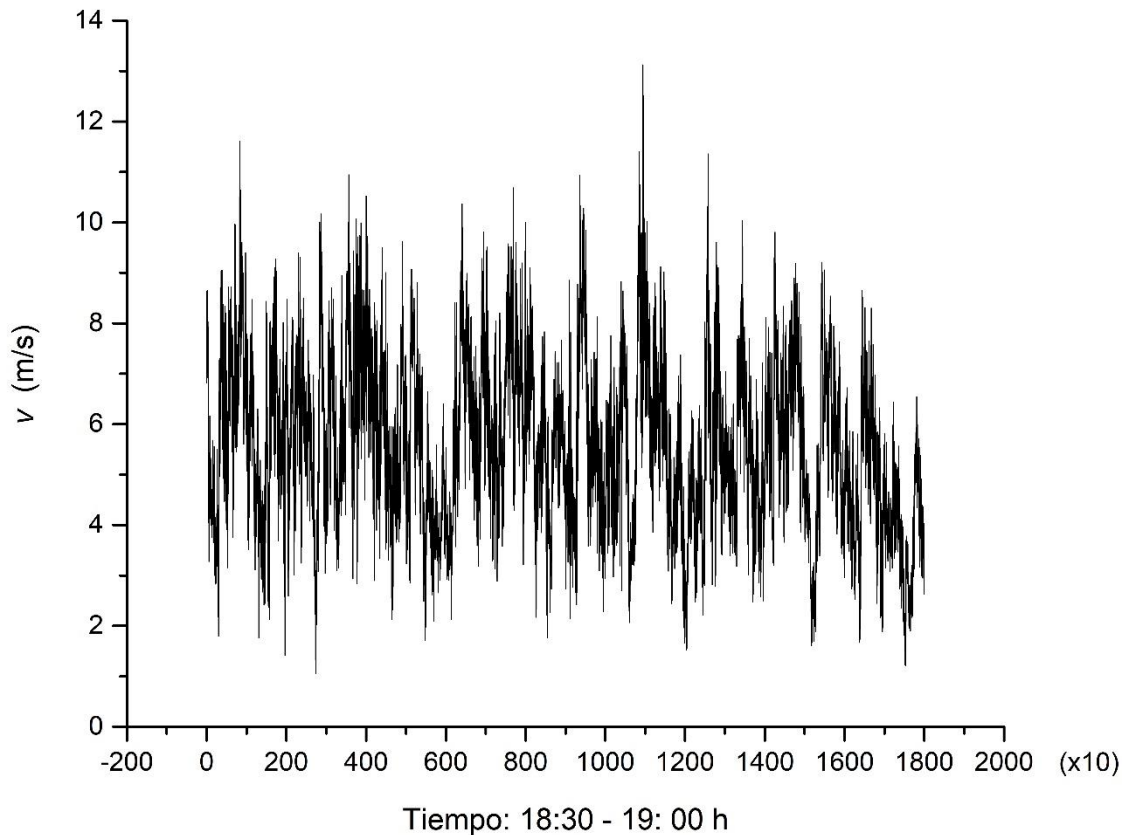


Figura 4.1. Velocidad de viento cada 0.1 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 a 19:00 h).

La variabilidad de una muestra desempeña un papel importante en el análisis de los datos, en escalas de minutos a segundos o menos, ya que estas variaciones pueden tener un efecto significativo en el diseño y rendimiento del aerogenerador, así como en la calidad de la potencia suministrada a la red y por lo tanto, el efecto sobre los consumidores (Manwell et al., 2010).

La velocidad de viento en este periodo (figura 4.1) fluctúa entre los 1.06 m/s (velocidad mínima) y 13.12 m/s (velocidad máxima), lo que significa que las velocidades varían 12.06 m/s en sólo 30 minutos. La velocidad media para el mes de febrero fue de 1.86 m/s.

Los datos con los que se construyó la figura 4.1 son los registrados cada 0.1 segundos, a partir de estos datos se calcularon promedios en diferentes intervalos de tiempo, como se mencionó previamente en la Metodología: cada 1, 5, 30, 60, 300 y 600 segundos.

En las siguientes figuras (4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7) se presentan esas velocidades para observar la disminución de los valores extremos.

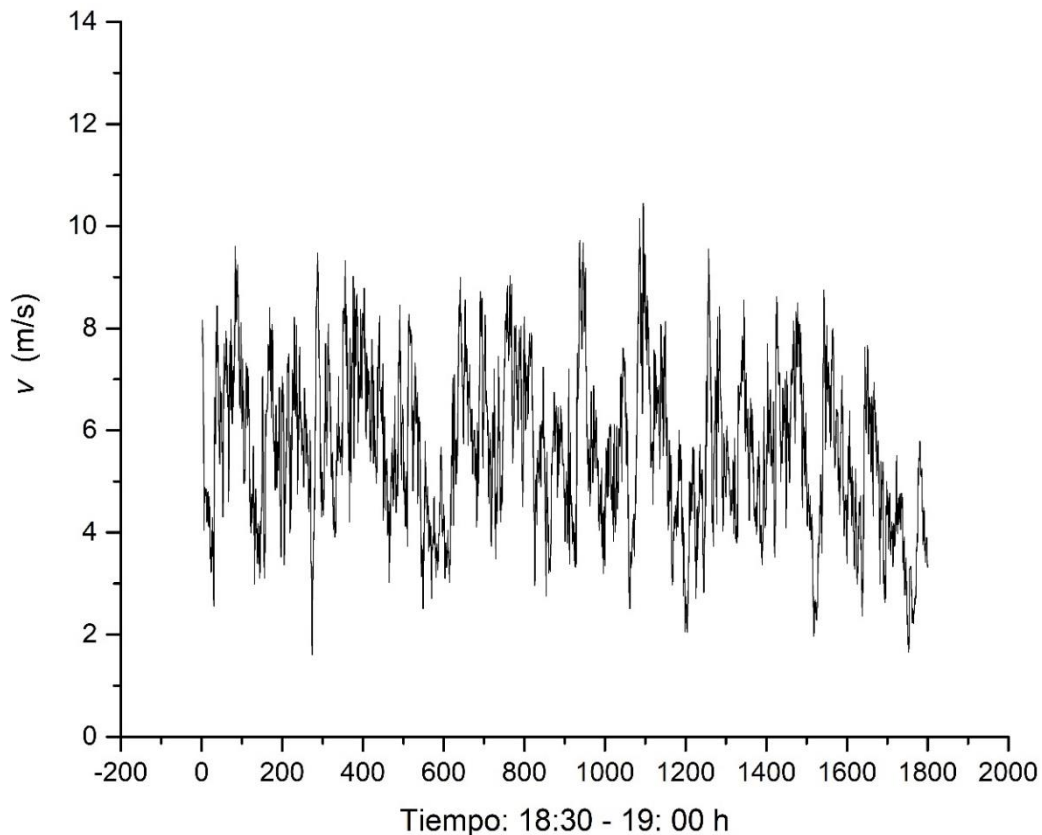


Figura 4.2. Velocidad de viento cada 1 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 a 19: 00 h).

La figura 4.2 muestra que la velocidad máxima de viento disminuyó alrededor de 2.68 m/s, al promediar en un intervalo de 1 segundo. La velocidad máxima es de 10.44 m/s y la velocidad mínima es de 1.60 m/s, estimando un rango de variación de 8.84 m/s.

En la figura 4.3 se observa cómo se va perdiendo la variabilidad en la velocidad del viento, al igual que disminuye la velocidad máxima a 9.29 m/s, el cuál es un contraste significativo puesto que en las mediciones realizadas cada 0.1 segundos se encontró una velocidad máxima de 13.12 m/s.

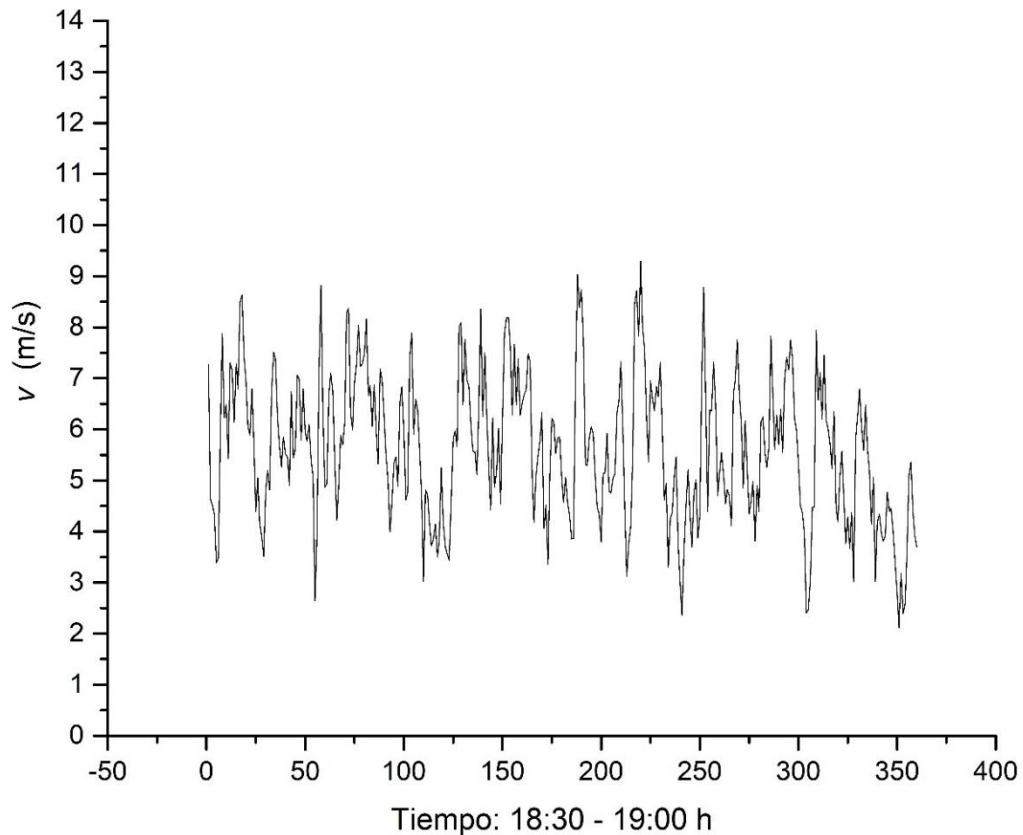


Figura 4.3. Velocidad de viento cada 5 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 a 19:00 h).

Esta variación es evidencia de la disminución en la precisión de la evaluación del recurso eólico, en cuanto al tiempo de muestreo y a la energía que pueda extraerse del viento a partir de estas velocidades. Estas variaciones a corto plazo no sólo afectan a las estimaciones de potencial eólico sino también son importantes y tomadas en consideración en el diseño de las turbinas.

Este comportamiento se puede observar en la figura 4.4, en donde hay un decrecimiento en las velocidades de viento y su variabilidad es menos evidente, esto sucede al aumentar el intervalo de promedio, en este caso a 30 segundos.

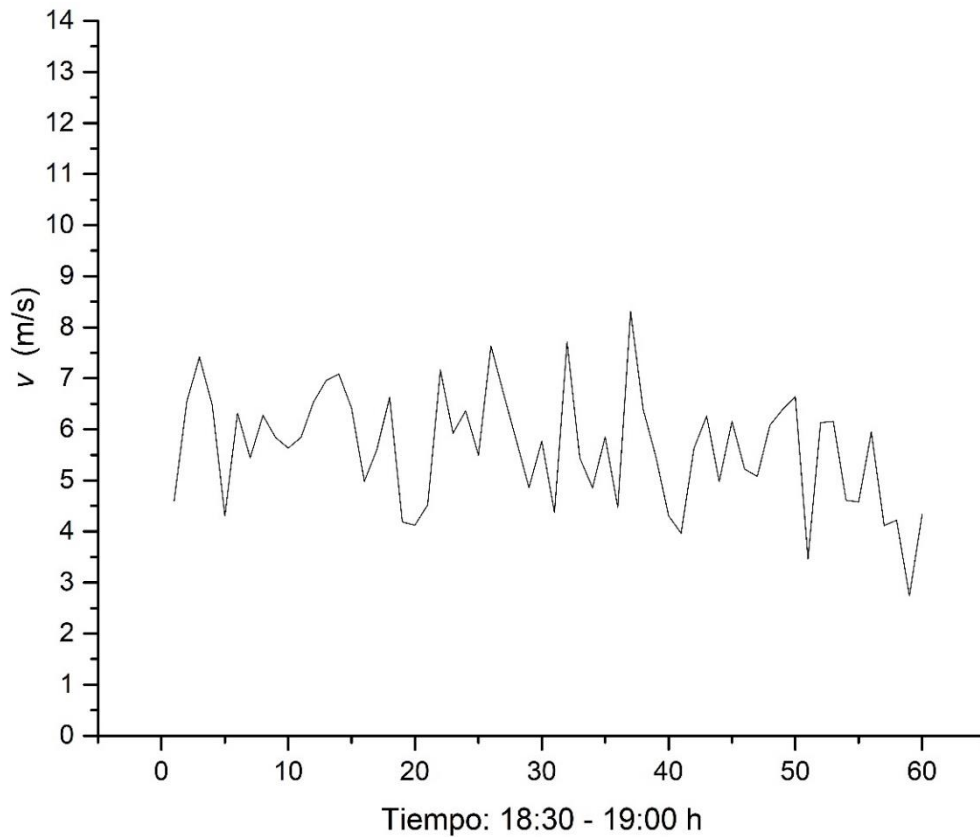


Figura 4.4. Velocidad de viento cada 30 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 – 19:00 h).

La figura 4.4 muestra las velocidades de viento en un intervalo de promedio de 30 segundos, indicando una velocidad máxima de 8.31 m/s y una velocidad mínima de 2.73 m/s.

La velocidad máxima respecto a la de la tasa de muestreo de 0.1 segundos se redujo en un 36.6%.

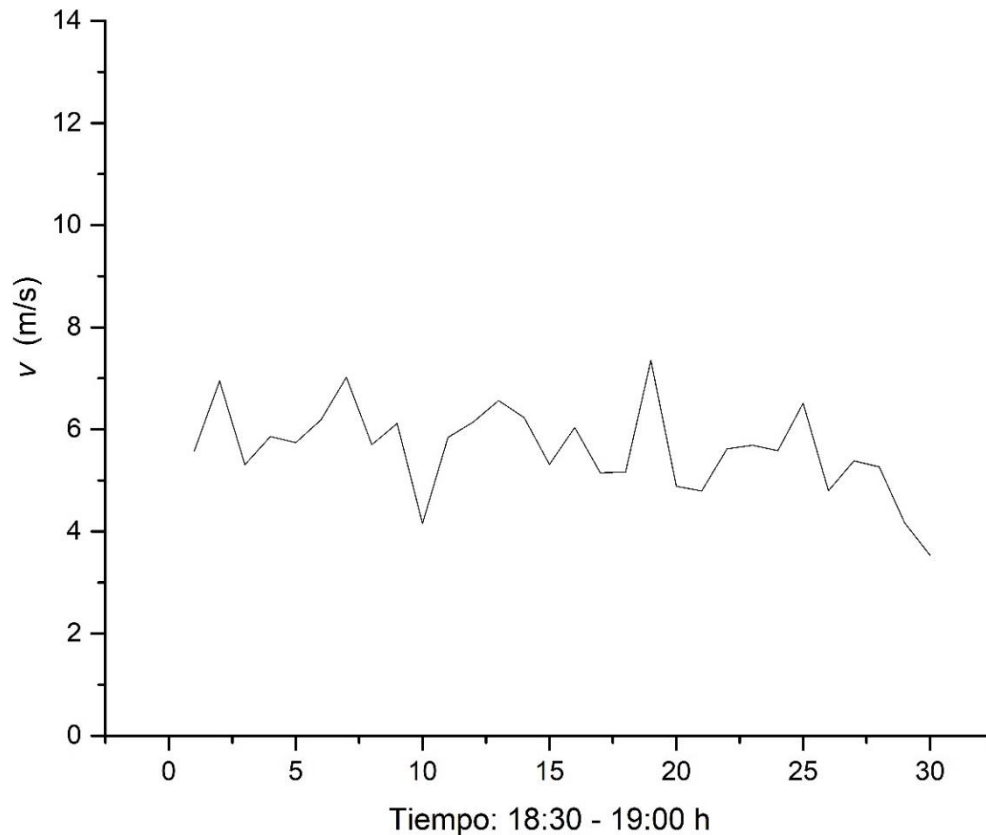


Figura 4.5. Velocidad de viento cada 60 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 – 19:00 h).

La velocidad máxima en el promedio de 60 segundos es de 7.35 m/s y la mínima es de 3.53 m/s. Respecto a los valores medidos cada 0.1 segundos, la reducción en la velocidad máxima es de 3.09 m/s, es decir, se redujo la velocidad alrededor de un 30% al disminuir la cantidad de información, de 18,000 a 30 datos promediados cada minuto.

Una pequeña variación en la velocidad del viento causa una gran desviación en la potencia de salida de una turbina eólica debido a la asociación de los enlaces cúbicos entre estos dos parámetros (Murthy et al., 2017). El uso de promedios elimina los valores más altos de las velocidades, lo que conduce a una reducción en los valores de dispersión, que sirven como indicadores de la variabilidad de los datos.

La figura 4.6 presenta las velocidades de viento promediadas cada cinco minutos. En este intervalo de tiempo se han realizado mediciones de la velocidad de viento, con el objetivo de reducir la cantidad de datos por cuestiones de almacenamiento, sin embargo en el lapso de treinta minutos, de las 18:30 a las 19:00 horas, se observa una reducción importante en

las velocidades de viento, que pueden conducir a una estimación incorrecta de la densidad de potencia si se calcula a partir de esos promedios.

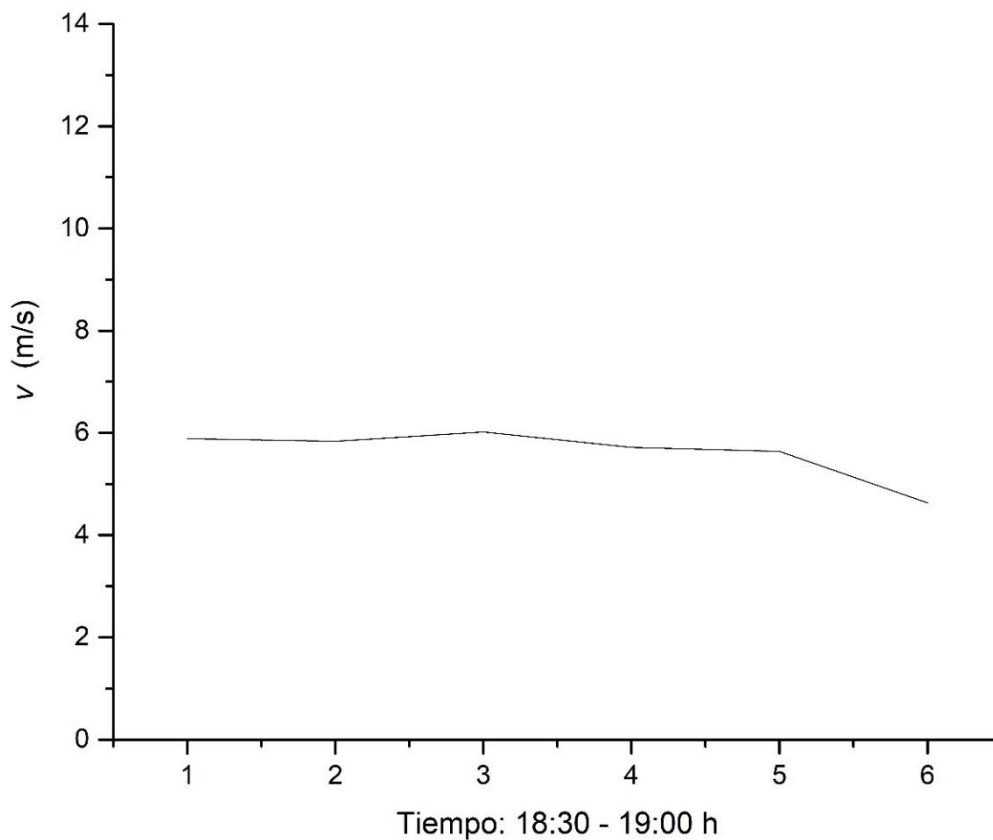


Figura 4.6. Velocidad de viento cada 300 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 – 19:00 h).

Comúnmente para evaluaciones de potencial eólico se mide la velocidad de viento a una frecuencia de muestro de 10 Hz (cada 1 segundo) para después promediar los datos cada diez minutos, se consideró el promedio de 300 segundos puesto que ha sido utilizado también como tasa de muestreo en algunas estaciones meteorológicas. La velocidad máxima en este tiempo de promediado (figura 4.6) fue de 6.01 m/s y la mínima de 4.62 m/s. Considerando la velocidad máxima cada 0.1 segundos y en los promedios cada 300 segundos (5 minutos), se encontró una diferencia del 42.4%.

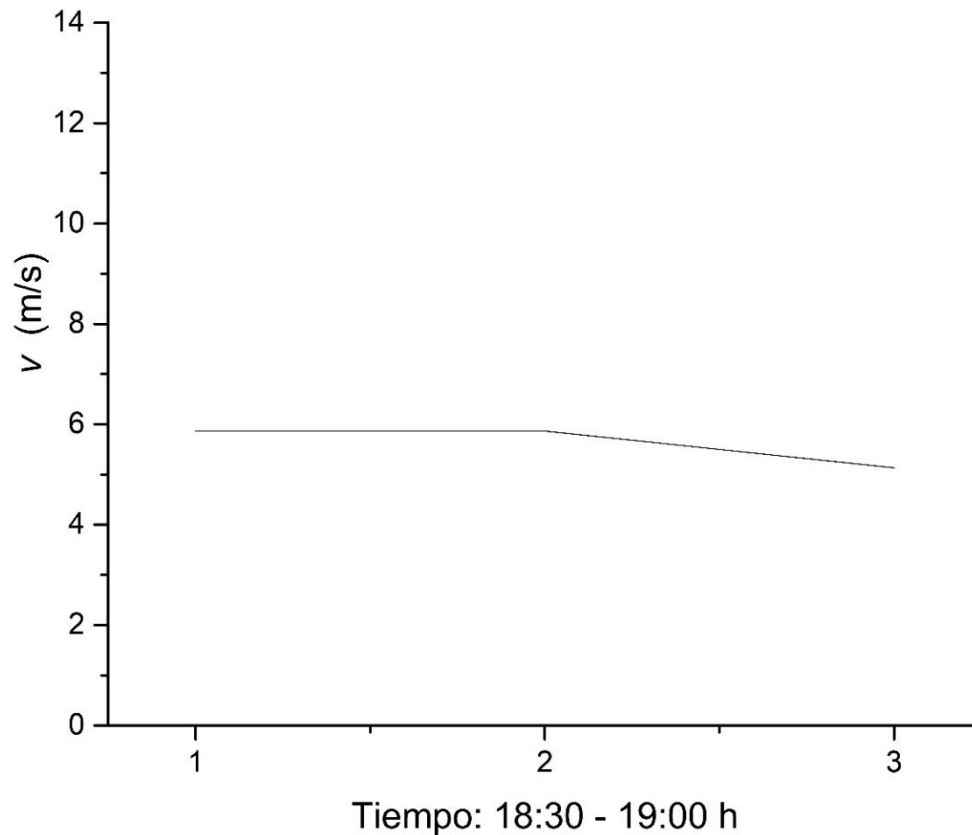


Figura 4.7. Velocidad de viento cada 600 s en Instituto de Ingeniería, UABC.
11/ febrero/2017 (18:30 – 19:00 h).

La metodología empleada actualmente para evaluación de sitios prospectivos de aplicaciones eólicas es la recomendada por la norma estándar IEC-61400-12-1, la cual indica que se utilicen promedios de 10 minutos (600 segundos). Sin embargo, de acuerdo a los resultados anteriores que se muestran en las gráficas, se puede apreciar que la magnitud de la velocidad de viento se reduce al hacer promedios, ya que la cantidad de información es menor porque se utilizan menos datos, aspecto que ha sido estudiado en trabajos previos como el de Rodríguez et al., (2012) en donde se muestra que las velocidades basadas en promedios de 10 minutos conducen a la subestimación de la producción de energía eléctrica.

La figura 4.7 muestra las velocidades de viento en un periodo de 30 minutos cada 600 segundos, por lo que se graficaron sólo 3 datos, en los que se observa una menor

variabilidad ya que sólo varían 0.73 m/s. También se observa una reducción significativa en la velocidad máxima, ésta fue de 5.86 m/s y la mínima de 5.13 m/s.

En la figura 4.8 se graficó la distribución de las velocidades medidas cada 0.1 segundos y las promediadas cada 600 segundos con la finalidad de hacer una comparación de la pérdida de variabilidad de los datos y la reducción de los valores máximos, que como se dijo anteriormente, son las velocidades máximas las que transportan una cantidad de energía importante.

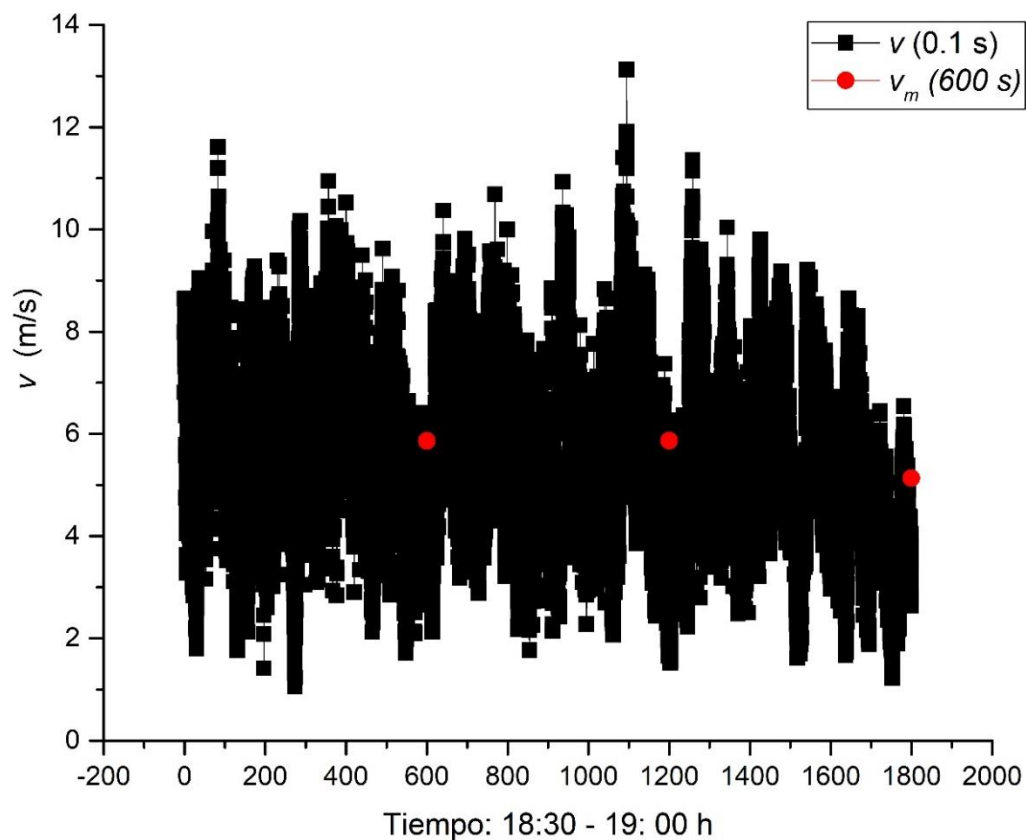


Figura 4.8. Velocidad de viento cada 0.1 s ■ y promedios 600 s ● en Instituto de Ingeniería, UABC. 11/ febrero/2017 (18:30 – 19:00 h).

La velocidad máxima encontrada en el periodo de las 18:30 a las 19:00 horas medida cada 0.1 segundos fue de 13.12 m/s y al calcular los promedios cada 600 segundos para el mismo periodo de tiempo, se encontró una velocidad máxima de 5.86 m/s, lo que significa de una diferencia de 7.25 m/s, es decir, la velocidad máxima después de promediar los datos se redujo un 55.27%.

4.2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL VIENTO

Para determinar el potencial eólico de un sitio, una herramienta comúnmente utilizada es el análisis estadístico y mediante ciertos cálculos se puede determinar incluso la producción de energía (Manwell *et al*, 2009). La velocidad del viento es el factor más importante para hacer un pronóstico confiable de la energía eólica. Este hecho hace necesario conocer las características del recurso, lo que puede lograrse mediante estadística exploratoria. Para realizar el análisis estadístico se procedió a calcular la velocidad media para cada mes del año (hay que considerar que estas velocidades medias no cambian si el intervalo de promedio se modifica).

4.2.1. Velocidad media mensual

A partir de los datos de velocidad de un año se calculó la velocidad media para cada mes (figura 4.9). Se utilizaron los datos medidos con la resolución temporal más alta (0.1 segundos/ 10 Hz) y a partir de estos se calcularon los promedios, como se describió en el capítulo anterior.

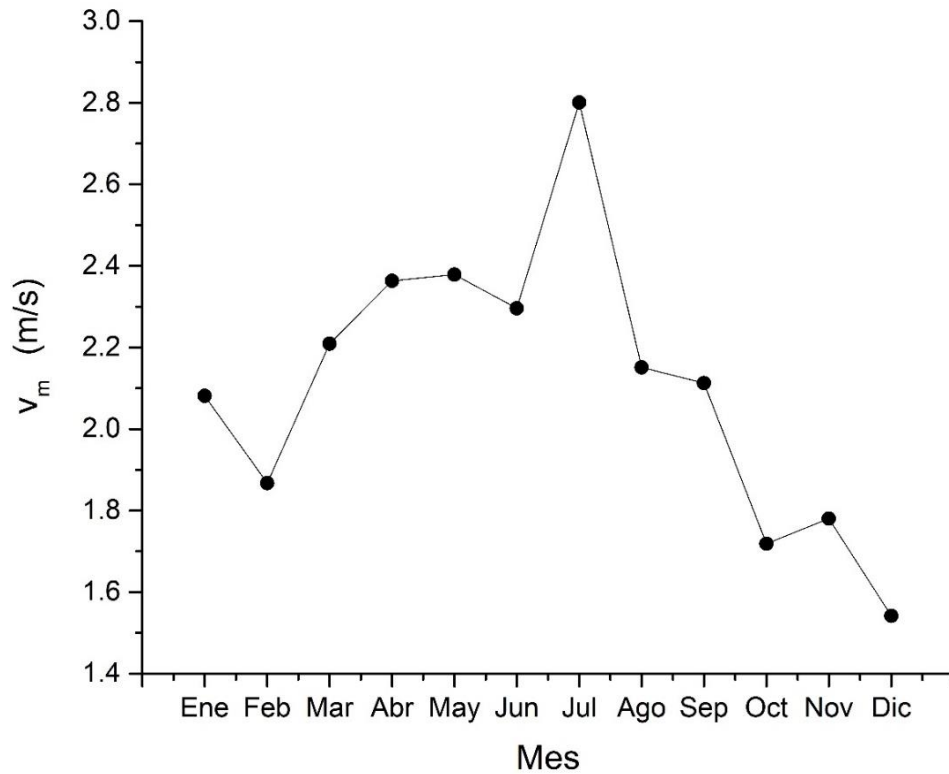


Figura 4.9. Velocidad media mensual registrada por anemómetro sónico en el Instituto de Ingeniería a 20 m de altura en el año 2017.

La velocidad media, es un parámetro que nos proporciona el promedio de las velocidades de viento durante un periodo de tiempo, aunque se evaluaron diferentes frecuencias de muestreo, en todas éstas, las velocidades medias son las mismas.

En la figura 4.6 es posible apreciar que julio es el mes con la velocidad media más alta del año y el mes de diciembre presenta la velocidad más baja. Esto significa que aun cuando la diferencia de las velocidades sea mínima, en el mes de julio se obtendrá la mayor cantidad de energía. En cambio, en el mes de diciembre, las velocidades de viento es posible que propicien a una producción de energía baja debido a que al calcular la densidad de potencia del viento, la velocidad se eleva al cubo, por lo tanto, una pequeña variación en la velocidad significa un cambio importante el cálculo de energía.

Los meses de abril y mayo con velocidades medias de 2.36 y 2.37 m/s, respectivamente, no representan cambios significativos. Aunque las velocidades medias de los dos meses sean tan parecidas, no significa que se produzca la misma cantidad de energía, se debe considerar el intervalo de tiempo de promedio y la desviación estándar.

Por esta razón, además de la velocidad media, la dispersión de los datos también es un factor que influye en el resultado, por lo tanto, es tomada en cuenta mediante la desviación estándar (σ) y el coeficiente de variación (CV) de la distribución de velocidades. Estos resultados pueden complementarse con el cálculo de densidades de potencia a partir de las distribuciones de Weibull.

4.2.2. Desviación estándar mensual de la velocidad del viento a diferentes frecuencias

Como una estimación del aumento de la variabilidad, la σ puede usarse como un nivel de confianza (Holttinen et al., 2008). Además de la velocidad media del viento, la distribución de las velocidades es un factor importante y la σ proporciona esa información.

Las turbinas eólicas instaladas en dos sitios con la misma velocidad de viento promedio (sin incluir otros factores como la orografía u obstáculos cercanos), pueden producir una cantidad de energía diferente debido a la distribución de la velocidad (Mathew, 2006).

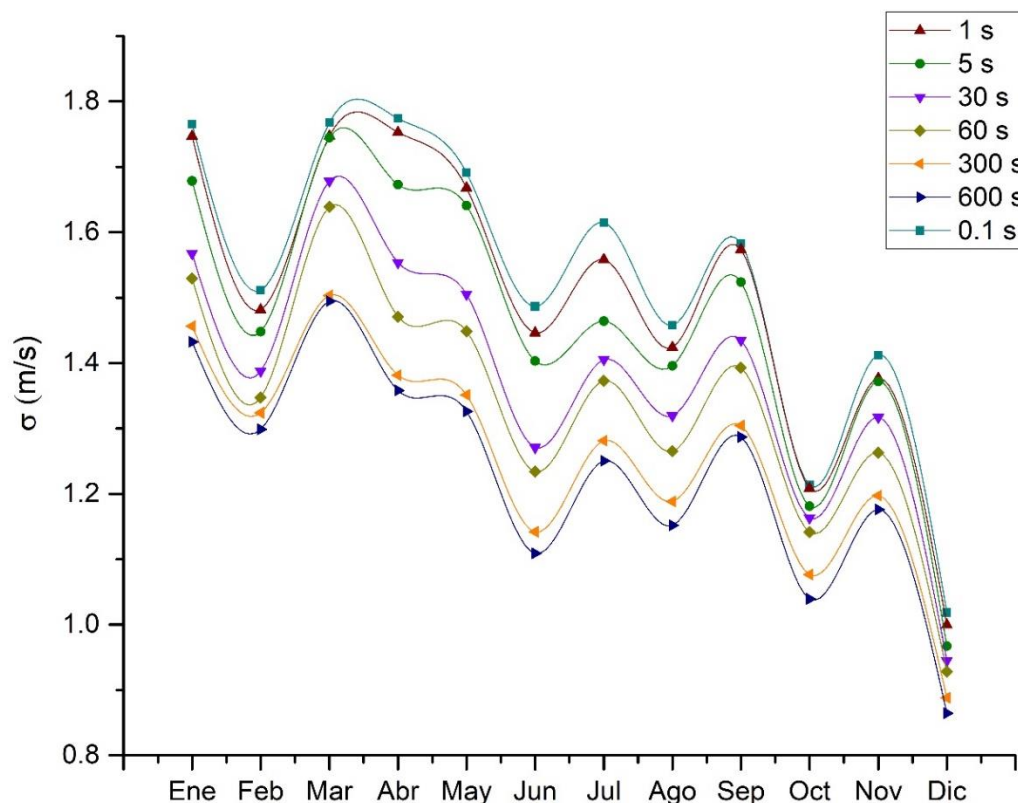


Figura 4.10. Desviación estándar mensual para el año 2017.

En la figura 4.10 se muestran las desviaciones estándar calculadas para cada mes del año. Se observa que la desviación estándar disminuye cuando el intervalo de promediado se amplía. La σ mínima la tiene el mes de diciembre, la cual es de 0.8645 m/s, esto significa que las velocidades de viento se mantienen relativamente cerca de la velocidad media, es decir, la dispersión de los datos es menor. En cambio, para el mes de abril, se tiene una desviación estándar de 1.7729 m/s, lo que significa que tiene la mayor dispersión en sus velocidades, por lo tanto, es el mes con mayor variabilidad en el año.

Los valores más altos de todo el conjunto de datos, se presentan en los tomados a mayor resolución temporal (cada 0.1 segundos), lo que indica que la variabilidad del viento es detectable y en los gráficos más pronunciada, cuando se mide a altas frecuencias. Y las líneas de la figura 4.10 que corresponden a los intervalos de 300 y 600 segundos, son muy similares y de menor proporción que el resto, lo que denota que en los tiempos más largos de muestreo la variabilidad se reduce y suprime información que puede evitar estudios correctos de evaluación de un sitio previo al emplazamiento.

En estudios previos para determinar la factibilidad de una instalación eólica o en el estudio de turbulencias o ráfagas de viento deben utilizarse datos medidos a altas frecuencias.

La desviación estándar es una medida de la variabilidad e indica cómo un conjunto de datos de viento se distribuye alrededor de la media, es decir, qué tan alejados están las velocidades individuales del valor promedio. Esta información puede ser utilizada por empresas generadoras de energía eólica puesto que indica también qué tan estable va a ser la producción de energía, ya que cuando un periodo no presenta gran variación en sus velocidades, significa que probablemente la producción de energía sea estable o en caso contrario, si hay mucha variabilidad quiere decir que tendrá velocidades atípicas, probablemente muy altas o muy bajas, que puedan desgastar una turbina eólica o no cumplir con la cantidad de energía requerida.

4.2.3. Coeficiente de variación mensual de la velocidad del viento a diferentes frecuencias

Cuando se desea hacer referencia a la relación entre el tamaño de la media y la variabilidad de la variable se utiliza el coeficiente de variación CV . La variabilidad de la velocidad de viento se determinó a través del CV , el índice de variabilidad mensual y el índice de variabilidad estacional.

El CV permite fácilmente observar cómo varían los datos a lo largo del año, es el cociente de la división del valor medio entre la desviación estándar.

El conocimiento de la variabilidad del viento en un sitio determinado es de gran importancia para los proyectos de generación de energía eólica. Los sitios donde la energía eólica muestra una variación mínima, significa que la producción de energía puede ser estable, y por lo tanto, confiable. Si un sitio presenta mayor variabilidad en sus velocidades de viento o en este caso, si tiene un CV (expresado comúnmente en porcentaje) muy alto es un indicativo de que no se contará con una producción de energía constante, por lo tanto, se deberá considerar otra forma de suplir los faltantes en la producción o alguna otra estrategia que se anticipe a las fluctuaciones de la potencia.

En la figura 4.11 se pueden identificar los meses donde se presentó mayor variabilidad en el viento. El mes de julio presentó el CV más bajo de todo el año, el cual fue de 57% para la frecuencia de muestreo de 0.1 segundos y para el intervalo de promediado de 600 segundos fue del 44%, esta reducción del 13% se debe a que los siguientes coeficientes de variación fueron obtenidos con el mismo valor promedio pero desviación estándar menor. Por otro lado, el mes que presentó un coeficiente de variación mayor fue el mes de enero con 84% en alta frecuencia y 68% en promedios de 600 segundos, lo que lo caracterizaría como el mes más inestable en cuanto a producción de energía o el mes con mayor variabilidad de viento del año. Se observa una disminución en los CV en los meses de verano y mayor variación de noviembre a febrero; este comportamiento puede deberse al ingreso frecuente de frentes fríos en la región que generaron velocidades altas de viento que no son usuales.

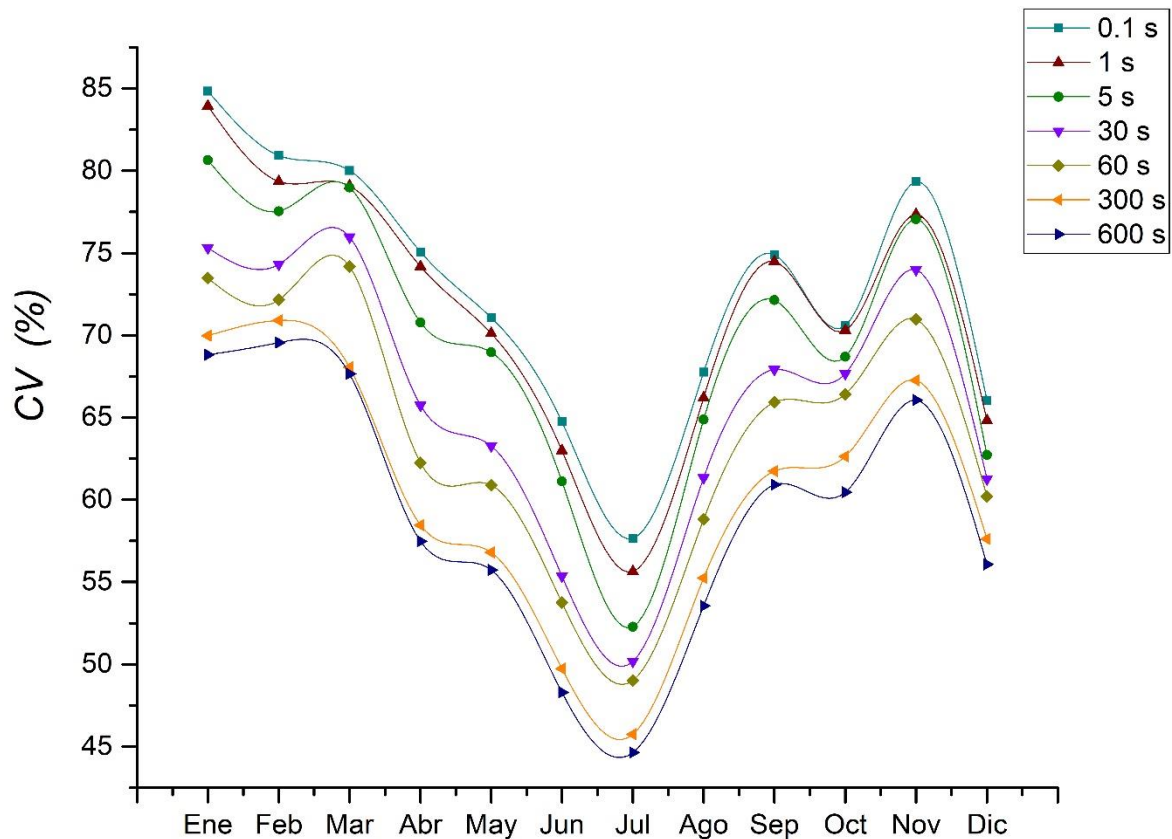


Figura 4.11. Coeficiente de variación (CV) mensual para el año 2017.

Es importante identificar que el CV calculado con datos tomados a altas frecuencias es alto y disminuye al ampliar el intervalo de promediado, es decir, los datos van perdiendo variabilidad y propicia a que se considere que las velocidades de viento son estables o constantes. Este hecho puede tener afectaciones en la producción final de energía debidas a fluctuaciones que no se tomen en cuenta y en la turbina eólica, puesto que las variaciones bruscas de velocidad generan daños en el material. En tanto menor sea el CV , menor será la dispersión y por tanto, mayor será la representatividad de la velocidad media.

4.2.4. Distribución de probabilidad de Weibull mensual y cálculo de densidad de potencia

Las funciones de densidad de probabilidad se utilizan generalmente para describir las distribuciones de velocidad de viento para evaluar el potencial eólico de un sitio. La selección de la función de probabilidad apropiada reduce la incertidumbre en las estimaciones de producción de energía eólica (Cadenas, Jaramillo y Rivera, 2010).

Para el cálculo de los parámetros de la distribución de Weibull se utilizaron los promedios calculados en diferentes intervalos de promediado y se realizó un análisis posterior del año completo; calculando valores mensuales, estacionales y anuales de la densidad de potencia.

La velocidad media y la desviación estándar además de que se obtienen para analizar la variabilidad de los datos también son valores estadísticos importantes para la evaluación del recurso, ya que como se mencionó anteriormente, los parámetros k y c son calculados a partir de estos parámetros.

En las figuras 4.12 y 4.13 se graficaron los parámetros de forma y escala para el cálculo de la energía disponible a partir de la densidad de probabilidad de Weibull.

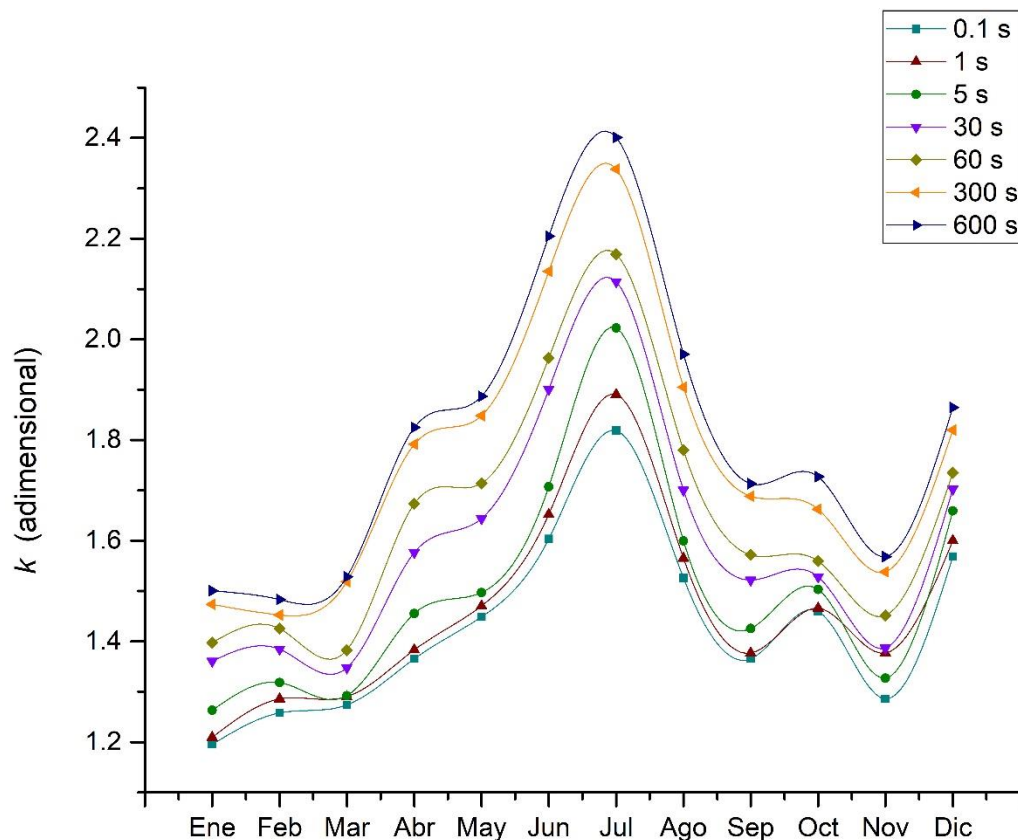


Figura 4.12. Factor de forma k (adimensional) mensual para el año 2017.

El parámetro k (figura 4.12), presenta cambios en cada mes y su comportamiento es el inverso del coeficiente de variación, sin embargo, es muy parecido al de la velocidad media. Esto es, porque se calcula con la velocidad media y la desviación estándar.

El parámetro de escala, presenta gran similitud en todos los resultados de los diferentes intervalos de tiempo, en la figura 4.13 es posible identificarlo.

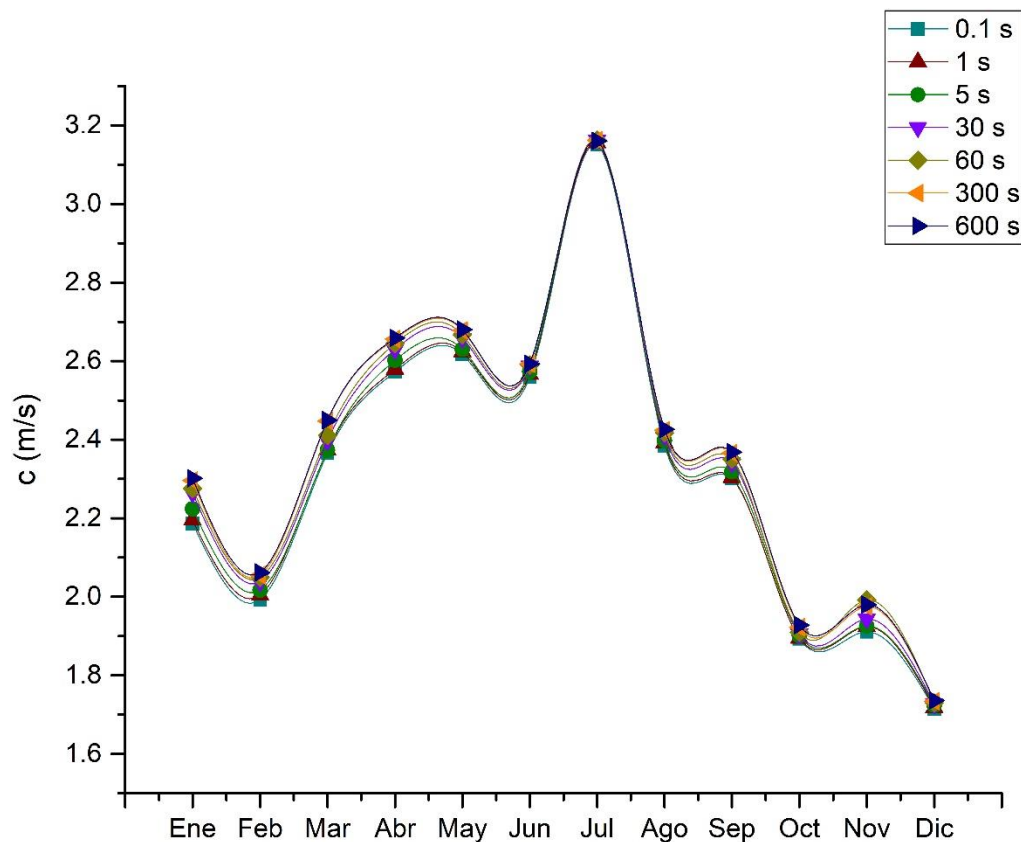


Figura 4.13. Parámetro de escala c mensual, para el año 2017.

Mediante los parámetros estadísticos anteriores, se calculó la energía disponible en todos los meses del año, para identificar cuánta energía no se toma en cuenta al ampliar el intervalo de tiempo y cuánta es posible aprovechar en frecuencias altas (cada 0.1 segundos).

En la figura 4.14 se observa la densidad de energía disponible para cada mes de año en las siete frecuencias, indicando en diferentes colores cada una para identificar las diferencias entre cada intervalo.

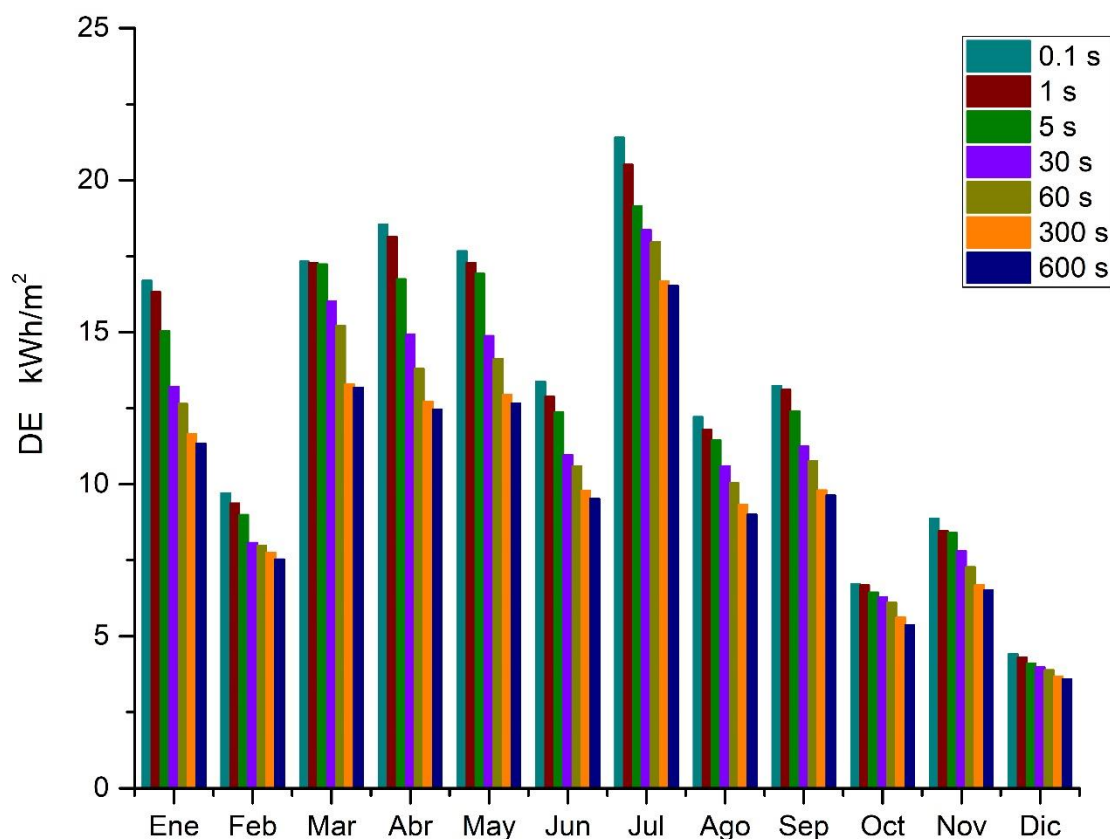


Figura 4.14. Densidad de energía disponible mensual para el año 2017.

Se puede observar que, para una frecuencia de muestreo de 0.1 segundos, el mes de julio es el que presenta mayor cantidad de densidad de energía con 21.39 kWh/m² y el mes de diciembre la menor cantidad con 4.41 kWh/m²; la densidad de energía media anual es de 13.34 kWh/m², mientras que la velocidad media anual es de 2.10 m/s.

La densidad de energía disminuyó al reducir la frecuencia de muestreo. En el caso de cinco minutos, (promedio en el que habitualmente se hacen estudios de emplazamiento) la cantidad máxima y mínima se observa en los mismos meses; julio y diciembre con 16.68 kWh/m² y 3.68 kWh/m², respectivamente y una densidad de energía media anual de 9.99 kWh/m². Por último, las densidades de energía encontradas en los promedios de diez minutos (promedio indicado por el estándar IEC-61400-12) fueron de 16.53 kWh/m² para el mes de julio y 3.59 kWh/m² para el mes de diciembre con una densidad de energía media de 9.78 kWh/m².

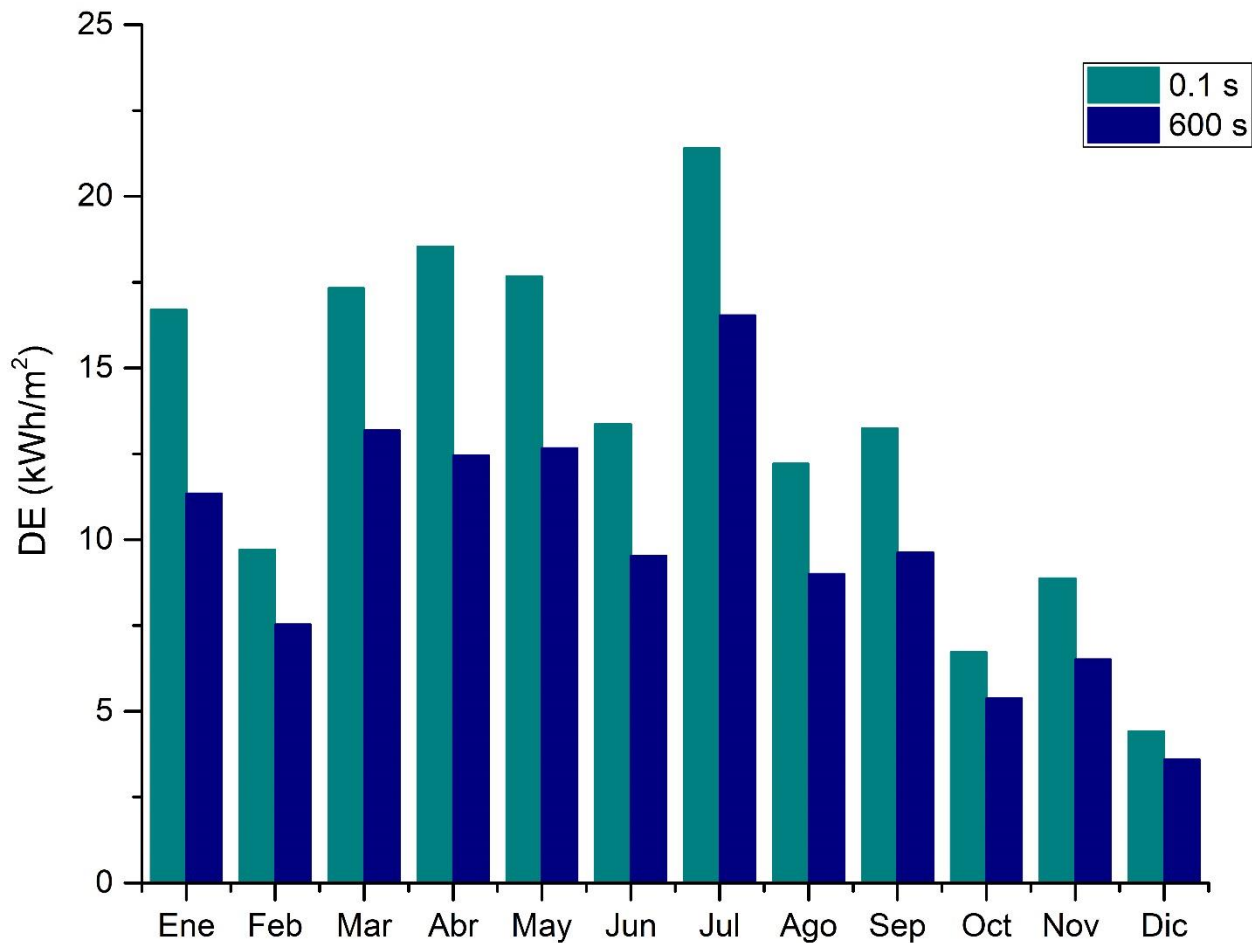


Figura 4.15. Densidad de energía disponible de 0.1 s y 600 s para el año 2017.

En la figura 4.15 muestra una comparación de la densidad de energía mensual de los datos de velocidad iniciales y en el intervalo de promediado cada 600 segundos (10 minutos). Se observa que hay diferencias importantes al contrastar los valores de densidad de energía cada 0.1 segundos y cada 600 segundos. La pérdida de energía en el mes de julio respecto a estos dos intervalos fue del 22.7%, este mes fue el de mayor cantidad de energía disponible según sus velocidades y en el mes de diciembre que presentó la cantidad menor se encontró una diferencia del 18.5%.

La densidad de energía media del año es de 13.34 kWh/m², ésta fue calculada con los datos de velocidad cada 0.1 segundos, utilizando los datos promediados cada 600 segundos, se encontró una densidad de energía media de 9.78 kWh/m², lo que significa una diferencia del 27%.

4.2.5. Coeficientes/índices de variabilidad de energía mensual y estacional

Asimismo, se calculó el coeficiente de variación mensual y estacional, respecto a la densidad de energía.

El índice de variabilidad mensual **MV** fue de 1.27 para 0.1 segundos, para el caso de cinco minutos fue de 1.30 y 1.32 para diez minutos. Lo que significa que el rango de variación mensual de la densidad de energía puede ser hasta 1.27, 1.30 o 1.32 veces la densidad de energía media anual, para los intervalos de 0.1, 300 o 600 segundos, respectivamente.

Por otra parte, la variabilidad estacional de la densidad de energía disponible está bien definida. La estación del año con la mayor cantidad de densidad de energía (kWh/m²) es en primavera con 17.84 kWh/m² (con un valor máximo de 18.53 kWh/m²) en la frecuencia más alta (0.1 segundos) y la estación con menor cantidad de densidad de energía promedio es otoño con 9.61 kWh/m² (con un valor máximo de 13.23 kWh/m²). El mismo comportamiento se presentó en los intervalos de 300 y 600 segundos (5 y 10 minutos), cuyos resultados se encuentran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Densidad de energía para cada estación del año en kWh/m²

TIEMPO (s)	INVIERNO				PRIMAVERA			
	Dic	Ene	Feb	Prom	Mar	Abr	May	Prom
0.1	4.41	16.70	9.70	10.27	17.32	18.53	17.66	17.84
300	3.68	11.65	7.75	7.70	13.30	12.72	12.95	12.99
600	3.59	11.34	7.53	7.48	13.18	12.46	12.66	12.77
TIEMPO (s)	VERANO				OTOÑO			
	Jun	Jul	Ago	Prom	Sep	Oct	Nov	Prom
0.1	13.37	21.39	12.21	15.66	13.23	6.72	8.87	9.61
300	9.79	16.68	9.31	11.92	9.80	5.62	6.68	7.37
600	9.52	16.53	9.00	11.68	9.62	5.37	6.51	7.16

Esta variabilidad estacional está indicada por el índice ***EV***, y explica que el rango máximo de variación de densidad de energía entre estaciones puede ser de 0.6169, 0.5623 o 0.5740 veces la densidad de energía media anual, para los intervalos de 0.1, 300 o 600 segundos, respectivamente. Esto es,

$$\mathbf{EV}_{0.1s} = 0.6169,$$

$$\mathbf{EV}_{300s} = 0.5623 \text{ y}$$

$$\mathbf{EV}_{600s} = 0.5740$$

5. CONCLUSIONES

Las problemáticas ambientales a las que nos enfrentamos actualmente, son sólo una porción de lo que se proyecta por organismos internacionales ocurrirá en los próximos años si no se corrigen las maneras en las que se produce energía eléctrica para cubrir la demanda creciente. Por lo tanto, una prioridad mundial es utilizar los recursos renovables para generar energía limpia, sin comprometer el futuro de las siguientes generaciones.

Algunas veces la evaluación previa a los emplazamientos no considera la variabilidad del viento y esto es una de las razones por las que no se aprovecha al máximo su potencial o no se aprovecha de ninguna manera en lugares donde sí existe recurso, ya sea para aplicaciones de pequeña o de gran escala.

Los resultados obtenidos en este trabajo pueden considerarse como indicadores del efecto de la variabilidad del viento a corto plazo en la densidad de energía y la metodología que se siguió para obtener estos resultados es una aportación a la metodología que se practica. Actualmente, se utiliza la norma estándar internacional IEC-61400-12 para la evaluación de sitios, la cual recomienda utilizar los datos medidos en promedios de diez minutos, para evitar el manejo de grandes cantidades de datos y errores en los cálculos.

La elección de 10 Hz como frecuencia de muestreo y su posterior análisis estadístico, demostraron la variabilidad a corto plazo que existe en el viento, los posteriores promedios creados a partir de estos datos iniciales, indican que la variabilidad del viento disminuye en tanto más extensos son los intervalos de promediado, junto con la desviación estándar y, por ende, la densidad de energía. Estas circunstancias pueden ser causa del rechazo de proyectos eólicos en sitios donde probablemente sí exista suficiente potencial por lo menos para aplicaciones de baja potencia. Por esta razón, la selección de la tasa de muestreo y del tiempo de promediado son fundamentales, particularmente en proyectos de baja potencia (turbinas eólicas con área de barrido menor a 100 m²- hasta 100 kW de potencia nominal), ya que estos aerogeneradores responden dinámicamente a las variaciones de velocidad del orden de segundos, lo que no presentan los grandes aerogeneradores.

El potencial eólico presente en el Instituto de Ingeniería es considerado como bajo de acuerdo a clasificaciones internacionales basadas en la velocidad media, ya que se obtuvo

una velocidad media anual de 2.10 m/s. Sin embargo, con la metodología empleada en este trabajo, la implementación de micro o miniturbinas eólicas puede llevarse a cabo ya que inclusive a diez minutos, que es el promedio más largo, la cantidad de densidad de energía más baja que se estimó en el año fue en el mes de diciembre con 3.59 kWh/m² (sin considerar el diámetro ni la curva de potencia del aerogenerador).

El mes de julio fue en el que se estimó la mayor cantidad de densidad de energía. Se encontró que la densidad de energía disponible decae 22.7% al aumentar un tiempo de 0.1 segundos a 600 segundos; se pierde el 19.4 % de la energía si se aumenta de 1 segundo a 600 segundos. Al comparar la densidad de energía obtenida en intervalos de promediado de 5, 30, 60 y 300 segundos con la obtenida a 600 segundos (10 minutos) la pérdida de energía es del 13.7%, 10%; 8% y 1%, respectivamente.

La velocidad media y la desviación estándar son los parámetros con mayor influencia en el cálculo de la densidad de potencia disponible. Mientras que los factores más importantes a considerar si se desea evaluar el potencial eólico de un sitio son la tasa de muestro y el intervalo de promediado. Esta información tratada estadísticamente proporciona las bases necesarias para decidir la viabilidad de un sitio y el tipo de tecnología adecuada para su aprovechamiento.

Esta metodología podría implementarse en cualquier sitio que tenga mediciones del viento de alta frecuencia, preferentemente medidas en zonas abiertas alejada de objetos que puedan crear turbulencias no deseadas.

REFERENCIAS

- Ammari, H. D., Al-rwashdeh, S. S., & Al-Najideen, M. I. (2015). Evaluation of wind energy potential and electricity generation at five locations in Jordan. *Sustainable Cities and Society*, 15, 135–143. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2014.11.005>
- Arreola, E. (2016). *Análisis de la variabilidad a corto plazo de la velocidad del viento enfocado a aerogeneradores de pequeña escala en Mexicali, Baja California* (tesis de maestría). Universidad Autónoma de Baja California, Mexicali, Baja California, México.
- AWEA (2009, 7 de septiembre). CO₂ emissions. Wind vs. trees. American Wind Energy Association, Recuperado de <http://www.awea.org/faq/co2trees.html>
- Azad, A. K., Rasul, M. G., & Yusaf, T. (2014). Statistical Diagnosis of the Best Weibull Methods for Wind Power Assessment for Agricultural Applications. *Energies*, 7, 3056–3085. <https://doi.org/10.3390/en7053056>
- Best, R., & Burke, P. J. (2018). Adoption of solar and wind energy: The roles of carbon pricing and aggregate policy support. *Energy Policy*, 118(March), 404–417. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.050>
- Cadenas, E., Jaramillo, O. A., & Rivera, W. (2010). Analysis and forecasting of wind velocity in Chetumal, Quintana Roo, using the single exponential smoothing method. *Renewable Energy*, 35(5), 925–930. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.10.037>
- Cadenas, R. y Saldívar G. (2007). “Educación y Nuevas Tecnologías. Central Eoloeléctrica La Venta II”. *Revista Digital Universitaria*. Vol. 8, No. 12. Disponible en <http://www.revista.unam.mx/vol.8/num12/art90/int90.htm>
- Campbell, N. S., Stankovic, S. (2001). Wind Energy for the Built Environment-Project WEB. A report for Joule III Contract No JOR3-CT98-01270 2001.
- Campbell Scientific, Inc. (2015-2016). *Instruction Manual CSAT3B Three-Dimensional Sonic Anemometer*.
- DDPP (Deep Decarbonisation Pathways Project). (2015). Pathways to Deep. Decarbonisation 2015 Report – Executive Summary. SDSN (Sustainable Development Solutions Network) – IDDRI (Institute for Sustainable Development and International Relations), Paris.
- García, B., Hiriart, D., & Ochoa, J. L. (2001). Wind power spectrum measured at the San Pedro Mártir Sierra. *Revista Mexicana de Astronomía y Astrofísica*, 37(2), 213–220.

- Gobierno del Estado de Baja California, (2018, 6 de agosto). Recuperado de http://www.bajacalifornia.gob.mx/portal/noticia_completa.jsp?noticia=27334
- Gunturu, U. B., & Schlosser, C. A. (2015). Behavior of the aggregate wind resource in the ISO regions in the United States. *Applied Energy*, 144, 175–181. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.013>
- Hayashi, D., Huenteler, J., & Lewis, J. I. (2018). Gone with the wind: A learning curve analysis of China's wind power industry. *Energy Policy*, 120(May), 38–51. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.05.012>
- Hedegaard, K., & Meibom, P. (2012). Wind power impacts and electricity storage - A time scale perspective. *Renewable Energy*, 37(1), 318–324. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.034>
- Hennessey, J. P. Jr., (1977). Some aspects of wind power statistics. *Journal of applied Meteorology*, 16 (2), 119-128.
- Hernández-Escobedo, Q., Perea-Moreno, A. J., & Manzano-Agugliaro, F. (2018). Wind energy research in Mexico. *Renewable Energy*, 123, 719–729. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.101>
- Holttinen, H., Milligan, M., Kirby, B., Acker, T., Neimane, V., & Molinski, T. (2008). Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power. *Wind Engineering*, 32(4), 355–377. <https://doi.org/10.1260/0309-524X.32.4.355>
- IPCC, (2014). *Cambio climático 2014. Informe de síntesis*. <https://doi.org/10.1256/004316502320517344>
- Izquierdo, J. M. (2008). *Energía eólica y territorio*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- Justus C.G., Hargraves W.R., Mikhail A., & Graber D. (1977) Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal Applied Meteorology*, 17, 350-353.
- Justus C.G., & Mikhail A. (1976). Height variation of wind speed and wind distribution statistics. *Geophysical Research Letters*, 3, 261-264. <https://doi.org/10.1029/GL003i005p00261>
- Korprasertsak, N., & Leephakpreeda, T. (2018). Nyquist-based adaptive sampling rate for wind measurement under varying wind conditions. *Renewable Energy*, 119, 290–298. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.018>

- Lapcik, V. (2006). Environmental impact assessment of wind generators in the Czech Republic V.
- Lubitz, W. D. (2014). Impact of ambient turbulence on performance of a small wind turbine. *Renewable Energy*, 61, 69–73. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.015>
- Manwell, J., McGowan, J., Rogers, A. (2009) *Wind Energy Explained, Theory, Design and Application*. University of Massachusetts, Amherst, USA.
- Mathew, S., Pandey, K. P., & Kumar.V, A. (2002). Analysis of wind regimes for energy estimation. *Renewable Energy*, 25(3), 381–399. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00063-5](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00063-5)
- Morgan E., Lackner M, Vogel R., Baise L. Probability distributions for off- shore wind speeds. *Energy Convers Manag* 2011; 52:15–26.
- Murthy, K. S. R., & Rahi, O. P. (2017). A comprehensive review of wind resource assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(July 2016), 1320–1342. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.038>
- Niu, T., Wang, J., Zhang, K., & Du, P. (2018). Multi-step-ahead wind speed forecasting based on optimal feature selection and a modified bat algorithm with the cognition strategy. *Renewable Energy*, 118, 213–229. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.075>
- Organisation for Economic co-operation and development, OECD. (2012). *Perspectivas Ambientales de la OCDE hacia 2050. Consecuencias de la inacción*. Recuperado de <https://www.oecd.org/env/indicators-modelling-outlooks/49884278.pdf>
- Pearre, N. S., & Swan, L. G. (2018). Statistical approach for improved wind speed forecasting for wind power production. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 27(January), 180–191. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.04.010>
- Rodriguez-Hernandez, O., Jaramillo, O., Andaverde, J., & del Río, J. (2013). Analysis about sampling, uncertainties and selection of a reliable probabilistic model of wind speed data used on resource assessment. *Renewable Energy*, 50, 244–252. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.06.004>
- Rodriguez-Hernández, O., Río, J. A., & Jaramillo, O. A. (2016). Energy for Sustainable Development. The importance of mean time in power resource assessment for small wind turbine applications. *Energy for Sustainable Development*, 30, 32–38. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.10.008>

- Rose, S., & Apt, J. (2015). What can reanalysis data tell us about wind power? *Renewable Energy*, 83, 963–969. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.027>
- Saidur, R., Rahim, N., Islam, M., & Solangi, K., (2011). Environmental impact of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2423–2430. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.024>
- Seguro, J. V., & Lambert, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis, 85.
- SENER. (2015). Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030. Dirección General de Planeación e Información Energéticas. México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2016-2030.pdf
- SENER. (2017). Balance Nacional de Energía, 2016. *Diario Oficial de La Federación*, 1, 184. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/288692/Balance_Nacional_de_Energia_2016_2_.pdf
- SENER. (2016). Balance Nacional de Energía 2015. Dirección General de Planeación e Información Energéticas. México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energia_2015_2_.pdf
- SENER. (2015). Balance Nacional de Energía 2014. Dirección General de Planeación e Información Energéticas. México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44353/Balance_Nacional_de_Energia_2014.pdf
- SENER (2017). Reporte de avance de Energías Limpias. Primer semestre 2017. México. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/354380/Reporte_de_Avance_de_Energias_Limpias_Primer_Semestre_2017.pdf
- Shahriari, M., & Blumsack, S. (2017). Scaling of wind energy variability over space and time. *Applied Energy*, 195, 572–585. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.073>
- Silva, D., Martinho, P., & Soares, C. G. (2018). Wave energy distribution along the Portuguese continental coast based on a thirty three years hindcast. *Renewable Energy*, 127, 1064–1075. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.037>

- Song, M. X., Chen, K., & Wang, J. (2018). Three-dimensional wind turbine positioning using Gaussian particle swarm optimization with differential evolution. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 172(October 2017), 317–324. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2017.10.032>
- St. Martin, C. M., Lundquist, J. K., & Handschy, M. A. (2015). Variability of interconnected wind plants: Correlation length and its dependence on variability time scale. *Environmental Research Letters*, 10(4). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/4/044004>
- Stathopoulos, T., Alrawashdeh, H., Al-Quraan, A., Blocken, B., Dilimulati, A., Paraschivoiu, M., & Pilay, P. (2018). Urban wind energy: Some views on potential and challenges. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 179, 146–157. <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2018.05.018>
- Stevens, M. J., & Smulders, P. T., (1979). The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering*, 13, 132–45.
- Talayero, A., Telmo, E. (2008). *Energías Renovables: energía eólica*. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.
- Usta, I. (2016). An innovative estimation method regarding Weibull parameters for wind energy applications. *Energy*, 106, 301–314. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.068>
- Van der Hoven, I. (1957). Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.007 to 900 cycles per hour. *Journal of Meteorology*, 14, 160–164.
- Villarrubia, M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona, España: Universidad de Barcelona.
- Wais, P. (2017). A review of Weibull functions in wind sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70(September 2016), 1099–1107. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.014>
- Wang, J., Hu, J., & Ma, K. (2016). Wind speed probability distribution estimation and wind energy assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, 881–899. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.057>
- Watson, S. (2014). Quantifying the variability of wind energy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 3(4), 330–342. <https://doi.org/10.1002/wene.95>

- WWEA. (2016). World Wind Energy Association Half-year Report 2016. Recuperado de <https://wwindea.org/blog/2016/10/10/wwea-half-year-report-worldwind-wind-capacity-reached-456-gw/>
- Zamora, M. (2015). *Fenómenos meteorológicos y su relación con el potencial eólico en Baja California* (tesis de doctorado). Universidad Autónoma de Baja California, Mexicali, Baja California, México.
- Zamora, M., Leyva, E., & Lambert, A. (2010). Recurso Eólico en Baja California. *Revista Digital Universitaria*, 11, 1–10. Recuperado de <http://www.revista.unam.mx/vol.11/num2/art24/int24.htm>
- Zepeda, A. (2013). *Eólica de baja potencia* (tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, D. F., México.
- Zhang, X., Ma, C., Song, X., Zhou, Y., & Chen, W. (2016). The impacts of wind technology advancement on future global energy. *Applied Energy*, 184, 1033–1037. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.029>

ANEXOS

Mes		v_m [m/s]		Intervalo [s]						
				0.1	1.0	5.0	30	60	300	600
Dic	1.54		σ	1.7656	1.7468	1.6784	1.5674	1.5292	1.4564	1.4323
			CV/I_t	0.8483	0.8393	0.8064	0.7531	0.7348	0.6997	0.6882
Nov	1.78		σ	1.5111	1.4815	1.4478	1.3876	1.3472	1.3239	1.2987
			CV/I_t	0.8093	0.8093	0.8093	0.8093	0.8093	0.8093	0.8093
Oct	1.71		σ	1.7676	1.7471	1.7447	1.6784	1.639	1.5033	1.4947
			CV/I_t	0.8001	0.7908	0.7898	0.7597	0.7419	0.6805	0.6766
Sep	2.11		σ	1.774	1.7529	1.6728	1.5538	1.4709	1.3813	1.3581
			CV/I_t	0.7506	0.7417	0.7078	0.6574	0.622	0.5845	0.5747
Ago	2.15		σ	1.691	1.668	1.6409	1.5052	1.4484	1.3513	1.3259
			CV/I_t	0.7108	0.7011	0.6897	0.6326	0.6088	0.568	0.5573
Jul	2.80		σ	1.4866	1.4462	1.4032	1.2711	1.2339	1.142	1.1087
			CV/I_t	0.6474	0.6298	0.6111	0.5535	0.5373	0.4973	0.4828
Jun	2.29		σ	1.615	1.5583	1.4642	1.4054	1.373	1.2813	1.2503
			CV/I_t	0.5765	0.5563	0.05227	0.5017	0.4901	0.4574	0.4463
May	2.37		σ	1.4577	1.4241	1.3957	1.3194	1.2649	1.1883	1.1519
			CV/I_t	0.6776	0.662	0.6488	0.6133	0.588	0.5524	0.5355
Abr	2.36		σ	1.5825	1.5737	1.5239	1.435	1.393	1.3042	1.2867
			CV/I_t	0.749	0.7449	0.7213	0.6792	0.6594	0.6173	0.609
Mar	2.21		σ	1.2134	1.2083	1.1809	1.1631	1.1416	1.0764	1.039
			CV/I_t	0.7059	0.703	0.687	0.6767	0.6642	0.6262	0.6045
Feb	1.87		σ	1.4121	1.3768	1.3717	1.317	1.2632	1.1973	1.1762
			CV/I_t	0.7933	0.7734	0.7706	0.7398	0.7096	0.6726	0.6607
Ene	2.08		σ	1.0183	0.9997	0.9669	0.9445	0.928	0.8881	0.8645
			CV/I_t	0.6605	0.6484	0.6272	0.6127	0.602	0.5761	0.5607