UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas

FIMI
Facultad de
Ingeniería Mecánica
e Industrial

Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales (CEETA)

TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Análisis del comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU)

Autor: Mariano Moreno Acosta

Tutor: Dr. Ernesto Yoel Fariñas Wong

Santa Clara, Julio del 2019

Copyright©UCLV

UCLV
Universidad Central
"Marta Abreu" de Las Villas

FIMI
Facultad de
Ingeniería Mecánica
e Industrial

Energetic and Environmental Technologies Studies Centre (CEETA)

DIPLOMA THESIS

Title: Analysis of wind behavior in urban environments and its action on urban renewable energy generation technologies (TGERU).

Author: Mariano Moreno Acosta

Tutor: Dr. Ernesto Yoel Fariñas Wong

Santa Clara, July, 2019

Copyright©UCLV

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

Atribución- No Comercial- Compartir Igual

Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

Pensamiento

"Vive como si fueras a morir mañana, aprende como si fueras a vivir para siempre."

Mahatma Gandhi

Dedicatoria

A mis padres y abuelos por el inmenso amor que me brindan cada día, estar siempre a mi lado y darme su apoyo incondicional.

A mi hermana y Armando por darme su apoyo incondicional.

A Nory y Roberto por siempre estar pendientes de mí.

A Los Portal por prestarme siempre su ayuda desinteresada y en especial a Sandro por ser como mi hermano.

A todas las demás personas que colaboraron con este proyecto y permitieron que culminara exitosamente.

Agradecimiento

A mi tutor Dr. Ernesto Yoel Fariñas Wong por todos los conocimientos aportados y a su compañero Hector Eugenio Baracaldo Alba.

A mis compañeros de año en especial Angelo, Yasser y Omar por tantos momentos que compartimos juntos.

A todos los profesores de la carrera que favorecieron de una forma u otra a mi formación como profesional.

A los técnicos Francisco Martínez Campo, Maykel Moya Prado y Misael Rodríguez Palmer.

A los compañeros Ricardo y Lomberto del Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara por la ayuda brindada en el desarrollo de esta tesis.

A los no mencionados aquí que me ayudaron de una forma u otra a convertirme en profesional.

Muchas gracias.

Resumen

En la presente investigación se realizó una valoración sobre el comportamiento del viento en entornos urbanos y su interacción con las Tecnologías de Generación de Energía Renovable Urbana (TGERU) dando como resultado que no existe ninguna norma internacional que relacione el comportamiento del viento urbano con la instalación de dichas TGERU, solo la Norma IEC 61400-2 rige los pequeños aerogeneradores pero colocados en zonas abiertas, designando cuatro clases de turbina eólica que cubren la mayoría de los sitios operativos entre las que se encuentra una clase "S" para condiciones de viento especiales, sin embargo, no proporciona parámetros suficientes para abordar la turbulencia elevada en entornos construidos y por lo tanto no puede garantizar confiabilidad. También el Modelo de Turbulencia Normal (*NTM*) de percentil 90 que proporciona la norma subvalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento y de la intensidad de la turbulencia, lo que provoca que la bibliografía consultada plantee que este modelo no es aplicable para pequeños aerogeneradores en entornos construidos o sitios de terreno complejo. Para ejemplificar este planteamiento se estableció una metodología de caracterización del comportamiento del viento urbano que utilizando los datos obtenidos por dos anemómetros ubicados en el Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC) permitió conocer que las velocidades medias del viento en el lugar se comporta para el período de medición con valores de 2,3 m/s y 2,5 m/s. Respecto al rumbo existe un predominio de la dirección noroeste en el anemómetro 1, mientras el anemómetro 2 sufre un desplazamiento hacia el sur, con aumentos de velocidad al comienzo del día hasta llegar a una meseta que cubre más allá del medio día, ocurriendo una caída significativa de la velocidad después de las 2:30 pm. El análisis de probabilidad se realizó mediante la distribución Weibull, sucediendo las mayores probabilidades a las mismas velocidades en ambos anemómetros, la densidad de potencia es baja y α se encuentra entre los 0,35 para ambos anemómetros. La intensidad de la turbulencia dio como resultado moderada con tendencia a alta en correspondencia con un emplazamiento urbano estando los mayores índices de turbulencia entre los 0 y 1 m/s. Se demostró que el *NTM* no se corresponde con los valores de percentil 90 de la intensidad de la turbulencia presente en el INTEC, infravalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento lo que confirma la necesidad de la redacción de una norma internacional que resuma el verdadero comportamiento del viento con las TGERU. Además se construyó en la UCLV un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento para continuar aumentando los datos disponibles con el fin de poder llegar a una caracterización generaldel comportamiento del viento en entornos urbanos.

Abstract

In the present investigation an assessment was made about the behavior of the wind in urban environments and its interaction with the Technologies of Generation of Urban Renewable Energy (TGERU) giving the result that there is no international norm that relates the behavior of the urban wind with the installation of said TGERU, only the IEC 61400-2 Standard governs small wind turbines but placed in open areas, designating four classes of wind turbine that cover most of the operating sites among which is an "S" class for wind conditions, however, it does not provide sufficient parameters to address the high turbulence in built environments and therefore can not guarantee reliability. Also, the Normal Turbulence Model (NTM) of percentile 90 that provides the standard underestimates the magnitude and proportion of changes in wind fluctuations and turbulence intensity, which causes the consulted bibliography to suggest that this model is not applicable for small wind turbines in built environments or complex terrain sites. To exemplify this approach, a methodology of characterization of the behavior of the urban wind was established, using the data obtained by two anemometers located at the Technological Institute of Santo Domingo (INTEC), which allowed us to know that the average wind speeds in the place behave for the period measuring with values of 2.3 m/s and 2.5 m/s. Regarding the direction there is a predominance of the northwest direction using the anemometer 1, while the anemometer 2 suffers a shift to the south, with increases in speed at the beginning of the day until reaching a plateau that covers beyond noon, a fall occurs significant speed after 2:30 pm. The probability analysis was performed using the Weibull distribution, with the highest probabilities occurring at the same speeds in both anemometers, the power density is low and α is between 0.35 for both anemometers. The intensity of the turbulence resulted in a moderate tendency with a high tendency in correspondence with an urban site, with the highest turbulence index between 0 and 1 m/s. It was shown that the NTM does not correspond to the 90th percentile values of the intensity of the turbulence present in the INTEC, underestimates the magnitude and the proportion of the changes of wind fluctuations which confirms for the drafting of an international standard that summarizes the true behavior of the wind with the TGERU is needed. A wind speed and direction monitoring system was also built in the UCLV to continue increasing the available data in order to arrive at a general characterization of wind behavior in urban environments.

Índice

Introducción 1

Capítulo I: Comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) 5

1.1 Estudio del viento....5

1.2 Comportamiento de la velocidad y la dirección del viento en entornos urbanos 5

1.3 Generación eléctrica utilizando pequeños aerogeneradores....7

1.4 La generación de energía eléctrica sobre edificaciones 8

1.5 Normativa actual de la interacción del viento con las TGERU....9

1.6 Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños"....10

1.6.1 Clases de aerogeneradores pequeños 11

1.6.2 Distribución de la velocidad del viento....12

1.6.3 Intensidad de turbulencia del viento....14

1.6.3.1 Modelo de Turbulencia Normal (*NTM* - Normal Turbulance Model) 16

1.6.4Comparación del Modelo de Turbulencia Normal con la intensidad de la turbulencia longitudinal 16

1.6.5 Estudios actuales acerca de la Norma IEC 61400-2 y el comportamiento del viento en entornos urbanos 17

1.7 Caso de estudio Instituto Tecnológico de Santo Domingo, República Dominicana....18

1.8 Caso de estudio Universidad Central Marta Abreu de Las Villas, Cuba 22

Capítulo II: Metodología para el análisis del comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) 27

2.1 Herramientas para el procesamiento estadístico del viento....27

2.2 Variabilidad de la velocidad y la dirección del viento 28

2.2 Rosa de vientos....28

2.3 Procedimiento utilizado por el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara para la elaboración de las rosas de los vientos. 29

2.4 Distribución de frecuencias de Weibull 29

2.5 Cálculo de la densidad de potencia 29

2.6 Variación de la velocidad de viento con la altura y cálculo del parámetro α....31

2.7 Estimación de la intensidad de turbulencia 33

Capítulo III: Análisis de los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta 36

3.1 Caso de estudio Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana 36

3.1.1 Resultados de la variabilidad de la velocidad y la dirección del viento....36

3.1.2 Rosa de vientos....38

3.1.3 Comparación entre los resultados obtenidos y los resultados obtenidos por el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara.....42
2.1.4 Distribución de frecuencias de Weibull 43
3.1.4 Comportamiento de la densidad de potencia.....45
3.1.5 Variación del exponente de Hellman 46
3.1.6 Resultados obtenidos en cuanto a la intensidad de turbulencia longitudinal 47
3.2 Caso de estudio Universidad Central Marta Abreu de Las Villas (UCLV), Cuba.....50
3.2.1 Selección del empalamiento, instalación de instrumentos y adquisición de datos.....50
Recomendaciones.....56
Bibliografía 57
Anexos……...……...……59

Índice de figuras

Figura 1 Capacidad de energía eólica instalada y proyectada (GWEC). Fuente: (GWEC, 2018). 1

Figura 2 Estación anemométrica de la Universidad de Alberta, Canadá. Fuente (CIER, 2017). 3

Figura 3 Flujo del viento en la cara a barlovento de un cubo. Fuente: (Bustamante et al., 2014). 7

Figura 4 Cubierta del Centro Cívico 3. Fuente: (UNIT, 2006). 9

Figura 5 Densidad de probabilidad de la velocidad de viento según la ley de Weibull para distintos valores de k. Fuente: (Burgos et al., 2015). 13

Figura 6 Sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento situada encima del INTEC. Fuente: (Hernández, 2018). 19

Figura 7 Geometría del campus del INTEC construida en SolidWorks 2016. Fuente: (Baracaldo, 2017). 19

Figura 8 Anemómetros de hélice Wind Monitor modelo 05103 sobre el edificio de Medicina. Fuente: (Baracaldo, 2017). 20

Figura 9 Promedio de la velocidad media mensual del viento a 10m de altura en Santo Domingo. Fuente:(IMSDRD, 2018). 21

Figura 10 Representación de las líneas de corriente en un plano vertical sobre el edificio de Medicina. Fuente: (Baracaldo, 2017). 22

Figura 11 Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial (FIMI). Fuente: (Cabezas, 2016). 23

Figura 12 Aerogenerador CEETA-Solar. Fuente: (Cabezas, 2016). 23

Figura 13 Líneas de turbulencias dirección Norte que inciden sobre la zona analizada. Fuente: (Cabezas, 2016). 24

Figura 14 Instrumentos donados por Cuba-Solar a la UCLV. Fuente: (Elaboración propia). 24

Figura 15 Esquema de la disposición de los anemómetros. Fuente: (Elaboración propia). 25

Figura 16 Diferentes perfiles de la velocidad del viento según el emplazamiento. Fuente: (Báez, 2017). 32

Figura 17 Comportamiento horario de la velocidad media para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019. Fuente: (Elaboración propia). 36

Figura 18 Velocidad media diaria para todos los días de la campaña de medición para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019. Fuente: (Elaboración propia). 37

Figura 19 Distribución de la velocidad media mensual para todos los meses de la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia). 38

Figura 20 Velocidad media del anemómetro 1 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia). 39

Figura 21 Velocidad media del anemómetro 2 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia). 39

Figura 22 Frecuencia de ocurrencia en % del anemómetro 1 para toda la campaña de medición .Fuente: (Elaboración propia). 40

Figura 23 Frecuencia de ocurrencia en % del anemómetro 2 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia). 40

Figura 24 Velocidad media m/s de toda la campaña de medición para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).....41

Figura 25 Frecuencia de ocurrencia en % toda la campaña de medición para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).....42

Figura 26 Velocidad media en m/spara todo el periodo de medición de ambos anemómetros. Fuente: (Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara). 42

Figura 27 Frecuencia de ocurrencia % de todo el periodo de medición para ambos anemómetros. Fuente: (Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara). 43

Figura 28 Histograma de frecuencias con la curva de distribución de Weibull para todos los datos de velocidad medidos por el anemómetro 1 en la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia). ...43

Figura 29 Histograma de frecuencias con la curva de distribución de Weibull para todos los datos de velocidad medidos por el anemómetro 2 en la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia). ...44

Figura 30 Distribución de probabilidades y frecuencias de ocurrencia de velocidades para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia). 44

Figura 31 Distribución de Rayleigh y frecuencias de ocurrencia de velocidades para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia). 45

Figura 32 Distribución de la densidad de potencia media por sectores angulares para ambos anemómetro. Fuente: (elaboración propia). 46

Figura 33 Variación del parámetro α para ambos anemómetro. Fuente: (elaboración propia). 47

Figura 34 Dispersión de la intensidad de la turbulencia longitudinal vs velocidad media Anemómetro 1. Fuente: (elaboración propia). 47

Figura 35 Dispersión de la intensidad de la turbulencia longitudinal vs velocidad media Anemómetro 2. Fuente: (elaboración propia). 48

Figura 36 Distribución estadística de la TI en ambos anemómetros. Fuente: (elaboración propia). 48

Figura 37 Clasificación de la TI para ambos anemómetros según NREL. Fuente: (elaboración propia). 49

Figura 38 Comparación entre los valores de NTM y Percentil 90. Fuente: (elaboración propia).....50

Figura 39 Sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento que se planea situar encima de la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial de la UCLV. Fuente:(elaboración propia). 51

Figura 40 Dimensiones del soporte de los instrumentos. (a) Fuente:(elaboración propia). 52

Figura 41 Soporte de las veletas. Fuente:(elaboración propia). 53

Figura 42 Sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento con el panel solar en la base visto desde la dirección norte. Fuente:(elaboración propia).....53

Figura 43 Cabestrante que impide la colocación del panel solar en la dirección sur. Fuente:(elaboración propia). 54

Símbolos y abreviaturas

CEETA	Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales
CFD	Dinámica de Fluidos Computacional
E	Este
ENE	Estenordeste
ESE	Estesudeste
FIMI	Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial
GWEC	Consejo Global de Energía Eólica
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IMSDRD	Instituto Meteorológico de Santo Domingo República Dominicana
INTEC	Instituto Tecnológico de Santo Domingo
J	Joule
K	Kelvin
Kg	Kilogramos
kW	Kilowatt
m	Metro
Min	Minuto
N	Norte
NE	Noroeste
NNE	Nornordeste
MW	Megawatt
NNW	Nornoroeste
NTM	Modelo Normal de Turbulencia
NW	Noroeste
Pa	Pascal

s	Segundo
S	Sur
SE	Sureste
SSE	Sursureste
SW	Suroeste
SSW	Sursuroeste
SWT	Pequeños aerogeneradores
TGERU	Tecnologías de generación con energías renovables urbanas
UCLV	Universidad Central de Las Villas
V	Volt
W	Oeste
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WNW	Oeste noroeste
WPD	Densidad de potencia
WSW	Oeste suroeste
^{0}C	Grados Celsius

Introducción

El desarrollo de energía renovable es una solución importante para reducir el gas de efecto invernadero, el cual, está demostrado, contribuye en gran medida a los dramáticos problemas actuales del cambio climático. Entre las energías renovables, la energía eólica es una de las más antiguas (Wang et al., 2017).

Con el crecimiento rápido de la población, el consumo de energía global aumentará un 56% entre 2010 y 2040. En 2015, el combustible fósil (carbón, petróleo y gas natural) representó un 78,4% de consumo de la energía global. Ante esta situación la energía renovable es utilizada cada vez más en distintos mercados como la generación de energía eléctrica (Whale and Urmee, 2018).

En Cuba, el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía ha crecido en los últimos años, con la instalación de varios parques solares, dos máquinas ECOTECNIA de 225 kW cada una instalada a principios del 2007 en Turiguanó. El segundo emplazamiento se terminó en el primer semestre del 2007 en la Isla de la Juventud, con seis máquinas VERGNET que sumaban una potencia de 1,65 MW. En el año 2008 entró en funcionamiento el parque eólico Gibara 1 en Holguín, con seis máquinas de 850 kW y posteriormente, otro parque, Gibara 2 con seis nuevas máquinas; además de la promoción del uso e instalación de pequeñas plantas de biogás. Otra medida adoptada en este sentido, es la futura instalación de plantas bioeléctricas en varias localidades donde se contará con disponibilidad suficiente de biomasa cañera, lo que contribuirá al aumento de la eficiencia térmica de los centrales azucareros (Cabezas, 2016).

La Figura 1 representa la capacidad eólica instalada acumulada en GW en países como China, Estados Unidos, México, Brasil, España y Portugal, Turquía, Chile y otros países de Latinoamérica desde el 2012 hasta el 2017, así como su proyección hasta el 2040; en ella se aprecia el aumento considerable del uso de la energía eólica.

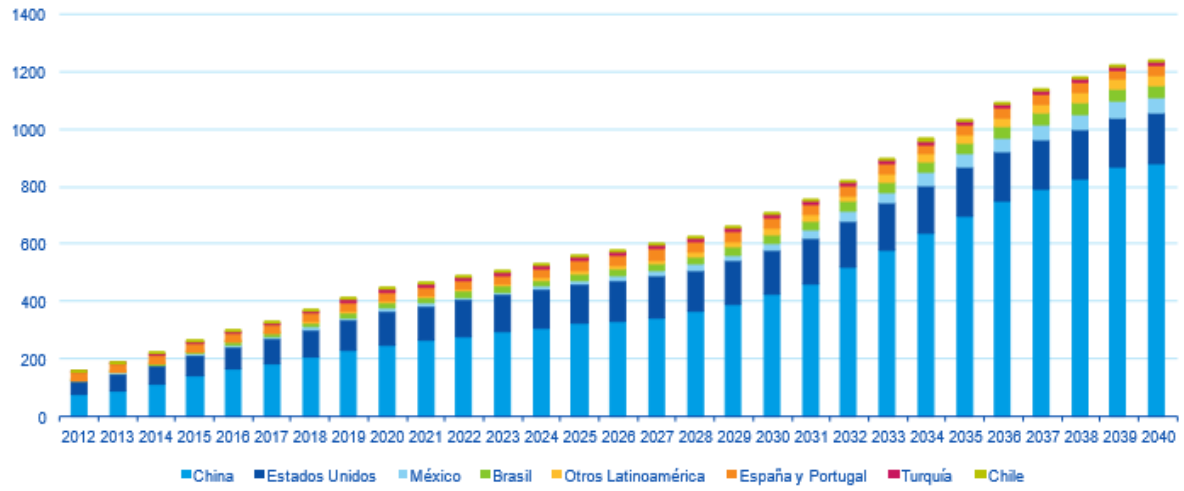


Figura 1 Capacidad de energía eólica instalada y proyectada. Fuente: (GWEC, 2018).

Un importante aporte al aumento del uso de la energía renovable lo tienen que dar las tecnologías de generación con energías renovables urbanas (TGERU), tales como paneles solares fotovoltaicos, calentadores solares o pequeñas turbinas eólicas.

La complementariedad de las diferentes tecnologías y la estabilidad de la generación de energía es un punto crucial para el uso de fuentes de energía renovables. Las energías solar y eólica varían con el tiempo y los sistemas de administración de energía generalmente son necesarios para adaptar el tiempo de conversión de energía con el perfil de demanda. Sin embargo, ambas fuentes de energía pueden considerarse complementarias. Esta complementariedad varía con el ciclo solar diario y la temporada.

En general, la disponibilidad de energía solar es mayor que la del viento en el verano, mientras que lo contrario ocurre en el invierno. En un sistema híbrido eólico-solar, una fuente de energía puede compensar el déficit de la otra, dando como resultado un sistema de generación más estable (Toja et al., 2015).

Las instalaciones de aprovechamiento del sol sobre cubiertas, tales como paneles solares fotovoltaicos o calentadores de agua en países de climas templados no sufren grandes modificaciones en el patrón de carga por la acción del viento, en climas tropicales no ocurre lo mismo, debido a la presencia de huracanes o tifones. Para estos emplazamientos es necesario sistemas de anclaje que garanticen tanto la estanqueidad de las cubiertas, como mecanismos de sujeción de paneles y calentadores, que garanticen rapidez y poca especialización en operaciones de montaje y desmontaje ante la presencia de estos fenómenos y la altísima generalización de estos sistemas (Fariñas et al., 2018).

La instalación de las TGERU en las cubiertas o paredes de las edificaciones genera desconfianza tanto por la seguridad estructural de las edificaciones a las cuales se adosa la tecnología, como por la "aparente" fragilidad de las estructuras a la que se anclan los paneles solares, calentadores de agua o aerogeneradores (Fariñas et al., 2018)

Esta situación ha llevado a plantearse la necesidad de intensificar los estudios del comportamiento del viento en entornos urbanos a partir de la forma geométrica predominante del entorno, la forma o tipo de cubierta, altura de la misma, separación entre edificaciones, vegetación predominante, horas del día, dirección y magnitud del viento incidente, índice de turbulencia y otros parámetros que eventualmente perturben las tecnologías instaladas sobre las cubiertas de edificios.

Toja et al., (2015) hace un recorrido por los principales autores que se encuentran trabajando en el tema con cálculos tanto experimentales como numéricas, entre los que se encuentra (Ledo et al., 2011; Ui y Ip, 2009; Ricciardelli y Polimeno, 2006; Abohela et al. 2013). El propio Toja-Silva et al. (2013) presentó una revisión de las oportunidades y desafíos para la explotación de la energía eólica urbana, mostrando la necesidad de un análisis preciso del comportamiento del flujo del viento en los techos de edificios.

Un hecho es que la instalación de pequeñas turbinas eólicas en entornos urbanos, en países como China, Estados Unidos, Reino Unido e Italia se ha incrementado apreciablemente. Se prevé que este mercado crezca establemente un 20% anual hasta el 2020, sin embargo, si se continúan instalando en las ciudades turbinas diseñadas y evaluadas para viento sin perturbar, el crecimiento podría ser más perjudicial que beneficioso para la credibilidad de estas tecnologías.

Esta situación viene dada debido a la instalación de pequeños aerogeneradores diseñados por la Norma IEC 61400-2 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" para terrenos abiertos con baja intensidad de la turbulencia en entornos urbanos con baja velocidad del viento y alta turbulencia.

En el camino de continuar aumentando los conocimientos acerca del comportamiento del viento en entornos urbanos para la instalación de TGERU el Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales (CEETA), de la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial (FIMI) de la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas (UCLV), Cuba, en cooperación con la Universidad de Alberta, Canadá, actualmente se encuentran trabajando en un proyecto de estimación del potencial energético y turbulencia del viento con estaciones anemométricas como la que se muestra en la Figura 2. Los casos de estudios son la propia Universidad de Alberta, el Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana, y la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas. Estos estudios tienen como fin la instalación de tecnologías de generación con energías renovables urbanas.

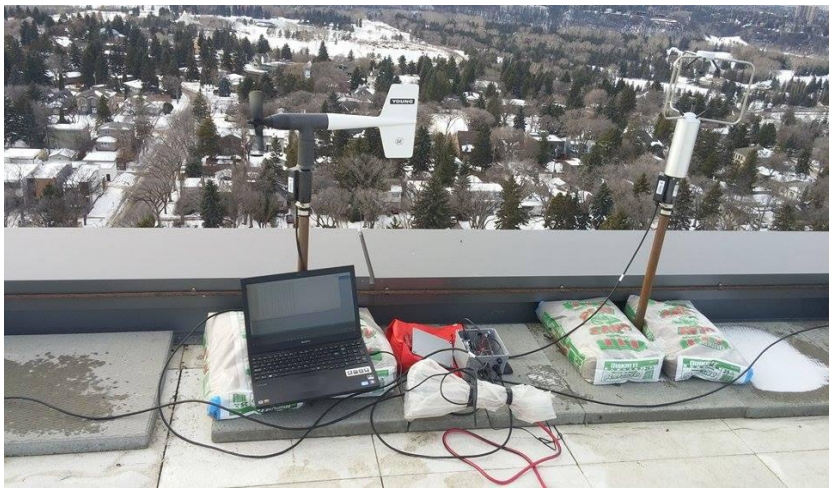


Figura 2 Estación anemométrica de la Universidad de Alberta, Canadá. Fuente: (Fariñas et al., 2017).

A partir de lo planteado anteriormente, se pueden inducir el siguiente problema de investigación, hipótesis y objetivos:

Problema de investigación: La generación de energía eólica es una de las mejores fuentes de energía alternativa para el entorno urbano, sin embargo, la información que se posee sobre el comportamiento del viento y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) en especiar de la intensidad de la turbulencia en dichos entornos es insuficiente para caracterizar el viento, a esta dificultad se le adiciona que la norma internacional actual IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" no es compatible con entornos urbanos.

Hipótesis de investigación: Si se estudia el comportamiento del viento en entornos urbanos haciendo énfasis en la intensidad de la turbulencia y se ajusta la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" a las condiciones urbanas, se podrá conocer cuál es su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU), con el fin de instalar dichas tecnologías en las azoteas de los edificios.

Objetivo general:

- ✓ Analizar el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) haciendo énfasis en la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" y su Modelo Normal de Turbulencia (*NTM*).

Objetivos específicos:

- ✓ Estudiar el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) y la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" con su Modelo Normal de Turbulencia (*NTM*).
- ✓ Modificar los procedimientos metodológicos propuestos en la literatura analizada sobre el tema para el análisis del comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU), haciendo énfasis en la evaluación de la intensidad de la turbulencia.
- ✓ Caracterizar el comportamiento del viento en el entorno del campus universitario de INTEC, a partir de la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" y su Modelo Normal de Turbulencia *(NTM).*

- ✓ Instalar un sistema de medición de viento en la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas con el fin de extender la data disponible para el análisis del viento turbulento en entornos urbanos.

Capítulo I: Investigación realizada acerca del comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU)

En el presente Capítulo se consulta la bibliografía necesaria para establecer una caracterización del viento en entornos urbanos. Abordándose la generación de energía eléctrica a pequeña escala, la interacción del viento con la energía solar urbana y la utilización de pequeños aerogeneradores como fuente de energía renovable. Se analiza la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" y su Modelo Normal de Turbulencia (*NTM*), estableciendo los parámetros del percentil 90 para comparar la intensidad de la turbulencia con el *NTM*.

1.1 Estudio del viento

El viento es una fuente de energía difusa que no puede ser ni contenida, ni almacenada, ni utilizarse en otro momento posterior (Hulshorst, 2018).

La energía cinética del viento, es una forma secundaria de energía solar; la cual está disponible en todo el mundo, teniendo significativas diferencias espaciales y temporales.

El sol calienta el planeta con una intensidad aproximada de 250 W/m^2 produciendo diferencias de temperatura. Estas diferencias aunadas al movimiento rotacional del planeta son las que generan el viento. Se estima que de 1 a 3% de la energía del Sol que llega a la Tierra es convertida en viento.

Hay tres componentes del viento que determinan su potencial eólico:

- ✓ Velocidad del viento: La potencia disponible es proporcional al cubo de la velocidad. Por lo tanto, la meta para evaluar un sitio es cuantificar la velocidad del viento para estimar la energía disponible en dicho punto.
- ✓ Características del viento (turbulencia): Depende de los rasgos locales que determinan las características del viento de una región, (topografía local, las formaciones geográficas, la flora y hasta las estructuras que puedan existir en la zona).
- ✓ Densidad del aire: temperaturas bajas producen una densidad de aire más alta. Mayor densidad significa mayor fluidez de las moléculas en un volumen de aire dado, y mayor fluidez de las moléculas al pasar por las palas de un aerogenerador produce un rendimiento mayor para una velocidad del viento dada, menor densidad del aire se manifiesta en mayor densidad de potencia del aire (Rafael, 2016).

Para conocer la capacidad eólica en determinada región, es necesario realizar la prueba de la curva de potencia, la cual consiste en obtener los datos de las mediciones del viento en una estación meteorológica en intervalos de tiempo de 10 minutos durante un año, indicando los resultados mediante gráficos como rosas de los vientos (Rodrígues, 2017).

Se requiere una media de velocidad del viento a lo largo del año superior a 4 m/s para considerar un sistema de energía eólica. Los aerogeneradores deben ser instalados en zonas no obstruidas, abiertas, con una clara exposición a los vientos dominantes (Vidal, 2014).

Sin embargo, en entornos urbanos el viento tiende a comportarse de forma diferente a los entornos abiertos debido a la gran rugosidad de las ciudades que provocan baja velocidades, gran variación en la dirección y alta turbulencia.

1.2 Comportamiento de la velocidad y la dirección del viento en entornos urbanos

Los datos de velocidad y dirección del viento son el mayor indicador de la energía eólica presente en un lugar. Los múltiples datos a distintas alturas determinan las características del perfil del viento (Vidal, 2014).

La topografía local y los patrones climáticos son factores predominantes que influyen tanto en la velocidad del viento, como su dirección. Por lo general, la velocidad del viento aumenta con la altitud, por lo que las colinas y montañas pueden ser zonas de alta velocidad del mismo. También se presenta una aceleración con el efecto sifón o embudo, cuando fluye a través de barrancos o a lo largo de valles estrechos. Por otra parte, los obstáculos artificiales pueden afectar esos flujos. En resumen, hay dos factores bien definidos que afectan a la velocidad del viento: Los factores ambientales, que incluyen la orografía del terreno, temperatura, vegetación natural, cultivos, estación del año, etc., y los factores artificiales que van desde estructuras artificiales hasta los obstáculos permanentes y temporales, tales como edificios, casas, vallas y chimeneas (Bustamante, 2015).

Las calles de una ciudad alteran tanto la velocidad como la dirección del viento, que son diferentes dentro de la ciudad respecto a las afueras. En general en las ciudades la velocidad del viento es menor que en los campos y las zonas abiertas. Esto se debe principalmente a la elevada rugosidad de la superficie urbana, con muchas superficies verticales (edificios) que suponen un obstáculo para la circulación del aire y que provocan una importante reducción del viento en comparación con la periferia de la ciudad donde no hay tantos obstáculos.

Las características morfológicas del entramado urbano, así como las características de las calles, tales como su anchura y su altura, provocan grandes variaciones de la velocidad del viento.

Las calles anchas favorecen la canalización del viento, y en estas las velocidades del viento son elevadas. En cambio, las calles estrechas provocan una importante disminución de su velocidad. En las áreas donde las calles son más estrechas se aprecia un frenado del viento, con velocidades más bajas en comparación a áreas urbanas próximas. Los edificios altos provocan una importante alteración del flujo, por lo tanto, en calles con edificios altos habrá ráfagas de viento más importante, con más turbulencias, respecto a calles con edificios menos elevados. También es relevante conocer el efecto de los vientos en las villas a escala microclimática; donde se observa un incremento del viento a las confluencias de las calles.

En general, a la parte de barlovento (en la dirección opuesta a la dirección dominante del viento) de los edificios se observan velocidades del viento más elevadas, mientras que en la parte de sotavento (en la dirección dominante del viento). Se producen muchos remolinos, pero se detecta una disminución apreciable de la velocidad, por lo que se puede asegurar que los obstáculos topográficos naturales o artificiales perturban el régimen laminar del viento, sobre todo en las capas más bajas, pues al encontrar un obstáculo el viento se desvía vertical y horizontalmente y, debido a la concentración del flujo laminar, aumenta en la parte superior y disminuye en la parte inferior.

El fenómeno de “isla de calor urbana” es un fenómeno de origen térmico que se produce en áreas urbanas y que consiste en que existe una temperatura diferente, que tiende a ser más elevada especialmente durante la noche, en el centro de las ciudades que en las áreas de alrededor, como extrarradios o zonas rurales.

Los expertos atribuyen este fenómeno a diversos factores, entre ellos se destacan los sistemas de climatización. Los coches y las luces especialmente, concentrados en los núcleos urbanos, calientan el aire de los centros urbanos mucho más que en las afueras.

Este fenómeno también tiene un efecto importante encima del viento. Así las temperaturas más elevadas en el centro urbano durante la noche, favorecen la convergencia de vientos hacia el centro. La isla de calor provoca que los vientos débiles tengan una velocidad más elevada al centro de la ciudad durante la noche respeto sus afueras. En cambio, la propia rugosidad de la ciudad producida por los edificios altera la velocidad de los vientos intensos, así se da una reducción de los mismos en la ciudad respeto a su periferia (Taulé, 2012).

Para comprender esto es necesario entender el efecto de los cuerpos fijos, como la arquitectura. Cuando el viento golpea la cara de un edificio (barlovento), se crea una zona de alta presión o presión positiva: el viento va hacia arriba, creándose unas zonas de baja presión sobre el techo o presión negativa de la edificación. Esta zona de baja presión se extiende detrás del edificio y condiciona un flujo de aire de regreso hacia el suelo (sotavento). Por lo que el flujo del viento en la cara a barlovento de un cubo genera vórtices y ráfagas laterales y en la cara posterior del cubo se genera el efecto "estela", generando una sombra eólica en condiciones de turbulencia. Una distribución de presión y flujos similares aparece en la Figura 3 (Bustamante et al., 2014).

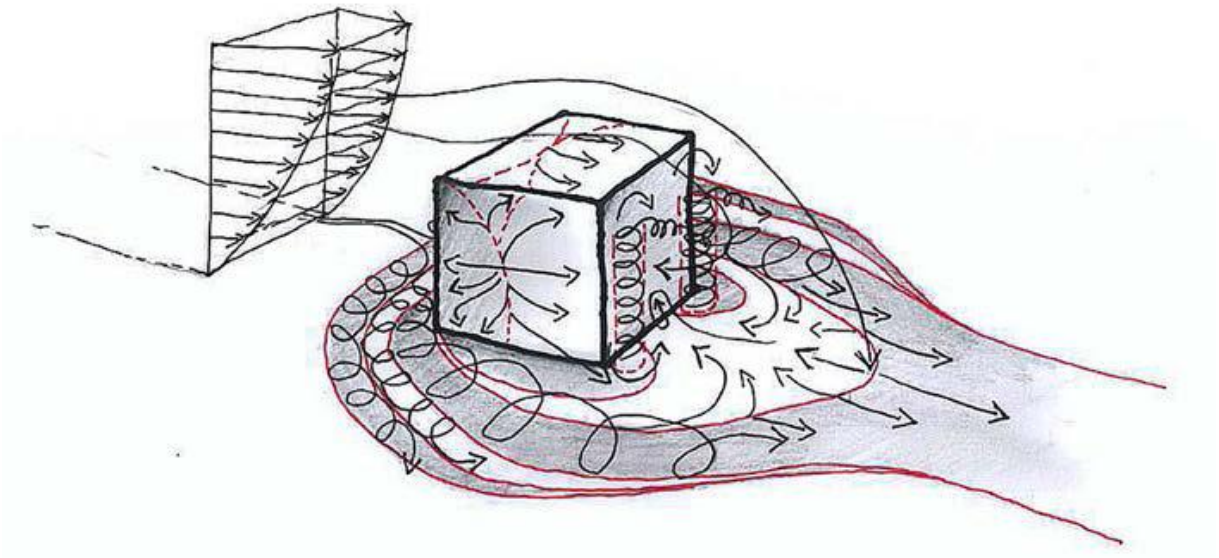


Figura 3 Flujo del viento en la cara a barlovento de un cubo. Fuente: (Bustamante et al., 2014).

Estas son las razones por la que en muchas mediciones eólicas de referencia tomadas en los centros de meteorología urbanos, no son útiles para poder predecir comportamientos en otras zonas relativamente cercanas (Bustamante, 2015).

Los sistemas eólicos precisan para su rentabilidad y vida útil ser montados en zonas estratégicas, con viento relativamente estable y fijados a estructuras o torres que los soporten a una altura conveniente; sin embargo, por todas las condiciones descritas anteriormente, aprovechar la energía del viento en entornos urbanos es más complejo que en zonas abiertas, por lo se hace necesario que para la instalación de pequeños aerogeneradores o tecnologías de generación de energía renovable se realice un estudio del viento en dependencia del entorno donde se desee hacer las instalación.

1.3 Generación eléctrica utilizando pequeños aerogeneradores

El uso de aerogeneradores en las grandes urbes había resultado ser algo impensable hasta hace apenas unos pocos años, sólo se contemplaba su utilización en emplazamientos despejados de obstáculos.

Aunque el aprovechamiento de las fuentes renovables en las ciudades, tal como la eólica o la solar, presenta un auge considerable, existen problemas en su desarrollo e implementación, por ejemplo, de espacio físico, aceptación pública, normas de instalación, certificación de máquinas, etc.

La utilización de pequeños aerogeneradores *(SWT)* y paneles solares fotovoltaicos permiten la generación de energía distribuida, ofrecen beneficios significativos en términos de alta eficiencia energética, menor dependencia de los combustibles fósiles y estimulación de la economía.

Instalar estos sistemas permite acceder a energía eléctrica con diversas ventajas como:

- ✓ No se requiere una gran infraestructura para su instalación.
- ✓ Puede funcionar desconectada de la red eléctrica.

En el caso de los pequeños aerogeneradores se espera que la capacidad instalada global alcance los 2000 MW en el 2020. Su utilización es ideal en ambientes abiertos como fuente de energía de centros y viviendas mayormente rurales. Lo que provoca que los fabricantes e investigadores se encuentren estudiando las posibilidades de abrir terrenos comerciales a dichos *SWT* en las áreas urbanas mostrando oportunidades prometedoras (Whale and Urmee, 2018).

Actualmente tres de cada cuatro de las pequeñas turbinas eólicas son destinadas para proveer energía a sitios remotos, ya sea para uso doméstico o para dar energía a centros de monitoreo meteorológico o de telecomunicaciones (Chávez, 2010).

El uso de los aerogeneradores de pequeña escala se utilizan y se ofrecen por la industria eólica para ranchos, departamentos, áreas comerciales y residenciales por todo el mundo, contribuyendo a la generación limpia en sitios donde es propicio instalarlos una vez hechos los estudios pertinentes (Vidal, 2014).

Aunque instalaciones de pequeños aerogeneradores en zonas urbanas por ahora está echado a un lado por proyectos comerciales en términos de inversiones, apoyos políticos y conciencia pública, su industria continúa mostrando crecimiento y considerables esperanzas. Las turbinas definitivamente juegan un papel en un futuro más limpio y en una economía energética más inteligente.

No cabe duda de que la tecnología eólica en entornos urbanos es un campo de investigación activo con un gran potencial, pero menos maduro que los sistemas eólicos a gran escala o de terreno abierto debido a muchos problemas importantes, que no se han abordado para la integración efectiva de los *SWT* dentro del entorno construido (Whale and Urmee, 2018).

No obstante, hasta la fecha, la fuente de energía renovable más utilizada en entornos urbanos se ha materializado mediante el uso de placas solares en azoteas de los edificios, ya sean calentadores solares o paneles solares fotovoltaicos, los cuales se ven afectados igualmente por la acción del viento.

1.4 La generación de energía eléctrica sobre edificaciones

Un tercio de la población mundial vive sin energía eléctrica y los países tercermundistas son los más afectados, particularmente las zonas rurales alejadas de las ciudades. Esta falta de electricidad tiene graves implicaciones en el desarrollo, salud y educación de los habitantes de estos lugares, es por esto que organismos como el Banco Mundial están interesados en combatir este problema. Como posible solución se ha propuesto la generación distribuida, la cual consiste en generar la energía eléctrica en la cercanía de los centros de consumo, por esto la generación eléctrica será en pequeña o mediana escala (100 KW-10MW).

Sistemas eólicos, solares y mini-hidráulicos, así como híbridos entre estos, son idóneos para este fin, ya que pueden generar las pequeñas cantidades de energía que estas regiones requieren a un bajo costo de mantenimiento y evitando las pérdidas en la transmisión que podría presentar el conectarse los grandes centros de generación eléctrica.

La generación de energía sobre cubierta de edificaciones es de gran importancia para reducir la carga de generación y las pérdidas de transmisión debido a su corta distancia de los usuarios. En los casos de edificaciones de gran demanda el uso de la energía solar y eólica contribuye a la disminución del impacto ambiental de las ciudades modernas, puesto que se dejan de emitir a la atmósfera grandes cantidades de gases de efecto invernadero, debido al uso de portadores energéticos más limpios. Para emplazamientos urbanos menos complejos con inmuebles residenciales, las tecnologías renovables representan una compensación monetaria para los inquilinos, en cuanto a la energía que sean capaces de entregar a la red eléctrica y un aporte a pequeña escala a la conservación del medioambiente.

Como ejemplo de implementación de energías renovables en zonas urbanas se tiene el caso del Centro Cívico 3, ver Figura 4, un edificio de oficinas del Consejo en el centro de la ciudad de Huddersfield, perteneciente al Metropolitan Borough of Kirklees, en Yorkshire del Oeste, Inglaterra.

Figura 4 Cubierta del Centro Cívico 3. Fuente: (Hernández, 2018)**.**

En la cubierta de dicho edificio se encuentran instalados, un parque de paneles solares fotovoltaicos que cubre una superficie de 143 m^2, un arreglo de calentadores solares térmicos de 48 m^2 de área y dos turbinas eólicas de 6 kW de potencia cada una. Dichas instalaciones solares y eólicas proporcionan alrededor de 10,7% de las necesidades de electricidad y entre el 50 y 60% de las necesidades de agua caliente del edificio (Hernández, 2018).

A pesar de estos significativos avances no existe una norma que relacione el comportamiento del viento en entornos urbanos con las TGERU lo que dificulta seriamente su crecimiento debido a la destrucción en varias ocasiones de estas tecnologías por la propia acción del viento.

1.5 Normativa actual de la interacción del viento con las TGERU

Hay una tendencia reciente a aumentar el número de funciones de los techos tradicionales. En las últimas décadas se ha desarrollado un aumento del uso de los techos para la instalación energía solar térmica o fotovoltaica, dándole un valor económico mucho mayor a estas cubiertas que a las cubiertas de techo tradicionales.

Dado que estos productos son relativamente nuevos, las cargas del viento en estos entornos son apenas cubiertas por las normas actuales. En Europa, las cargas de viento en las estructuras se determinarán a partir del Norma EN 1991-1-4.

El modelo aplicado en el Norma EN 1991-1-4 define las cargas de viento a partir de una presión dinámica máxima que se multiplica por uno o más coeficientes aerodinámicos, y por factores que tienen en cuenta para la respuesta dinámica. La presión dinámica máxima contiene el efecto de las estadísticas de viento y efectos del terreno, y depende de la ubicación geográfica, la rugosidad del terreno y la altura por encima del suelo. La información sobre estos parámetros se proporciona en los Anexos Nacionales de la EN 1991-1-4. Los coeficientes aerodinámicos dependen de la forma del edificio y de la forma y dimensiones del elemento estructural.

Los techos industriales planos proporcionan la posibilidad de orientar libremente los paneles según los ángulos solares. Los colectores solares se montan dependiendo de la ubicación geográfica del emplazamiento, con una estructura de acero ligero para mantenerlos en posición. Sin embargo, el posicionamiento expuesto de los paneles y la turbulencia causada por la geometría del edificio, hace que los paneles en el techo experimenten grandes levantamiento debido a las fuerzas del viento (Westin, 2011).

Los techos deben, como todas las estructuras, estar diseñados para soportar las cargas de viento, sin embargo, no se tienen explícitamente en cuenta en la presente norma todas las subclases de las carga del viento (Geurts and Bentum, 2018).

Las acciones del viento en los colectores solares instalados en el techo difieren de los de rango abierto debido a la turbulencia y al flujo de viento inducido por el edificio subyacente. Ninguna norma en efecto describe las cargas de viento en tales estructuras, con la excepción de la norma preliminar NVN 7250 de los Países Bajos, con el último borrador publicado en 2007 (Westin, 2011).

El sistema de montaje juega un papel importante en la determinación de las cargas de viento. En la Norma NVN 7 250 la descripción de los sistemas de montaje los ubica a todos en la misma categoría, esto es insuficiente. Por lo tanto, no es aconsejable utilizar el estándar NVN 7250 para dimensionar los sistemas de montaje y verificar el equilibrio estático.

Las simulaciones de software Dinámica de Fluidos Computacional (*CFD* por sus siglas en inglés) del flujo del viento alrededor de un edificio aislado realizadas en Open FOAM por Toja et al (2015) sobre el efecto de los paneles solares montados en el techo de los edificios dio como resultado que la intensidad de la turbulencia disminuye significativamente debido a la presencia de los paneles solares; tal disminución es más pronunciada para ángulos de inclinación más altos. La disminución de la turbulenta puede deberse al efecto de amortiguación de los vórtices de recirculación entre las matrices solares.

En el caso de los pequeños aerogeneradores, su seguridad, su diseño, instalación, mantenimiento y operaciones en condiciones específicas la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) presentó la norma IEC 61400-2: 2006- "Requisitos de diseño para aerogeneradores pequeños".

1.6 Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños"

Los pequeños aerogeneradores *SWT* son diseñados para su seguridad y durabilidad a partir de la norma internacional IEC 61400-2. Esta norma describe los modelos de campo de viento, la ocurrencia de turbulencia y los eventos extremos que requieren los fabricantes de turbina de viento para predecir el plan de carga en las turbinas que van a ser colocadas en campo abierto relacionado a la velocidad del viento y parámetros de la turbulencia.

La norma internacional IEC 61400-2 se desarrolló usando datos medidos en terrenos abiertos de Kansas, Estados Unidos y especifica una intensidad de la turbulencia característica que es válido para las velocidades del viento en el rango de 10 m/s–25 m/s (Whale et al., 2018).

Esta norma concierne a todo subsistema de los aerogeneradores pequeños tales como los mecanismos de protección, sistemas eléctricos internos, sistemas mecánicos, estructuras de soporte, bases (fundaciones) y la interconexión eléctrica con la carga. Se aplica a aerogeneradores con un área de barrido del rotor inferior a 200 m^2 y que generan una tensión inferior a 1000 V de corriente alterna o a 1500 V de corriente directa.

Permite a los ingenieros predecir el rendimiento y las cargas estructurales de las turbinas a partir de las fluctuaciones del viento característicos de cada lugar.

Los regímenes de viento urbano se caracterizan por tener baja velocidad del viento con mayor flujo turbulento por lo que el modelo existente en la IEC 61400-2 de campo abierto parece ser inadecuado cuando se aplica a turbinas situadas en ambientes urbanos debido a que puede subestimar la intensidad de la turbulencia. También la IEC 61400-2 plantea el uso de la Función de von Karman y las Funciones de densidad espectral Kaimal para simular el flujo del viento, calcular las cargas de diseño y predecir las cargas en la turbina. Estos modelos de turbulencia se basan en las condiciones del viento en terreno abierto.

En el presente trabajo se utiliza como bibliografía la norma colombiana de pequeños aerogeneradores Norma Técnica Colombiana NTC 5725 porque es una adaptación de la IEC 61400-2: 2006 al idioma español.

Varias publicaciones y estudios de casos han demostrado que tales *SWT* diseñados por la norma de viento actual, instalado en el entorno construido tienen problemas relacionados al rendimiento y la seguridad, cargas subestimadas, degradación del rendimiento, bajo rendimiento energético y en el peor de los casos, fallo prematuro (Whale et al., 2018).

La Norma IEC 61400-2 no incorpora los rasgos de flujo de viento peculiares en el ambiente construido, por lo que no se puede predecir con exactitud el efecto del viento en el funcionamiento de los pequeños aerogeneradores para que estos funcionen satisfactoriamente en entornos urbanos. Se debe poseer suficiente conocimiento para interpretar el comportamiento del viento urbano, la turbulencia, y su descripción estadística apropiada si se quiere generar energía eléctrica en entornos urbanos con pequeños aerogeneradores, debido a que si una turbina está instalada en la ubicación incorrecta en un techo de un edificio, es posible que la potencia de salida se acerca de cero por períodos significativos de tiempo, incluso cuando el viento sopla con fuerza.

Aunque los pequeños aerogeneradores están ganando la popularidad despacio en la instalación urbana, no se han dirigido estudios en la naturaleza de viento urbano y la actuación de la turbina en las tales condiciones del viento rigurosamente. Ha habido un estudio muy pequeño relacionado a entender la dinámica de viento urbano y su efecto en la actuación e integridad de los pequeños aerogeneradores instalado en el tal ambiente (Whale and Urmee, 2018).

Por otra parte, IEC 61400-2 designa cuatro clases de turbina eólica que cubren la mayoría de los sitios operativos. También hay una clase "S" para condiciones de viento especiales, sin embargo, la norma no proporciona parámetros suficientes para abordar la turbulencia elevada en entornos construidos y por lo tanto no puede garantizar confiabilidad ni niveles de seguridad para las clases de aerogeneradores pequeños *(SWT)* .Solo el Anexo [M] de la norma, define tales "extremos urbanos" como "otras condiciones de viento" y aconseja que el modelo de condición de viento estándar no es válido para el uso del ingeniero sin modificaciones, sin embargo, es puramente un anexo informativo y no proporciona ninguna alternativa (Evans et al., 2017).

1.6.1 Clases de aerogeneradores pequeños

Las condiciones externas a considerar en el diseño de los aerogeneradores pequeños dependen del tipo de emplazamiento o sitio previsto para su instalación. Esta clase de aerogeneradores pequeños se definen en función de los parámetros de la velocidad del viento y de la turbulencia. El propósito de las clases es cubrir la mayoría de las aplicaciones. Los valores de los parámetros de velocidad del viento y de turbulencia se emplean para representar los valores característicos de muchos emplazamientos diferentes, sin dar una característica precisa de ningún emplazamiento específico. La meta es lograr una clasificación de aerogeneradores pequeños con una robustez claramente variable regulada por el viento. En la Tabla 1 se especifican los parámetros básicos que definen las clases de aerogeneradores pequeños.

En los casos en que es necesario un diseño especial (por ejemplo, para condiciones especiales del viento, otras condiciones externas o una clase de seguridad especial), se define una clase adicional de aerogenerador, Clase S. Los valores de diseño para la Clase S de los aerogeneradores pequeños deben ser seleccionados por el diseñador y deben especificarse en la documentación del diseño. Para esas clases especiales, los valores seleccionados para las condiciones de diseño deben reflejar un entorno más severo que el previsto para la utilización del aerogenerador pequeño.

Las condiciones externas particulares definidas para las Clases I, II, III y IV no están pensadas para cubrir las instalaciones marinas ("Offshore") ni las condiciones de viento experimentadas en tormentas

tropicales como huracanes, ciclones y tifones. Esas condiciones pueden requerir un diseño de aerogeneradores de Clase S ((ICONTEC), 2009).

Tabla 1 Parámetros básicos para las clases I-IV normales de *SWT*. La clase S es diseñada por el fabricante.

Clases de aerogeneradores	I	II	III	IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores especificados por el diseñador
V_{ave} (m/s)	10	8,5	7,5	6	
I_{15}	0,18	0,18	0,18	0,18	
a	2	2	2	2	

En donde

- Los valores de los parámetros se aplican a la altura del buje.
- V_{ref} es la velocidad del viento de referencia.
- V_{ave} es la velocidad media anual.
- I_{15} es el valor de la característica adimensional de la intensidad de la turbulencia a 15m/s.
- a es el parámetro de pendiente adimensional.

Fuente: ((ICONTEC), 2009).

En esta Clase S se pude incluir las condiciones de viento en entornos urbanos (Whale et al., 2018).

Otro importante punto que aborda la Norma IEC 61400-2 es la distribución de la velocidad del viento y su comportamiento para el diseño de los aerogeneradores pequeños porque determina la frecuencia de incidencia de las condiciones de carga individuales.

1.6.2 Distribución de la velocidad del viento

La expresión analítica más utilizada en los estudios del comportamiento de la velocidad del viento es la distribución de Weibull.

La distribución de Weibull es un modelo de distribución de probabilidad desarrollado por el ingeniero y matemático sueco Waloddi Weibull hacia el año de 1951, estos modelos tenían la función de ajustarse a varias formas, cambiando algunos parámetros característicos de la función (Gómez, 2016).

La distribución de Weibull, explícita en la Ecuación 1, permite analizar diferentes propiedades del viento en función de los parámetros c y k, entre las que pueden destacarse, la probabilidad de que existan velocidades de viento superiores a una velocidad dada y la probabilidad de que existan velocidades de viento entre dos límites de interés. Los parámetros c y k son el factor de forma y el factor de escala respectivamente; el primero indica la asimetría de la función y el segundo, determina un valor próximo a la velocidad media (Amada, 2004).

$$P_{(v)} = \left(\frac{k}{c}\right)^{k-1} * \left(\frac{v}{c}\right) c * exp\left(-\frac{v}{c}\right)^{k} \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

($P_{(v)}$): Densidad de probabilidad;

c: es el denominado factor de escala (m/s) cuyo valor es cercano a la velocidad media;

k: es el factor adimensional de forma;

v: parámetro de localización (Velocidad del viento).

Esta distribución permite conocer las características de la velocidad del viento: en las abscisas se encuentra las velocidades de viento y en las ordenadas el número de veces que dicha velocidad se repite. Las gráficas de distribución de Weibull son de gran importancia pues muestra que las velocidades de viento elevadas son eventos poco frecuentes y velocidades de viento regulares son eventos que se repiten con mayor frecuencia, es por esto que la distribución de Weibull presenta una asimetría.

En la Figura 5, se muestra un conjunto de graficas de Weibull para distintos valores del parámetro k, en donde se puede observar la influencia de este parámetro en la forma de la curva; en el eje x, la velocidad del viento en m/s y en el eje y, la función de probabilidad (Burgos et al., 2015).

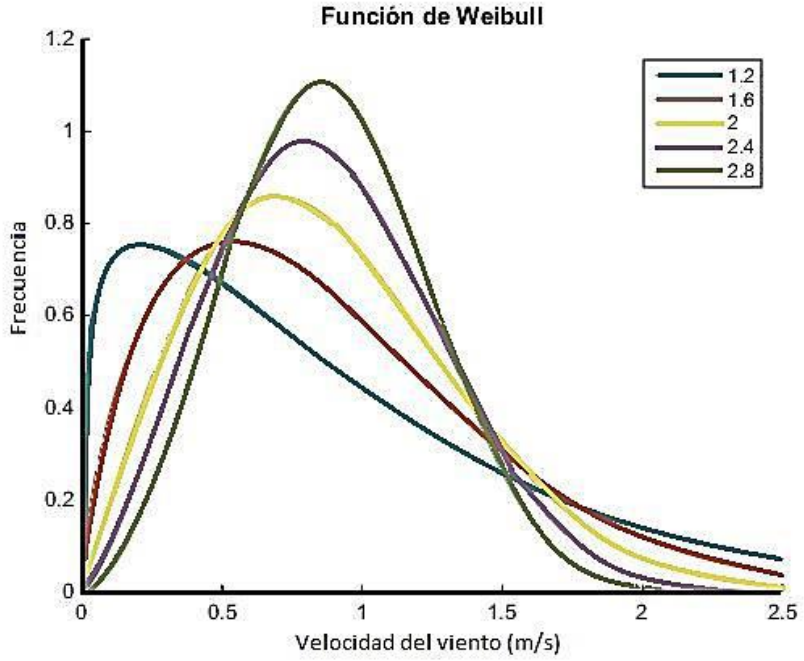


Figura 5 Densidad de probabilidad de la velocidad de viento según la ley de Weibull para distintos valores de k. Fuente: (Burgos et al., 2015).

La distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull con k = 2 (Gómez, 2016).

En el caso de las clases de aerogeneradores normalizados, se debe asumir que el valor medio de la velocidad del viento en un periodo de tiempo de 10 minutos sigue una distribución de Rayleigh para propósitos de cálculo de la carga de diseño. En este caso, la distribución de probabilidad acumulativa a la altura del buje está dada por la Ecuación 2.

$$P_r(V_{hub}) = 1 - exp\left[-\pi\left(\frac{V_{hub}}{V_{ave}}\right)^2\right] \qquad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$\boldsymbol{V_{ave}}$: es el valor promedio de la velocidad;

$\boldsymbol{V_{hub}}$: es la velocidad del viento a la altura del buje promediada durante 10 min.

No solo la distribución de la velocidad del viento se debe considerar a la hora del diseño de un pequeño aerogenerador, la intensidad de la turbulencia juega un papel determinante en el rendimiento de una pequeña turbina y como se expresó en epígrafes anteriores, los entornos urbanos se caracterizan por presentar una alta intensidad de la turbulencia del viento.

1.6.3 Intensidad de turbulencia del viento

La turbulencia "es una condición irregular del flujo en el cual las diversas variables sufren variaciones aleatorias en el tiempo y en el espacio de forma que pueden calcularse valores medios".

El origen de la turbulencia se debe principalmente a la fricción de las capas atmosféricas inferiores contra la superficie terrestre, el intercambio de calor entre la superficie y la atmósfera, y el flujo de viento sobre obstáculos en una región determinada (Ortiz, 2016).

Existen dos tipos de turbulencia. La fricción superficial produce turbulencias mecánicas en las corrientes de aire y se determinan por la rugosidad de la superficie y la velocidad del viento; la turbulencia térmica, por su parte, se asocia con la inestabilidad y actividad conectiva y es similar a la turbulencia mecánica en sus efectos sobre el viento superficial, pero no se extiende a mayor altura en la atmósfera y se produce por el calentamiento superficial.

Las turbulencias mecánica y térmica normalmente ocurren juntas y cada una incrementa los efectos de la otra. La formación de remolinos es una de las características de ambas. Se analizó anteriormente que cada objeto sólido crea remolinos al lado sotavento de la dirección del viento o zona de bajas presiones. El tamaño, fuerza y movimiento de los remolinos son determinados por la velocidad, la dirección del viento, la estabilidad o inestabilidad de la atmósfera baja, la forma y tamaño del objeto (Bustamante, 2015).

Los edificios en zonas urbanas generan turbulencia en su parte superior en menor medida. Esta turbulencia desaparece a 0,3 veces la altura del objeto por lo que si se van a instalar pequeños aerogeneradores en la azotea de edificios en entornos urbanos deben colocarse a una altura mínima de 0,3 veces la altura de dichas edificaciones (Abohela et al., 2011), por lo que en general hace la instalación casi imposible en la realidad.

En condiciones turbulentas, el viento cambia de dirección al azar y rápidamente. La turbina eólica puede no hacer frente a estos cambios, que someten a la estructura a tensiones y perjudican el rendimiento. Esta carga racheada y rápidamente cambiante debido a la turbulencia, puede dar como resultado resonancia en una turbina y su estructura de soporte, y por lo tanto la estructura tiene que hacerse más rígida y más fuerte para resistir estas posibles vibraciones. Además, las palas de la turbina pueden sufrir fatiga debido al ciclismo y la constante flexión de ráfagas turbulentas de viento. Los cambios aleatorios repentinos en el viento ocurren de una manera que todas las aspas no los pueden compensar por igual. Como resultado, se puede generar menos energía (Hossain, 2012).

Una turbina eólica comúnmente diseñada y construida, no debe colocarse en lugares expuestos a flujos de vientos muy turbulentos. Por esta razón, se debe mantener la turbina tan libre de obstáculos como sea posible. Incluso una leve turbulencia puede disminuir el rendimiento del aerogenerador, debido a que las turbinas no puede reaccionar a los cambios rápidos en la dirección del viento, y una fuerte turbulencia puede reducir la vida útil notablemente (Hulshorst, 2018).

El parámetro más trabajado y difundido de la turbulencia es la intensidad de turbulencia (TI), fue definido por la relación de la desviación estándar de la velocidad y la media. Como se muestra en la Ecuación 3 (Serrano, 2014).

$$TI = \frac{\sigma}{V} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

σ: Desviación estándar de la velocidad;

V: velocidad media.

La intensidad de la turbulencia tiene tres componentes expresadas en las Ecuaciones 4, 5 y 6.

$$TI_u = \frac{\sigma_u}{u_m} \quad \text{Ecuación 4}$$

$$\mathrm{TI_v} = \frac{\sigma_\mathrm{v}}{\mathrm{v_m}} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\mathrm{TI_w} = \frac{\sigma_\mathrm{w}}{\mathrm{w_m}} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde σ_u, σ_v y σ_w son la desviación estándar del viento turbulento para las direcciones longitudinal, lateral y vertical respectivamente, con u_m, v_m y w_m como la velocidad media para cada dirección antes mencionada en un intervalo determinado de análisis (Serrano, 2014).

La desviación estándar se determina por la Ecuación 7, que se muestra a continuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(V_1-\bar{V})^2+(V_2-\bar{V})^2+\cdots+(Vn-\bar{V})^2}{n}} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

V_1, V_2 y Vn: velocidad para cada valor de la muestra;

$\bar{V}$: velocidad media de la muestra;

n: cantidad valores de la muestra.

La velocidad media se determina por la Ecuación 8, que se muestra a continuación:

$$\overline{\mathrm{V}} = \frac{\mathrm{V_1}+\mathrm{V_2}+\cdots+\mathrm{V_m}}{\mathrm{n}} \quad \text{Ecuación 8}$$

La intensidad de turbulencia normalmente se mantiene en el rango de 0,1 a 0,4. En general valores altos de intensidad de turbulencia ocurren con bajas velocidades de viento, pero el límite inferior en un emplazamiento dado dependerá de las características específicas del terreno y las condiciones de superficie en el sitio (Vidal, 2014).

Wang et al. (2017), plantea que las turbinas eólicas no deben someterse a valores de intensidad de la turbulencia mayores a 0,25. Mientras tanto el Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés) recomienda que la intensidad de la turbulencia sea considerada baja cuando los valores son menores a 0,10; moderada entre 0,10 y 0,25 y alta para valores mayores de 0,25 de acuerdo.

Una cifra aproximada coloca la intensidad de la turbulencia en entornos construidos en el rango 0,25-0,30 o alta según la clasificación vista anteriormente.

De toda esta información se puede deducir que, si la intensidad de turbulencia es alta, las cargas en el aerogenerador aumentan, y su tiempo de vida disminuye. Por el contrario, las cargas se reducirán, y su tiempo de vida aumentará, si la velocidad media del viento o la intensidad de turbulencia o ambas son bajas. Por lo tanto, los aerogeneradores pueden colocarse en emplazamientos con alta intensidad de

turbulencia si la velocidad media del viento es adecuadamente baja, condiciones que no favorecen la generación de electricidad.

La Norma IEC 61400-2 presenta su Modelo de Turbulencia Normal *(NTM)* por sus siglas en inglés diseñado para modelos de campo abierto y velocidades del viento en el rango de 10 m/s–25 m/s, por lo que es cuestionable su aplicación en entornos urbanos.

1.6.3.1 Modelo de Turbulencia Normal (*NTM* - Normal Turbulance Model)

El Modelo de Turbulencia Normal (*NTM*) incluye la expresión "turbulencia del viento", que indica variaciones estocásticas en la velocidad del viento con respecto al promedio de 10 minutos. El modelo de turbulencia debe incluir los efectos de la velocidad variable del viento, la dirección variable y el muestreo rotacional. Para las clases de aerogeneradores pequeños normalizados, las densidades espectrales exponenciales del campo del vector de velocidad del viento aleatoria, se use o no explícitamente en el modelo, debe cumplir los siguientes parámetros:

a) El valor característico de la desviación estándar del componente de velocidad longitudinal del viento debe estar dada por la Ecuación 9.

$$\sigma_1 = I_{15} \frac{(15+aV_{hub})}{(a+1)} \qquad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

Los valores para I_{15} y a se presentan en la Tabla 2;

b) Para hacer los cálculos de los casos de carga, puede ser conveniente usar diferentes valores de percentil. Tales valores de percentil se deben determinar adicionando un valor a la Ecuación 9 dada por la Ecuación 10, esta modificación permite que el modelo se corresponda con diferentes valores de percentil.

$$\Delta\sigma = 2(x-1)\, I_{15} \qquad \text{Ecuación 10}$$

Donde x se determina a partir de la función de distribución de probabilidad normal. Por ejemplo, x= 0 para el percentil 50, x= 1,64 para un valor de percentil de 95, y x= 1,28 para el percentil 90 ((ICONTEC), 2009).

Los recientes estudios del viento en los sitios de ambiente construidos han mostrado que el Modelo de Turbulencia Normal (*NTM*) infravalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento y de la intensidad de la turbulencia longitudinal, poniendo en riesgo las turbinas de viento (Whale and Urmee, 2018).

1.6.4 Comparación del Modelo de Turbulencia Normal con la intensidad de la turbulencia longitudinal

Para poder comparar la intensidad de la turbulencia longitudinal con el Modelo de Turbulencia Normal, se deben crear los valores del percentil 90 de las observaciones de intensidad de turbulencia longitudinal. Esto se hace asumiendo una distribución normal y utilizando la definición convencional de valores del percentil 90.

El percentil es una medida de posición muy útil para describir una población. En forma intuitiva podemos decir que es una medida estadística para comparar resultados, nos permite saber cómo está situado un valor en función de una muestra (Montoya, 2018).

En términos de intensidad de la turbulencia el percentil 90 compara el comportamiento real de la intensidad de la turbulencia con el modelo de turbulencia normal, o sea toma el 90% de la intensidad de la turbulencia debido a que la intensidad de la turbulencia longitudinal puede llegar a ser infinitamente grande cuando la velocidad del viento llega a cero.

La norma utiliza un Modelo de la Turbulencia Normal (*NTM*) para describir la turbulencia e intensidad de la turbulencia que incluyen los efectos de velocidad y dirección de la variación del viento. En la misma norma, la intensidad de la turbulencia característica, se define por valores percentil, donde los valores de percentil 90 de la intensidad de turbulencia longitudinal, condicionan la velocidad del viento media, haciendo que la intensidad de la turbulencia asuma una distribución de Gaussian de fluctuaciones del viento (Whale and Urmee, 2018).

Para la comparación entre el Modelo Normal de Turbulencia con los valores de intensidad de turbulencia de la observación considerando los valores del percentil 90 Evans et al (2017) y Whale and Urmee (2018), plantean que el Modelo de Turbulencia Normal (*NTM*) de percentil 90 presente en la Norma IEC 61400-2 no es aplicable para pequeños aerogeneradores en entornos construidos o sitios de terreno complejo. Por lo tanto, se debe tener precaución al utilizar la IEC 61400-2 y plantea la Ecuación 11 para el percentil 90.

$$\mathrm{Per}_{90} = \overline{\mathrm{TI}_u} + 1{,}28\sigma_{\mathrm{Tlu}} \qquad \text{Ecuación 11}$$

En donde:

$\overline{\mathrm{TI}_u}$: es el promedio de las intensidades de turbulencia longitudinales obtenidas en dicho intervalo de velocidades;

σ_{Tlu}: es la desviación estándar de las intensidades de turbulencia longitudinales obtenidas en dicho intervalo de velocidades.

Como se ha visto hasta ahora la Norma IEC 61400-2 presenta claros vacíos que deben ser estudiados para la instalación de pequeños aerogeneradores en entornos construidos. No son muchos los investigadores que se encuentran trabajando en este tema pero siempre hay quien le interesa mejorar la calidad de vida de las ciudades y se internan en un asunto tan complicado como la comprensión del viento en entornos urbanos.

1.6.5 Estudios actuales acerca de la Norma IEC 61400-2 y el comportamiento del viento en entornos urbanos

Un ejemplo de la necesidad de una evaluación detallada del viento en entornos urbanos es la caracterización avanzada de la turbulencia a través de mediciones de viento de en tres dimensiones en múltiples ubicaciones para poder realizar una estimación precisa de la producción de energía eólica y también tener en cuenta las condiciones reales de operación.

La medición de campo para los *SWT* es poco común, la extrapolación de datos es limitada y las simulaciones numéricas a menudo no reflejan las condiciones reales del viento en dichas áreas. Para mejorar esta situación investigadores de la Universidad de Newcastle (UoN) en Callaghan, Australia Evans et al (2017) cuentan con una máquina de Aerogenesis de 5 kW totalmente instrumentada junto con un anemómetro de copa. La turbina está equipada con medidores de tensión y acelerómetros para estudiar la carga de fatiga en los álabes y otros componentes de la turbina. Estos investigadores de la UoN han desarrollado un modelo detallado de la turbina en el software FAST y compararon este modelo con el rendimiento y la carga con respecto a los datos medidos dando como resultado que la diferencia entre la producción de energía eólica pronosticada y la observada podría ser de hasta el 40% debido a los efectos de turbulencia.

Investigadores de la Universidad de Murdoch, Australia como (Tabrizi et al., 2017) están usando un anemómetro ultrasónico para realizar una caracterización avanzada del viento urbano utilizando estadísticas de orden superior. Dichos datos de alta resolución también podrían mejorar los modelos computacionales al replicar las condiciones reales del viento. Es importante destacar que han investigado hasta qué punto los modelos estándar, von Karman y Kaimal, utilizados para simular el flujo de entrada para los cálculos de carga de diseño, son aplicables a dichos sitios.

Mostraron qué tan diferentes son los espectros *IEC* que se utilizan actualmente para el diseño de los *SWT* de la experiencia real de las condiciones de entrada de las turbinas instaladas en el techo. Como resultado, propusieron un enfoque Kaimal adaptado para modelar los espectros de potencia de turbulencia para un sitio de techo en el entorno construido considerando parámetros clave que influyen en la forma y la escala de los espectros.

El uso de la medición de recursos en el sitio combinada con análisis *CFD* de alta fidelidad puede ayudar a comprender la producción esperada de la turbina con mayor precisión (Whale, 2018).

Otra brecha que requiere investigación adicional es la necesidad de estudios exhaustivos sobre estadísticas turbulentas y caracterización mediante análisis numéricos y experimentales, que serán indispensables para comprender la complejidad de la turbulencia en los sitios de viento urbano y cuantificar sus efectos en diferentes aspectos de la conversión de energía eólica.

Algunos autores han informado de una reducción en el rendimiento de potencia, en el rango de 25% - 35%, que se ha atribuido a más del 18% de intensidad de turbulencia, o sea altos niveles. Sin embargo, un estudio comparativo sobre el rendimiento de un *SWT* simple y un *SWT* aumentado por difusor mostró que la reducción de la potencia de salida con una mayor intensidad de turbulencia puede compensarse en cierta medida mediante la adición de un difusor (Whale, 2018).

En el espíritu de la ubicación adecuada de los aerogeneradores instalados en el techo de áreas urbanas, Abohela et al. (2013) presentó un análisis numérico *CFD* del flujo de viento sobre seis formas diferentes de techo: plana, abovedada, a dos aguas, piramidal y encajada, dando como resultado que el perfil de techo curvo, bóveda o forma esférica tienen un mayor rendimiento en más del 50% y una menor turbulencia. De manera similar, para el techo en cuña, la velocidad del viento entrante y la densidad de potencia pueden aumentarse cambiando el ángulo de inclinación del techo para la misma altura del buje de la turbina.

Fields et al. (2016) han discutido un proceso general de evaluación y planificación relacionada con la evaluación técnica, la evaluación de los recursos eólicos, las características y la geometría de los edificios, la tecnología de turbinas, etc. para posibles *SWT* en el entorno construido.

Una vez conocido el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las TGERU así como los estudios actuales acerca del tema se hace necesario analizar dicho comportamiento con la data que tenemos a disposición proveniente del Instituto Tecnológico de Santo Domingo, República Dominicana (INTEC) y la instalación de un nuevo sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento en la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas.

1.7 Caso de estudio Instituto Tecnológico de Santo Domingo, República Dominicana

Para instalar TGERU en la azotea del Edificio de Medicina del Instituto Tecnológico de Santo Domingo, República Dominicana (INTEC), Figura 6, en mayo del 2017 se acometió la instalación de un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento para caracterizar el viento compuesta por dos anemómetros del tipo Wind Monitor marca 05103 del fabricante R.M Young Company sobre la cubierta del edificio de Medicina, Figura 6. Dicho instituto se encuentra ubicado a 18,5° de latitud norte y -69,9° de longitud oeste. Su geometría se presenta en la Figura 7 donde el edificio de medicina viene enmarcado con las iníciales EM. La Figura 7 muestras cuáles son las condiciones del entorno universitario en la zona de estudio.

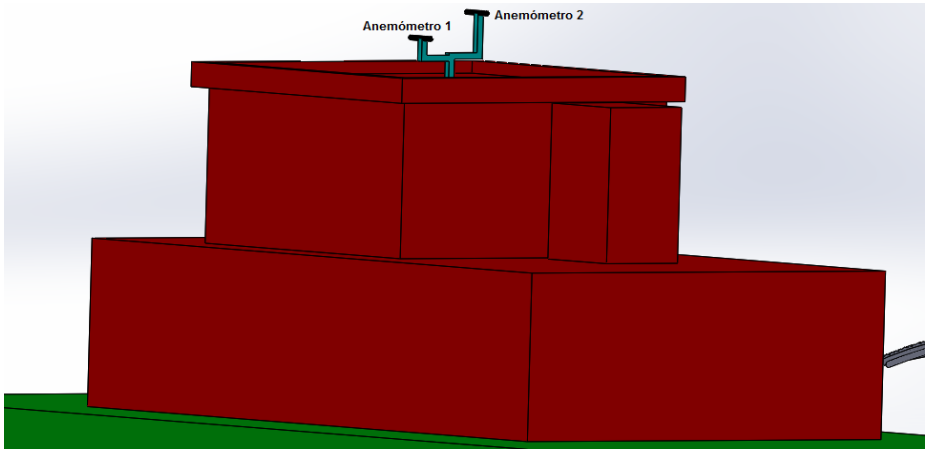


Figura 6 Sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento situada encima del INTEC. Fuente: (Hernández, 2018).

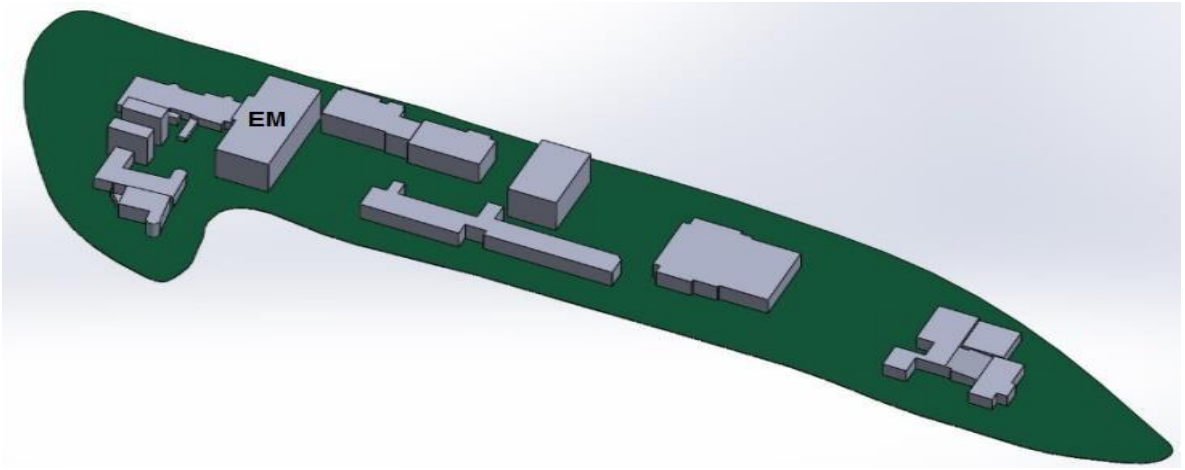


Figura 7 Geometría del campus del INTEC construida en SolidWorks 2016. Fuente: (Baracaldo, 2017).

Los registros del anemómetro 1 comienzan el 5 de mayo del 2017 a una altura de 35,55 m sobre el nivel de la superficie, 1,55 m sobre la cubierta. El segundo anemómetro registra datos desde el 23 de julio a 36,36 m, a 2,36 m sobre la cubierta como muestra la Figura 8 (Vallejo, 2018).

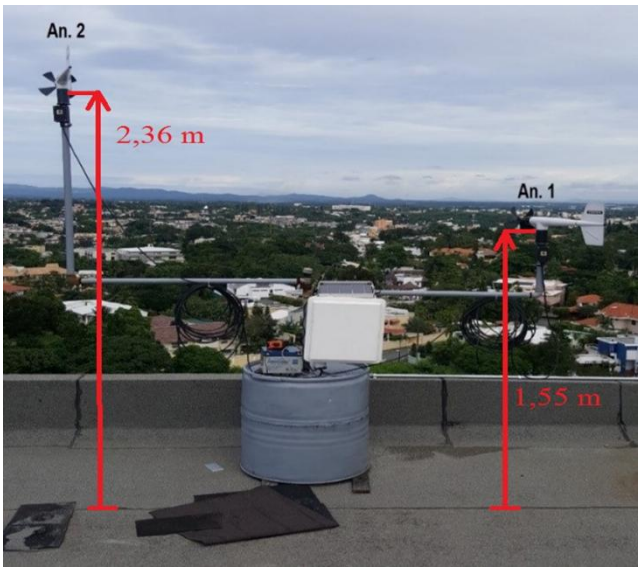


Figura 8 Anemómetros de hélice Wind Monitor modelo 05103 sobre el edificio de Medicina. Fuente: (Baracaldo, 2017).

Desde esas fechas con algunas interrupciones producto de fenómenos meteorológicos extremos la estación recolecta datos de velocidad del viento, dirección del viento, desviación estándar de la dirección del viento y voltaje de la batería en intervalos de 1 minuto. Las características de la campaña de medición acometida en el INTEC se pueden apreciar en la Tabla 2.

Tabla 2 Especificaciones de la campaña de medición.

Anemómetros		**Año**	**Mes**	**Día**	**Hora**	**Total de datos recopilados**
Anemómetro 1	**Inicio**	2017	5	19	11:22	419089
	Fin	2019	2	8	15:31	
Anemómetro 2	**Inicio**	2017	7	23	2:40	327291
	Fin	2018	10	31	23:59	

Fuente: (Elaboración propia).

Se puede destacar que en este período existieron lapsos de tiempo donde no se pudo recopilar datos de viento, debido al paso de varios huracanes tropicales por República Dominicana en dicho período y a problemas técnicos ocurridos en la instalación, lo que es una lamentable pérdida debido a que no se pudo contar con la mitad de los datos de febrero, ni con los de los meses de marzo y abril, los meses que según el reporte del clima del Instituto de Meteorología de Santo Domingo, República Dominicana (IMSDRD), pertenecen al período ventoso Figura 9, a 10 m sobre el nivel del suelo.

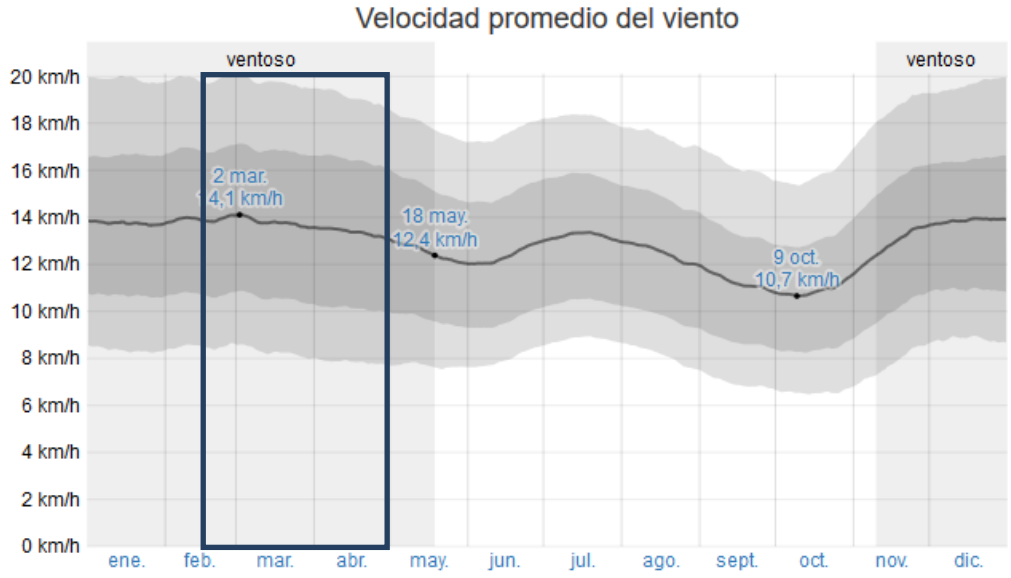


Figura 9 Promedio de la velocidad media mensual del viento a 10m de altura en Santo Domingo. Fuente: (IMSDRD, 2018).

La campaña de medición se clasifica de corto y mediano plazo en cuanto al período en el cual se realizarán las mediciones en el área debido a que se trata de un análisis preliminar del recurso eólico. Para este tipo de investigación se debe considerar la realización de mediciones, como mínimo, durante un año en su fase inicial (Rafael, 2016).

Los datos muestreados entre el 19 mayo y el 24 de enero del 2018 fueron analizados por Vallejo (2018) y Hernández (2018) para desarrollar sus investigaciones, las cual mediante el uso del Microsoft Excel 2016 y el softwares Wind Atlas Analysis and Application Program (*WAsP* por sus siglas en inglés), estuvo encaminada a caracterizar el comportamiento del viento en cuanto a velocidad, dirección y turbulencia en INTEC, como estudios preliminares para las futuras instalaciones de tecnologías de generación de energía renovable urbana.

Previamente como anticipo de este estudio se puede mencionar el estudio realizado por Baracaldo (2017) en el cual se utilizó la recopilación de datos de velocidad del viento en el período de 1992-2006 en la estación del Aeropuerto Herrera situado a 2,2 km del Instituto. Mediante *CFD*, módulo ANSYS-Fluent 16.1 se realizó una simulación de efecto del viento en la zona de estudio para tres ensayos de velocidad del viento (2,5 m/s, 3,5 m/s y 4,5 m/s) desde la dirección norte.

En la Figura 10 que representa los resultados obtenidos para 4,5 m/s se aprecian las características del viento en la zona creándose grandes remolinos turbulentos en la cara a sotavento y en el techo de la edificación inclinando el flujo hasta 60^0, la estabilización de los flujos de aire ocurre a unos 6 m sobre su cubierta.

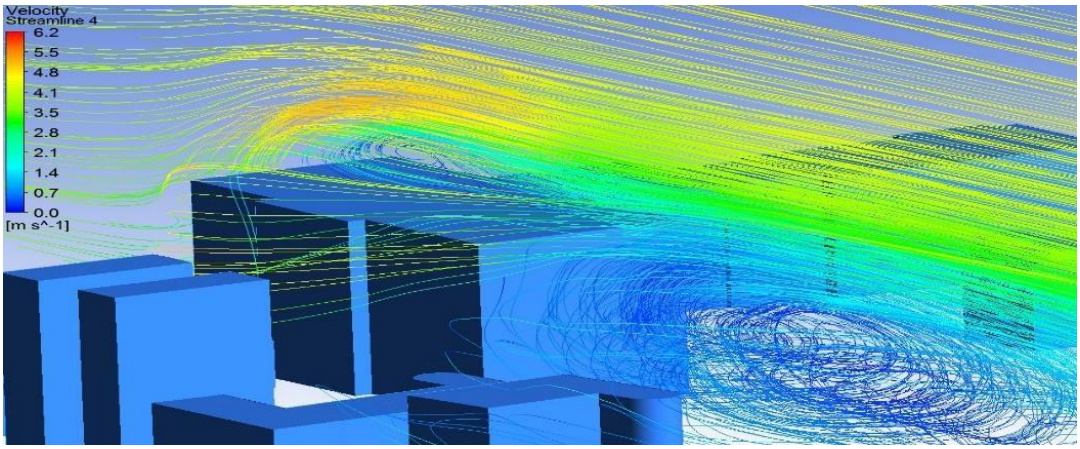


Figura 10 Representación de las líneas de corriente en un plano vertical sobre el edificio de Medicina. Fuente: (Baracaldo, 2017).

Si se consideran estos resultados es cuestionable la ubicación de los instrumentos utilizados en la campaña de medición, debido a que pueden estar sometidos al efecto de flujos inclinados, se recomienda aumentar la altura de los anemómetros hasta un mínimo de 6 m sobre la cubierta del edificio (Hernández, 2018).

El autor coincide con lo planteado por Hernández (2018) y si se analiza también lo expresado por (Abohela et al., 2011) la altura del primer anemómetros debe ser 10,2 m sobre los 34 m que tiene el edificio de medicina, sin embargo, fueron colocados a dicha altura porque no solo se está hablando de pequeños aerogeneradores, sino también de la interacción del viento con todas las TGERU.

Tomando como base los estudios anteriores el presente proyecto utilizará la medición en sitio para el período entre el 19 de mayo de 2017 y el 8 de febrero del 2019, o sea, se les añadirán a los estudios ya realizados por Vallejo (2018) y Hernández (2018) los meses de febrero del 2018 a febrero del 2019. Dichos datos se procesarán con los softwares Wind Atlas Analysis and Application Program (*WAsP* por sus siglas en inglés) y el Microsoft Excel, para establecer una caracterización del comportamiento del viento urbano para el caso particular de INTEC.

1.8 Caso de estudio Universidad Central Marta Abreu de Las Villas, Cuba

La Universidad Central Marta Abreu de Las Villas (UCLV) ubicada a 22,4° de latitud norte y -79,9° de longitud oeste. También se encuentra interesada en la instalación de un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento en la azotea del Edificio de tecnología donde se encuentra la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial (FIMI), Figura 11, donde ya estuvo ubicado un pequeño aerogenerador CEETA-Solar, Figura 12, y puesta en funcionamiento en el 2004 por medio del proyecto "Estudio del viento urbano como fuente de energía mediante herramientas computacionales", cuyo fin era fundamental educativo y de corte investigativo, la máquina fue dañada producto de la alta turbulencia del viento en el sitio, debido a la interacción con la arquitectura y los árboles relativamente altos que sobrepasan la altura de las edificaciones.

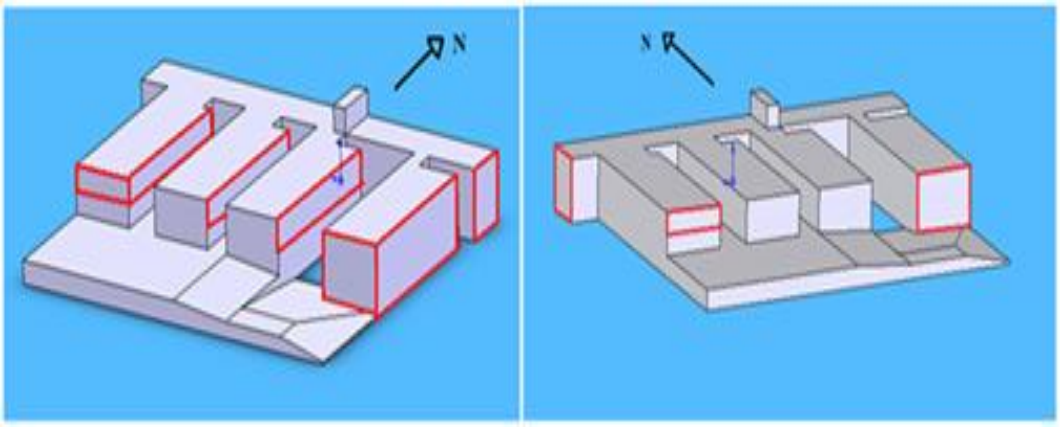
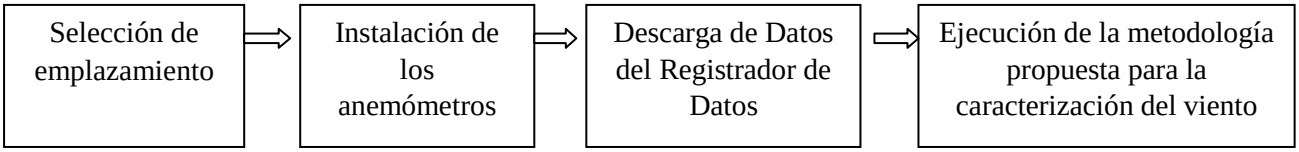


Figura 11 Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial (FIMI). Fuente: (Cabezas, 2016).

Figura 12 Aerogenerador CEETA-Solar. Fuente: (Cabezas, 2016).

Para la instalación del sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento se utilizará el diagrama de proceso recomendado por Vallejo (2018) para futuras investigaciones conducidas a estudiar el viento como recurso energético urbano.



Cabeza (2016) para los ensayos en *CFD* mediante el ANSYS 13.0 CFX-Post utilizó datos suministrados por el Instituto de Meteorología (INSMET), los cuales contaban con un registro histórico desde 1977 a 2006 y la rosa de los vientos en este período de 16 rumbos, de los cuales pudo llegar a la conclusión de que los vientos que inciden sobre la FIMI se encuentran en un rango medio entre 2,5 m/s hasta 5 m/s incidiendo con mayor frecuencia en las direcciones NE, ENE y E y que la intensidad de las turbulencias en la zona es alta, aunque su comportamiento varía con la altura, disminuyendo a partir de las 8 a 10 m por encima del punto más alto que coincide con el cuarto del elevador donde se encontraba instalado el aerogenerador CEETA-Solar como se muestra en la Figura 13.

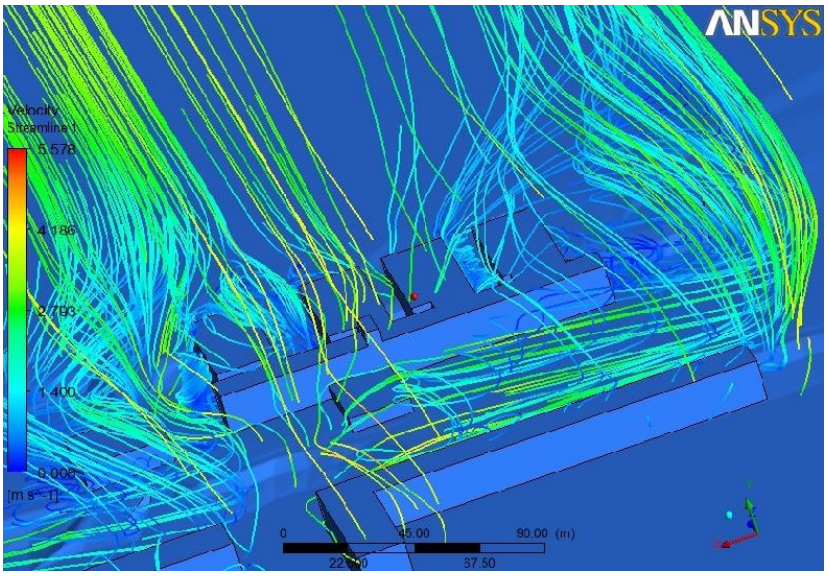


Figura 13 Líneas de turbulencias dirección Norte que inciden sobre la zona analizada. Fuente: (Cabezas, 2016).

Para la instalación del sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento fue donado por Cuba-Solar a la UCLV una gran variedad de instrumentación, entre los que se encuentran anemómetros Ammonit 4.3351.10.000 (Anexo 1), veletas Ammonit 4.3129.10.712 (Anexo 2), un data logger Ammonit 32 (Anexo 3), todos de fabricación alemana. También se recibió un panel solar ET-M53620, que servirá para recargar las baterías del data logger, ver Figura 14.

a) anemómetro Ammonit 4.3351.10.000 | b) veleta Ammonit 4.3129.10.712 | c) data logger Ammonit 32 | d) panel solar ET-M53620

Figura 14 Instrumentos donados por Cuba-Solar a la UCLV. Fuente: (Elaboración propia).

Los sensores se determinaron que fueran instalados lo más proporcional en distancia y altura entre ellos a los instalados en el INTEC. Los de la UCLV serán colocados en una torre 5 m por encima del punto más alto de la FIMI, donde se encontraba el pequeño aerogenerador CEETA-Solar. El objetivo de esta campaña en la UCLV es caracterizar el viento a la altura del buje de la antigua máquina, obteniendo una altura diferente a la del INTEC. La Figura 15 esquematiza la disposición de los instrumentos.

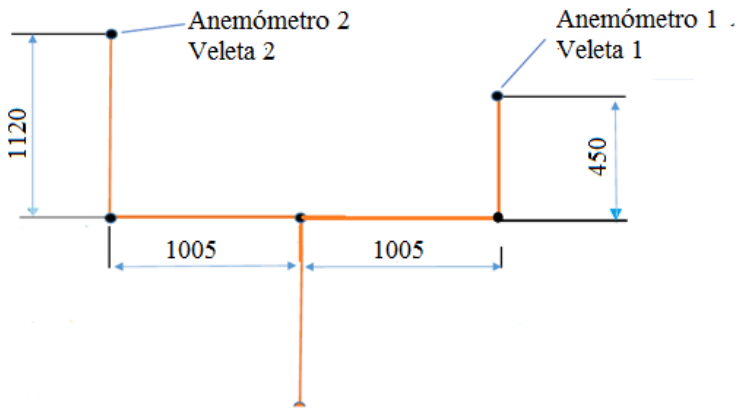


Figura 15 Esquema de la disposición de los anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).

A partir de los datos medidos en el INTEC y el nuevo sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento en la azotea del Edificio de tecnología en la UCLV se pretende modificar los procedimientos metodológicos propuestos en la literatura analizada sobre el tema para el análisis del comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU), haciendo énfasis en la evaluación de la intensidad de la turbulencia.

Conclusiones parciales

Según lo abordado en el Capítulo I se puede arribar a las conclusiones siguientes:

- ✓ El viento presenta menor velocidad y mayor turbulencia en entornos urbanos que en zonas abiertas debido a la alta rugosidad de las ciudades, donde los edificios crean una sombra eólica en la cara a barlovento con gran turbulencia, mientras por los laterales la velocidad del viento se acelera. Por estas razones se recomienda la instalación de pequeños aerogeneradores utilizados en zonas rurales alejadas como fuente de energía renovable en las azoteas de los edificios.
- ✓ No se encontraron normas que relacionen el comportamiento del viento urbano con las TGERU. Solo la Norma IEC 61400-2 rige los pequeños aerogeneradores colocados en zonas abiertas. Esta designa cuatro clases de turbina eólica que cubren la mayoría de los sitios operativos. También se presenta una clase "S" para condiciones de viento especiales, sin embargo, la Norma no proporciona parámetros suficientes para abordar la turbulencia elevada en entornos construidos y por lo tanto no puede garantizar confiabilidad y niveles de seguridad para *SWT*s. También el Modelo de Turbulencia Normal (*NTM*) de percentil 90 que proporciona la norma subvalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento y de la intensidad de la turbulencia, lo que provoca que la bibliografía consultada plantee que este modelo no es aplicable para pequeños aerogeneradores en entornos construidos o sitios de terreno complejo.
- ✓ En la azotea del Edificio de Medicina del Instituto Tecnológico de Santo Domingo se encuentran dos anemómetros registrando valores en cada minuto, con el fin de caracterizar el viento para la ubicación de TGERU. Con este mismo fin, La Universidad Marta Abreu de Las Villas colocará un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento en el edificio de la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial. En ambos casos de estudio se han realizado previamente simulaciones *CFD* y estudios que han mostrado la existencia valores altos de la intensidad de la turbulencia.
- ✓ Es necesario establecer una metodología para caracterizar el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) haciendo mayor énfasis en la intensidad de la turbulencia así como de la instalación

de un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento a partir de la bibliografía consultada.

Capítulo II: Metodología propuesta para el Análisis del comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU)

Introducción

En el presente Capítulo se establecerá una metodología para caracterizar el viento en entornos urbanos, se aborda la construcción de los gráficos de velocidad del viento y rosas de los vientos mediante las herramientas OWC Wizard y *WAsP* Climate Analyst del software *WAsP* y el software Microsoft Excel, con las cuales se obtienen análisis bruto de viento y la comparación de las rosas de los vientos con las rosas de los vientos construidas en el Centro Meteorológico Provincial Villa Clara. También se describe los pasos a seguir para determinar la densidad de potencia y la variación de la velocidad de viento con la altura o cálculo del parámetro α. Finalmente se establece el procedimiento a seguir para comparar la curva de intensidad de turbulencia longitudinal vs velocidad media que aporta el Modelo Normal de Turbulencia (*NTM*) con respecto a la curva de las observaciones de ambos anemómetros, teniendo en consideración la recomendación de la Norma IEC 61400-2 de utilizar el percentil 90.

2.1 Herramientas para el procesamiento estadístico del viento

Para el procesamiento de los datos se utilizará el software Microsoft Excel y el software *WasP*, debido a que el primero brinda una gran comodidad en el análisis de datos y la generación de gráficos y el segundo es un software informático para la extrapolación vertical y horizontal de las estadísticas de clima eólico, contiene varios modelos para describir el flujo de viento sobre diferentes terrenos y cerca de obstáculos de refugio, se utiliza para sitios ubicados en todo tipo de terreno en todo el mundo e incluye modelos y herramientas para cada paso del proceso, desde el análisis de datos eólicos hasta el cálculo del rendimiento energético de un parque eólico. Conceptualmente, la metodología *WAsP* consiste en cinco bloques de cálculo principales:

- ✓ Análisis de datos brutos de viento. Esta opción permite un análisis de cualquier serie temporal de mediciones de viento para proporcionar un resumen estadístico del clima del viento observado en un sitio específico. Esta parte se implementa en herramientas de software separadas: *WAsP* Climate Analyst y el viejo asistente de clima de viento OWC Wizard.
- ✓ Generación de datos de atlas de viento. Los datos de viento analizados se pueden convertir en un conjunto de datos de clima eólico o viento atlas generalizado. En un conjunto de datos de atlas eólicos, las observaciones del viento se han limpiado con respecto a las condiciones específicas del sitio. Los conjuntos de datos de atlas de viento son independientes del sitio y las distribuciones de viento se han reducido a ciertas condiciones estándar.
- ✓ Estimación del clima eólico. Utilizando un conjunto de datos de atlas de viento calculado por *WAsP* u obtenido de otra fuente, ejemplo: European Wind Atlas, el software puede estimar el clima del viento en cualquier punto y altura específicos mediante el cálculo inverso que se utiliza para generar un atlas de viento. Al introducir descripciones del terreno alrededor del sitio predicho, los modelos pueden predecir el clima eólico real y esperado en este sitio.
- ✓ Estimación del potencial de energía eólica. El contenido total de energía del viento promedio se calcula mediante *WAsP*. Además, se puede obtener una estimación de la producción de energía media anual real de una turbina eólica al proporcionar a *WAsP* la curva de potencia de la turbina eólica en cuestión (Mortensen, 2011).

Por todas estas ventajas es que se utilizarán estos softwares, por encima de otros como por ejemplo Matlab, WRPLOT view y Windographer.

Una vez seleccionados los softwares con que se trabajará se puede comenzar a describir la metodología para la caracterización del viento horario, diario y mensual.

2.2 Variabilidad de la velocidad y la dirección del viento

El comportamiento de la velocidad y dirección del viento se decide analizar según los períodos siguientes: horario, diario y mensual los datos serán procesados en el *WasP* y analizados en el Microsoft Excel. Para procesar los datos horarios, diarios y mensuales se utiliza la herramienta OWC Wizard mientras que para procesar los datos de todo el periodo de medición se utiliza la herramienta *WasP* Climate Analyst. No es posible la elaboración del atlas de vientos de la zona de estudio, puesto que no se tiene el mapa topográfico de la zona. Dicho proceso se recomienda sea solucionado para estudios posteriores.

Para el análisis de datos horario se realiza una gráfica de velocidad del viento (m/s) vs horas del día para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019, esta mostrará el comportamiento del viento en cada una de las 24 horas del día de todos los meses que se tienen registros. Para la construcción de dicha gráfica se filtrarán los datos mediante el software Microsoft Excel por horas en un rango de un mes, estos datos se analizan mediante el *WAsP*, utilizando la herramienta OWC Wizard, la cual brinda la velocidad media del viento para cada hora del día de cada mes, para luego ser nuevamente devueltos al software Microsoft Excel en el cual se calcula la velocidad media del viento en cada hora de todos los meses disponibles. Este promedio es el que se gráfica.

Para el análisis de datos diario se realiza una gráfica de velocidad del viento (m/s) vs días del mes para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019. En esta gráfica se podrá apreciar cuál es la velocidad media diaria. El procedimiento es muy parecido al horario, la diferencia radica en que ahora se filtran los datos diarios del software Microsoft Excel, y el promedio se halla ente los 30 ó 31 días que tiene cada mes de los meses disponibles.

Para el análisis de datos mensual se realiza una gráfica de velocidad del viento (m/s) vs meses del año para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019. En esta gráfica se podrá apreciar cual es la velocidad media mensual y los meses con mayor y menor velocidad del viento. El procedimiento es muy parecido a los anteriores, la diferencia radica en que ahora se filtran los datos mensuales mediante el software Microsoft Excel, y el promedio se halla entre los mismos meses de años diferentes.

Este análisis aunque es muy importante, no es suficiente y se hace necesaria la construcción de rosas de los vientos mensuales y anuales tanto de velocidad promedio como de frecuencia de ocurrencia.

2.2 Rosa de vientos

Para la evaluación preliminar del potencial eólico de una región es recomendable obtener la rosa de los vientos. Una rosa de los vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la dirección del viento y una distribución azimutal (ángulo formado por una dirección y el norte magnético) de velocidad del viento en un lugar dado. Consiste de varios círculos concéntricos espaciados igualmente y divididos por líneas en varios sectores o partes iguales, pueden ser 8, 12, 16, ó 24, indicando los puntos cardinales (E, ENE, NE, NNE, W, WNW, NW, NNW, ESE, SE, SSE, S, SSW, N, WSW, SW).

En general una rosa de los vientos indica mediante sectores o triángulos la frecuencia relativa de cada una de las direcciones del viento establecidas, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde o hacia una dirección. Dependiendo del tipo de rosa de los vientos que se esté tratando, sobre el mismo sector (cuña) puede indicarse la velocidad del viento promedio o en rango, que puede llegar a tenerse en esa dirección, o pueden trazarse otras cuñas sobrepuestas con mayor anchura para indicar esa velocidad (Enriques, 2015).

La rosa de los vientos permite determinar las direcciones dominantes de los vientos, generalmente esta dirección no coincide con la mayor intensidad del viento, este es un aspecto importante a tener en cuenta para la correcta colocación de los aerogeneradores (Burgos et al., 2015).

Es importante señalar que las rosas de los vientos que serán construidas tendrán 24 sectores, cada uno de 15^0, puesto que el viento en zonas urbanas es muy variable en cuanto a velocidad y dirección y se necesita un análisis más detallado de estos fenómenos.

Para la realización de estas rosas se utilizan los datos mensuales procesados en el *WAsP*, utilizando la herramienta OWC Wizard y se procesan mediante el software Microsoft Excel.

La herramienta OWC Wizard se programa para que agrupe en 24 sectores la velocidad media del viento, estos datos se devuelven al software Microsoft Excel para la construcción de la rosa de los vientos.

También se realiza una rosa de los vientos con todos los meses del año donde para meses iguale se calcula el promedio de la velocidad del viento para cada sector entre ambos.

Para toda la campaña de medición los datos serán procesados mediante la herramienta *WAsP* Climate Analyst y analizados igual por el software Microsoft Excel. En el caso particular de esta herramienta se realizan dos rosas de los vientos, una de velocidad media y otra de frecuencia de ocurrencia de dicha velocidad media, debido a que no obligatoriamente hacia la dirección con que mayor velocidad incide el viento es hacia donde mayor tiempo se dirige. Esta herramienta también brinda la distribución de frecuencias de Weibull y la densidad de potencia para toda la campaña de medición.

Estas rosas de vientos serán comparadas con las rosas de los vientos que paralelamente a este estudio se encuentran realizando en el Centro Meteorológico Provincial Villa Clara con los mismos datos, para comprobar los resultados por métodos e instituciones diferentes.

2.3 Procedimiento utilizado por el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara para la elaboración de las rosas de los vientos

Para la elaboración de la rosa de los vientos en el Centro Meteorológico de la Provincia de Villa Clara los profesionales que trabajan en el departamento de clima confeccionaron un programa computacional utilizando el lenguaje C+ y el visual estudio. Dicho programa se le ingresan los datos en formato Excel divididos por anemómetros y divide la dirección del viento en 16 sectores de $22{,}5^0$, de forma tal que el Norte se encuentra entre los grados $346{,}75^0$-$11{,}25^0$, y así sucesivamente. Para cada sector calcula la velocidad media del viento. Devuelve un Excel con las rosas de los vientos de velocidad del viento y frecuencia de ocurrencia cada un cuarto de hora, mensual y para todo el periodo de medición.

La mayor diferencia entre ambas metodologías radica en que las rosas de los vientos realizadas en este trabajo presentan 24 sectores y las realizadas por el Centro Meteorológico de la Provincia de Villa Clara presentan 16 sectores, lo cual, a juicio del autor, no constituye un problema a la hora de comparar los resultados obtenidos.

2.4 Distribución de frecuencias de Weibull

En el caso particular de este proyecto la distribución de Weibull será obtenida mediante el software *WasP*, específicamente mediante la herramienta *WAsP* Climate Analyst. El principal objetivo de la construcción de estos gráficos es observar el comportamiento de la velocidad media y sus porcientos de ocurrencia. Además de comprobar que el factor de forma k se corresponda con el de distribución de Rayleigh k=2. También se construirá un gráfico con las curvas de ambos anemómetros juntos en Microsoft Excel y se comparará con las curvas de la distribución de Rayleigh para las velocidades medias en intervalos de 15 minutos.

2.5 Cálculo de la densidad de potencia

Debido a las grandes variaciones temporales del viento, un método de caracterizar el potencial eólico disponible es mediante la potencia media por unidad de área expuesta al viento, con lo que se hace independiente del tamaño de la máquina y prácticamente sólo queda en función de la velocidad, se

expresa en W/m^2. En la potencia disponible se utiliza el valor medio de la velocidad al cubo, que en general no es igual que elevar al cubo la velocidad media.

La densidad de potencia *WPD* (por sus siglas en ingles), es proporcional a la suma del cubo de la velocidad promedio a corto plazo del viento y la densidad del aire. Debido a este término cúbico, dos sitios con la misma velocidad promedio del viento, pero con diferentes distribuciones pueden tener valores muy diferentes de densidad de potencia

La densidad de potencia media disponible en el viento, se calcula con la Ecuación 12:

$$WPD = \frac{1}{2n}\sum_{1}^{n}(\rho * v_n^3) \qquad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

WPD: es la densidad de potencia (W/m^2);

ρ: es la densidad del aire (kg/m^3);

v_n: velocidad media del viento (m/s) (Morales, 2009).

Para determinar la densidad del aire pueden utilizarse métodos directos o indirectos. Para la obtención indirecta de la densidad, se miden la masa y el volumen por separado y posteriormente se calcula la densidad. Adicionalmente, puede determinarse de forma indirecta conociendo los parámetros como temperatura, altura sobre el nivel del mar, para esta método su utilizan las Ecuaciones 13, 14 y 15 (Burgos et al., 2015).

$$\rho = \left(\frac{P_0}{R*T}\right) * \exp\left(\frac{-g*z}{R*T}\right) \qquad \text{Ecuación 13}$$

$$\rho = \frac{P}{R*T} \qquad \text{Ecuación 14}$$

$$\rho = 1{,}225\left(\frac{288}{T+273}\right) e^{-\left(\frac{z}{8435}\right)} \qquad \text{Ecuación 15}$$

En donde:

P_0: presión atmosférica, equivalente a 101,325 Pa al nivel del mar;

P: presión atmosférica a la altura de medición;

R: constante del aire, equivalente a 286,9 J/kgK;

T: temperatura (K) (°C +273);

z: Altura de medición (m);

g: Aceleración de la gravedad, equivalente a 9,81 m/s^2.

Para variaciones en las mediaciones de variables como la presión barométrica entre 970 y 1020 hPa se puede sobreestimar la densidad de potencia en 5% y para la temperatura entre -10 y 30°C se puede infravalorar la densidad de potencia en un 13%. Esto indica que sería imprescindible el estudio del comportamiento real de estos parámetros para la estimación de la densidad de potencia. Esto se solucionaría con la instalación de un termómetro y un barómetro en el sitio de medición y obtener datos de temperatura y presión para el mismo lapso de tiempo que se mida la velocidad del viento (Juanpere, 2015), instrumentos que no se cuentan con ellos en la actualidad en la UCLV ni en INTEC.

La energía del viento es función del cubo de la velocidad del viento. Un 10% de error en la estimación de la velocidad del viento puede significar un 33% de diferencia en el cálculo de la energía aprovechable (Hulshorst, 2018).

La tabla 3 muestra valores estándar de la densidad de potencia para las distintas velocidades del viento aprovechables para la generación de energía eólica.

Tabla 3 Relación entre la velocidad del viento y su densidad de potencia extraíble correspondiente.

Velocidad del viento m/s	Densidad de Potencia W/m^2
0	0
5	62,50
10	500,00
15	1687,50
20	4000,00
25	7812,50
30	13500,00

Fuente: (Enriques, 2015)

En este caso se obtiene la densidad de potencia a través del *WAsP*, utilizando la herramienta *WasP* Climate Analyst, que brinda los valores medios para todos los sectores angulares; esta herramienta estima la densidad del aire a través de los parámetros de entrada, altura de medición, latitud y longitud del sitio de medición. Estos datos serán graficados en una rosa de los vientos mediante el software Microsoft Excel y comparados con los datos de densidad de potencia de la Tabla 3.

Otro importante parámetro que servirá para caracterizar el viento en entornos urbanos y sobre todo si este es aprovechable para la instalación de TGERU, es del exponente de Hellman o parámetro α.

2.6 Variación de la velocidad de viento con la altura y cálculo del parámetro α

El viento varía con la altura debido al rozamiento con la superficie de la Tierra hasta una distancia límite donde la velocidad no se ve afectada. Como para cualquier otro fluido, esta es la definición de capa límite de velocidades. Esta variación con la altura dependerá de varios factores, como la rugosidad del terreno o los posibles obstáculos cercanos, la estación del año o incluso la hora del día, siguiendo una ley exponencial. En la Figura 16 se muestran, a modo de ejemplo, cómo puede ser dicha ley exponencial en función de las características típicas de diferentes emplazamientos.

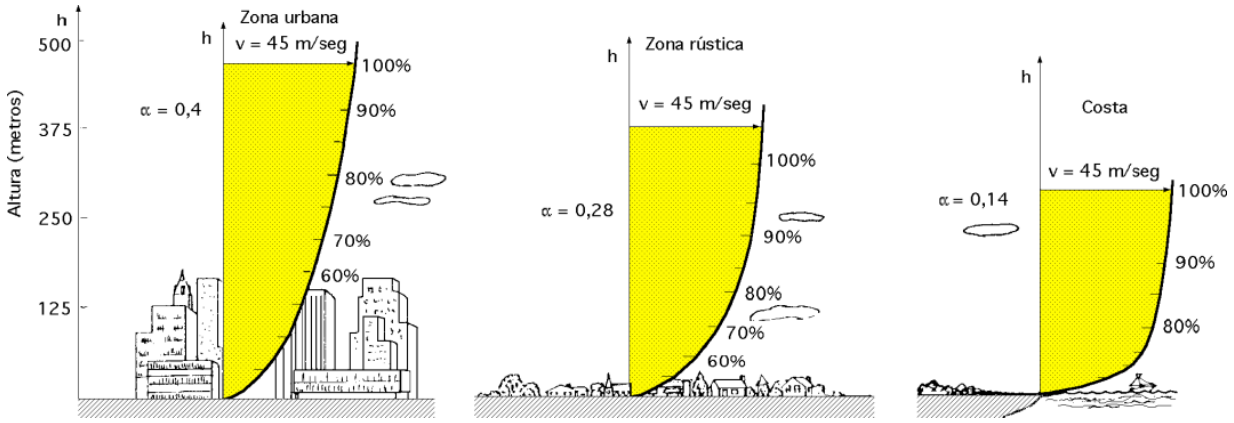


Figura 16 Diferentes perfiles de la velocidad del viento según el emplazamiento. Fuente: (Báez, 2017).

Como se ha mencionado anteriormente, para extrapolar estos datos a la altura a la que trabaja el aerogenerador, se usa la ley exponencial de Hellman, con la siguiente forma, ver Ecuación 16.

$$V_h = V_{10}\left(\frac{H}{10}\right)^{\alpha}$$ Ecuación 16

Donde:

V_h: es la velocidad del viento a la altura H;

V_{10}: es la velocidad del viento a 10 m de altura;

α: es el exponente de Hellman que varía con la rugosidad del terreno, su valor se encuentra en la Tabla 4.

El parámetro α es el que condiciona el grosor de la capa límite de velocidades. A un menor valor, la velocidad del viento se estabiliza antes, por lo que varía menos la velocidad medida por el anemómetro. La altura final de cálculo dependerá del aerogenerador elegido, pero siempre a mayor altura, mayor será el recurso eólico para un mismo emplazamiento.

En la Tabla 4 se muestran valores característicos del parámetro α para diferentes tipos de terreno.

Tabla 4 Coeficiente de fricción α para diferentes tipos de terreno.

Tipo de terreno	Coeficiente de fricción α
Lagos, océano, superficies suaves y tierra dura	0,10
Césped	0,15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0,20
Campo boscoso con muchos árboles	0,25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0,30
Área de la ciudad con edificios altos	0,40

Fuente: (Báez, 2017).

La correcta elección del parámetro α es complicada pero importante, ya que los datos que se usan para obtener la energía suministrada por los diferentes aerogeneradores, vienen caracterizados por la extrapolación de los datos recogidos inicialmente en cada estación mediante la ley exponencial de Hellman marcada por este parámetro.

Para obtener el parámetro α se suele recurrir a métodos sencillos y directos por la complejidad de los múltiples factores que le influyen.

Si se hace uso de los datos de velocidad a dos alturas diferentes se puede calcular el parámetro α mediante la misma ley de Hellman sin más que despejar α para obtener la Ecuación 17:

$$\alpha = \frac{\ln(V) - \ln(V_0)}{\ln(H) - \ln(H_0)} \qquad \text{Ecuación 17}$$

Esta Ecuación 17 fue utilizada por Hernández (2018) sin obtener resultados convincentes, mucho mayores a los recomendados para áreas de la ciudad con edificios altos, ver Tabla 4, debido a que la diferencia de altura entre los instrumentos de medición es de 0,81 m. Esto provoca la obtención de resultados poco confiables del parámetro α, recomendándose que, para poder estimar correctamente el perfil vertical de velocidad, es necesario garantizar una diferencia de altura entre ambos instrumentos de medición de un mínimo de 10 m.

Otro método sencillo es la correlación de Justus, ver Ecuación 18.

$$\alpha = \frac{0{,}37 - 0{,}088 \log V_{ref}}{1 - 0{,}088 \log\left(\frac{H_{ref}}{10}\right)} \qquad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

V_{ref}: es la velocidad medida;

H_{ref}: es la altura a la que se realizaron las mediciones.

Para usar esta correlación sólo es necesario tener datos de velocidad a una altura (Báez, 2017).

La Ecuación 18 es la escogida para calcular el parámetro α y compararlo con su valor recomendado por la Tabla 4 para ciudades con edificios altos.

El estudio del comportamiento de la velocidad y la dirección del viento, de la distribución de frecuencias de Weibull, de la densidad de potencia y del exponente de Hellman o parámetro α son importantes pero la intensidad de la turbulencia es el factor que verdaderamente caracteriza el comportamiento del viento en entornos urbanos.

2.7 Estimación de la intensidad de turbulencia

Se analizará el comportamiento de la intensidad de la turbulencia en la dirección longitudinal del viento, puesto que los anemómetros utilizados para la campaña de medición no son capaces de aportar las componentes lateral y vertical de la velocidad del viento.

Los valores de desviación estándar y promedio de la velocidad serán encontrados para intervalos de 15 minutos, y no de 10 minutos como plantea la bibliografía consultada, debido a que se cuenta con una frecuencia de muestreo de datos minuto a minuto.

Para la estimación de la intensidad de la turbulencia longitudinal se utiliza la Ecuación 4 según la bibliografía consultada.

Para normalizar la intensidad de la turbulencia longitudinal se expresa como el percentil 90 de la intensidad de la turbulencia medidas con respecto a la velocidad del viento, asumiendo una distribución de Gaussian. De la norma IEC 61400-2, se toma I_{15}= 0,18 y a=2, permitiendo simplificar la Ecuación 9 a la Ecuación 19.

$$\sigma_1 = 0{,}9 + 0{,}12V_{hub}$$ Ecuación 19

De esta forma y sustituyendo en la Ecuación 4 se obtiene la Ecuación 20 que permite estimar la intensidad de la turbulencia longitudinal normalizada.

$$TI_u = \frac{(0{,}9+0{,}12V_{hub})}{V_{hub}}$$ Ecuación 20

Para la comparación entre el Modelo Normal de Turbulencia con los valores de intensidad de turbulencia de la observación considerando los valores del percentil 90 se utiliza la Ecuación 11.

Debido a que se cuenta con los datos de dos instrumentos para un período de medición casi dos años, es recomendable auxiliarse del uso de la opción (Tabla dinámica) dentro de la pestaña (Insertar) del Microsoft Excel. Primeramente, se crearán rangos de 15 minutos, para interconectar los datos de viento con el minuto en que ocurrieron.

Dentro de la tabla dinámica las operaciones seleccionadas son promedio y desviación estándar poblacional, así se obtienen la desviación estándar y la media de la velocidad del viento en intervalos de 15 minutos, donde a partir del cociente de los mismos, por ese orden, se obtiene la intensidad de turbulencia para igual lapso de tiempo. Después de ejecutar todos estos pasos, queda confeccionada la tabla dinámica con los valores de velocidad media y desviación estándar de cada rango para cada anemómetro.

A partir de la tabla dinámica descrita y con el uso de la Ecuación 4, se procede a determinar la intensidad de turbulencia longitudinal (TIu) para todos los rangos de cada anemómetro. Posteriormente, se crearon dispersogramas con la opción (Gráficos, Dispersión) dentro de la pestaña (Insertar) del Microsoft Excel compuestos por la intensidad de turbulencia longitudinal en el eje de las ordenadas y la velocidad media en el eje de las abscisas para el periodo desde mayo del 2017 hasta junio del 2018 para el anemómetro1.

Estos dispersogramas se caracterizan por la gran agrupación de valores por lo que se hace difícil definir de la intensidad de la turbulencia, se presenta entonces el análisis estadístico de probabilidad y frecuencia acumulada también para el periodo desde mayo del 2017 hasta junio del 2018.

Se construye un gráfico que agrupa la intensidad de la turbulencia en cuanto a su clasificación según al Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos.

Por último, se procede a normalizar la intensidad de la turbulencia a partil de la Ecuación 21 y a compararla con los valores obtenidos mediante la Ecuación 11 de percentil 90 mediante la elaboración de una gráfica de intensidad de la turbulencia longitudinal vs velocidad media.

Conclusiones parciales

A partir de lo expuesto en Capítulo II se plantean las siguientes conclusiones:

- ✓ El comportamiento de la velocidad y dirección del viento se decidió analizar según los períodos siguientes: horario, diario, mensual y anual. Realizándose los gráficos correspondientes en cada caso.
- ✓ Las rosas de los vientos que serán construidas tendrán 24 sectores, cada uno de 15^0. Para la realización de estas rosas se utilizará el software *WAsP*, utilizando la herramienta OWC Wizard para los estudios mensuales y para toda la campaña de medición la herramienta *WAsP* Climate Analyst, los datos serán procesados mediante el software Microsoft Excel. Las rosas de los vientos serán comparadas con las realizadas en el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara con los mismos datos. También serán construidas rosas de los vientos para la densidad de potencia media.
- ✓ La intensidad de la turbulencia solo se analizará en la dirección longitudinal del viento. Los valores de desviación estándar y promedio de la velocidad serán calculados para intervalos de

15 minutos debido a que se cuenta con una frecuencia de muestreo de datos minuto a minuto. Para comparar la intensidad de la turbulencia longitudinal con el Modelo de Turbulencia Normal, se deben crear los valores del percentil 90 de las observaciones de intensidad de la turbulencia normalizada.

Capítulo III: Análisis de los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta

Introducción

En el presente Capítulo se analizarán los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta en el Capítulo II para la caracterización del viento en el Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana y la instalación del sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento en la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas, para la futura utilización de las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) en dichos lugares. Primeramente, se presentan los resultados obtenidos en cuanto la variabilidad de velocidad y la dirección del viento a través de las medias horarias, diarias y mensuales, rosas de vientos, distribución de frecuencias de Weibully comportamiento de la densidad de potencia en diagramas polares. Posteriormente, se analiza la variación de la velocidad del viento con la altura y cálculo del parámetro α. Finalmente, se examina todo lo relacionado con el fenómeno de la intensidad de turbulencia longitudinal, basándose principalmente en el análisis de los intervalos de (TIu) recomendados en la bibliografía y del comportamiento de la curva del Modelo Normal de Turbulencia en función de las curvas obtenidas para las observaciones de cada anemómetro, teniendo en cuenta que este proceso se sustenta en el percentil 90.

3.1 Caso de estudio Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana

3.1.1 Resultados de la variabilidad de la velocidad y la dirección del viento

En la Figura 17 se puede apreciar el comportamiento horario de la velocidad media de todas las horas del día para toda la campaña de medición del INTEC.

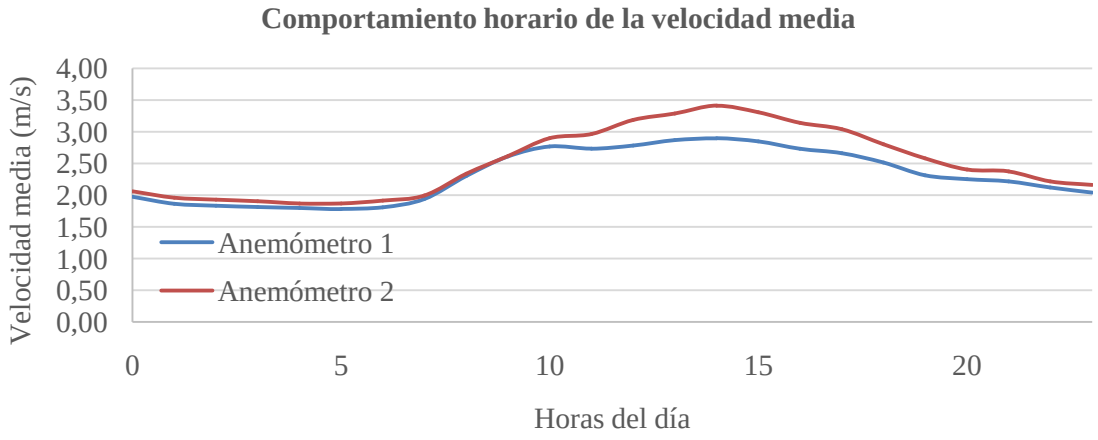


Figura 17 Comportamiento horario de la velocidad media para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019. Fuente: (Elaboración propia).

En la Figura 17 se aprecia un comportamiento habitual de un emplazamiento tropical con velocidades bajas en la madrugada inferior a los 2 m/s y una elevación de la velocidad con el calentamiento del día aproximadamente sobre las 7:00 AM, alcanzando los mayores valores, en forma de meseta, sobre la mitad del día aproximadamente de 3,5 m/s, a partir de las 2:30 PM una disminución rápida. Como se puede apreciar a medida que aumenta las velocidades medias las curvas de ambos anemómetros se separan debido a la ley exponencial de Hellman presentada en la Ecuación 16 de la que se puede deducir que a medida que aumenta la altura aumenta la velocidad del viento.

En la Figura 18 se puede apreciar el comportamiento diario de la velocidad media para toda la campaña de medición del INTEC.

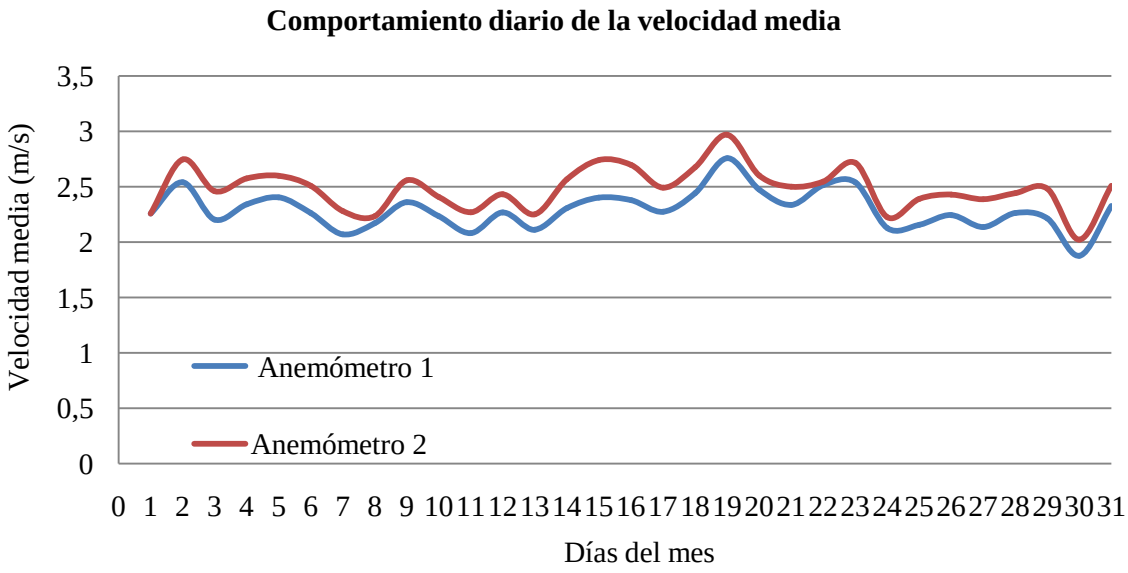


Figura 18 Velocidad media diaria para todos los días de la campaña de medición para el periodo de tiempo desde mayo del 2017 hasta febrero del 2019. Fuente: (Elaboración propia).

En la Figura 18 se aprecia la velocidad media diaria alrededor de 2,5 m/s para toda la campaña de medición, siendo los mayores registros de 3 m/s para el anemómetro 2 los días 19 y los menores los 30 registrando por el anemómetro 1 con valores inferiores a los 2 m/s. En general, se puede se aprecia un aumento de las velocidades medias entre los días 14 a 24 del mes, manteniendo siempre gran inestabilidad debido a que la campaña de medición aún es corta y los resultados para cada día pueden ser engañosos.

En la Figura 19 se aprecia el comportamiento de la velocidad media para cada mes del año exceptuando los meses de marzo y abril, de los cuales no se tienen registros. Se aprecia cómo febrero es el mes con mayor velocidad media mensual en el orden de los 3,10 m/s registrado por el anemómetro 2, a partir de aquí comienza un descenso de las velocidades medias hasta llegar en el mes de julio los 2,2 m/s registrado por el anemómetro 1, a continuación vuelve a ascender en el mes de agosto hasta los 2,7 m/s registrado por el anemómetro 2 y continúa descendiendo hasta llegar a un mínimo en el mes de noviembre de 1,58 m/s registrados por el anemómetro 1. Estas observaciones coinciden con los registros del Reporte del clima en Santo Domingo a 10 m de altura de la Figura 9.

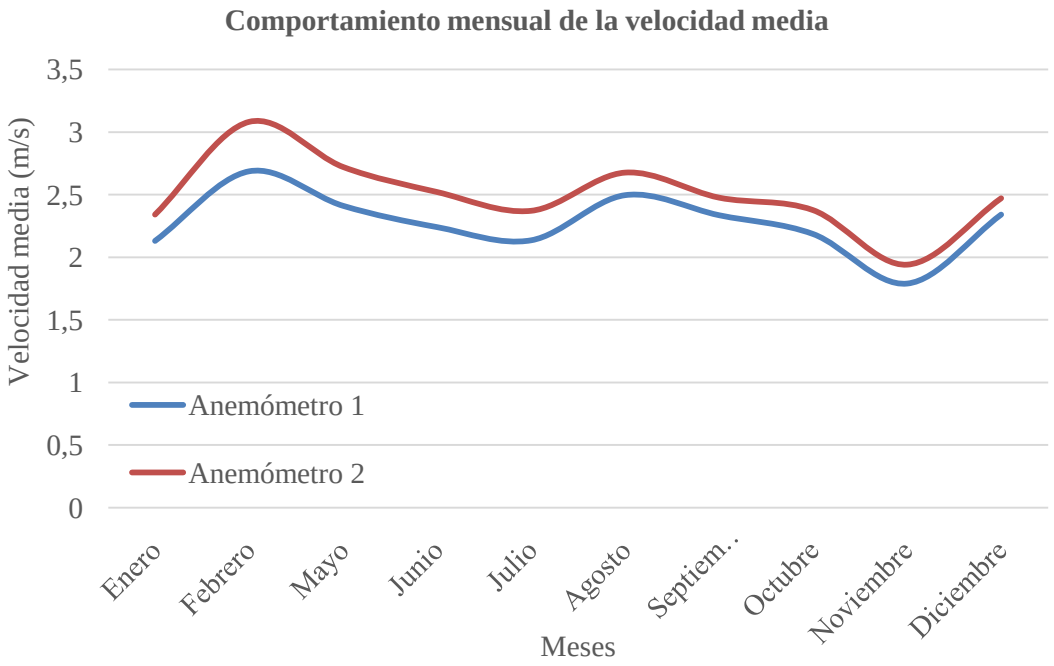


Figura 19 Distribución de la velocidad media mensual para todos los meses de la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

3.1.2 Rosa de vientos

En las Figuras 20 y 21 se puede apreciar la rosa de los vientos perteneciente a cada mes del año en que se tienen registros para el anemómetro 1 y 2 respectivamente. Se observa mayor agrupación en direcciones del viento en el anemómetro 1, Figura 20, mientras que las mayores velocidades promedios corresponden al anemómetro 2, Figura 21, consistente con la diferencia de altura entre ambos anemómetros. Cabe destacar en el caso del anemómetro 1 la dirección predominante es la del noreste mientras el anemómetro 2 sufre un desplazamiento hacia el sureste debido al parecer a una corriente de viento más alta en esa dirección captada solo por el anemómetro 2, es necesario recordar que es cuestionable la ubicación de ambos anemómetros ubicados a poca altura lo que puede provocar situaciones como esta. También se observa cómo el mes de febrero presenta las mayores mediciones con valores por encima de los 4,5 m/s para ambos anemómetros, debido a que este es un mes ubicado en el periodo más ventoso de la República Dominicana.

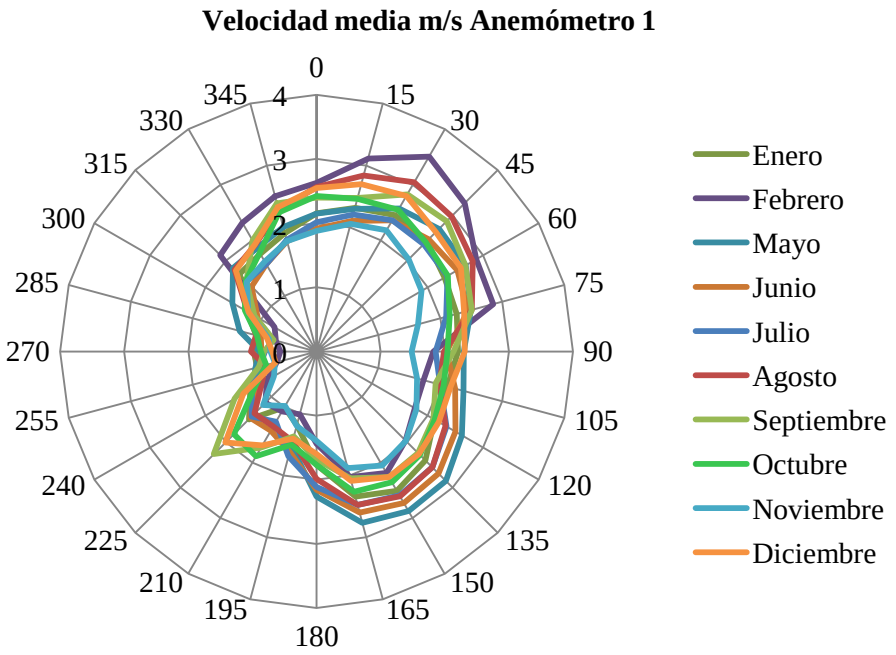


Figura 20 Velocidad media del anemómetro 1 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

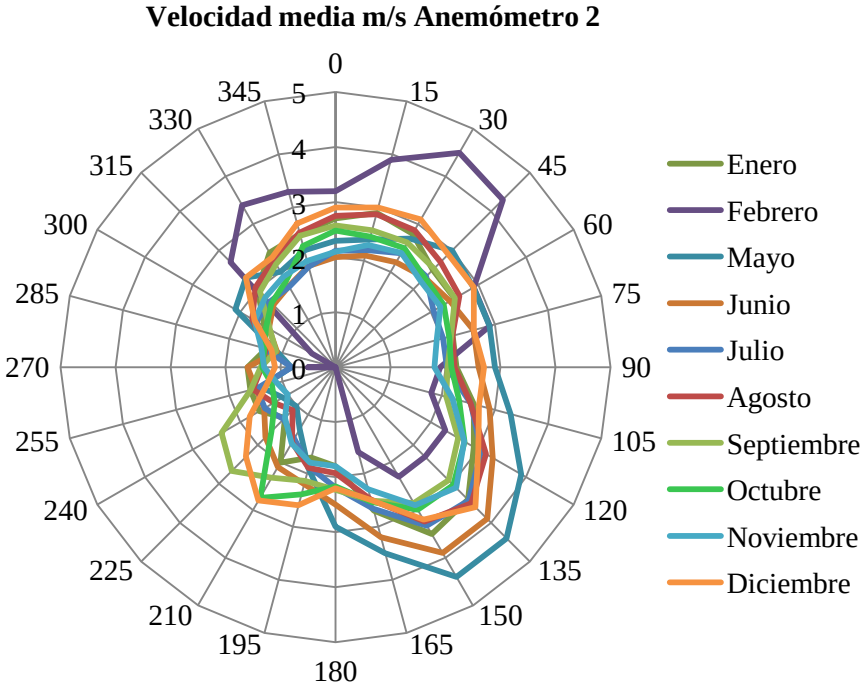


Figura 21 Velocidad media del anemómetro 2 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

En cuanto a la frecuencia de ocurrencia se observa en las Figuras 22 y 23 que para ambos anemómetros en el sector 345° a 0° en sentido horario, o sea en la dirección nornoroeste es de donde con más frecuencia soplaron los vientos.

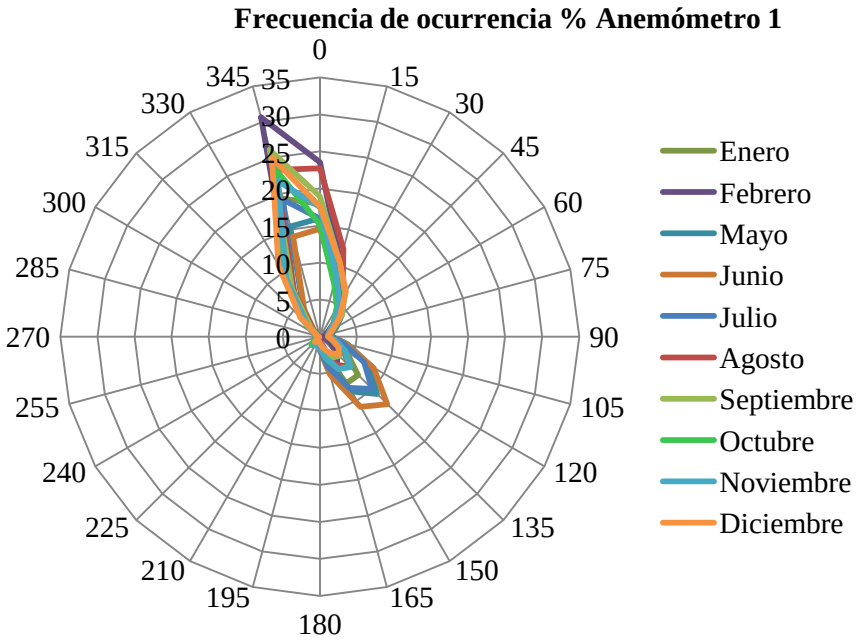


Figura 22 Frecuencia de ocurrencia en % del anemómetro 1 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

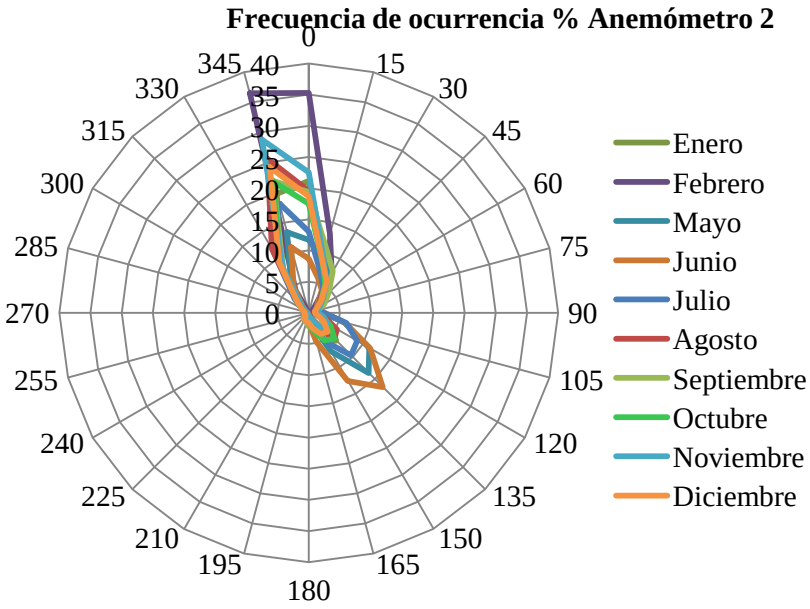


Figura 23 Frecuencia de ocurrencia en % del anemómetro 2 para toda la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

En la Figura 24 se aprecia en una sola gráfica el comportamiento de la velocidad media para toda la campaña de medición para ambos anemómetros. Esta resume lo antes visto, siendo en el caso del anemómetro 1 la dirección predominante la del noreste y la velocidad media de 2,3 m/s mientras el anemómetro 2 sufre un desplazamiento hacia el sureste y su velocidad media es de 2,5 m/s. Es interesante cómo entre los sectores entre 30^0 y 90^0 y luego en la 225^0 el anemómetro 1 tenga mayores registros que el anemómetro 2, lo que se le atribuye a que el anemómetro 1 cuenta con mayor cantidad de datos registrados que el anemómetro 2.

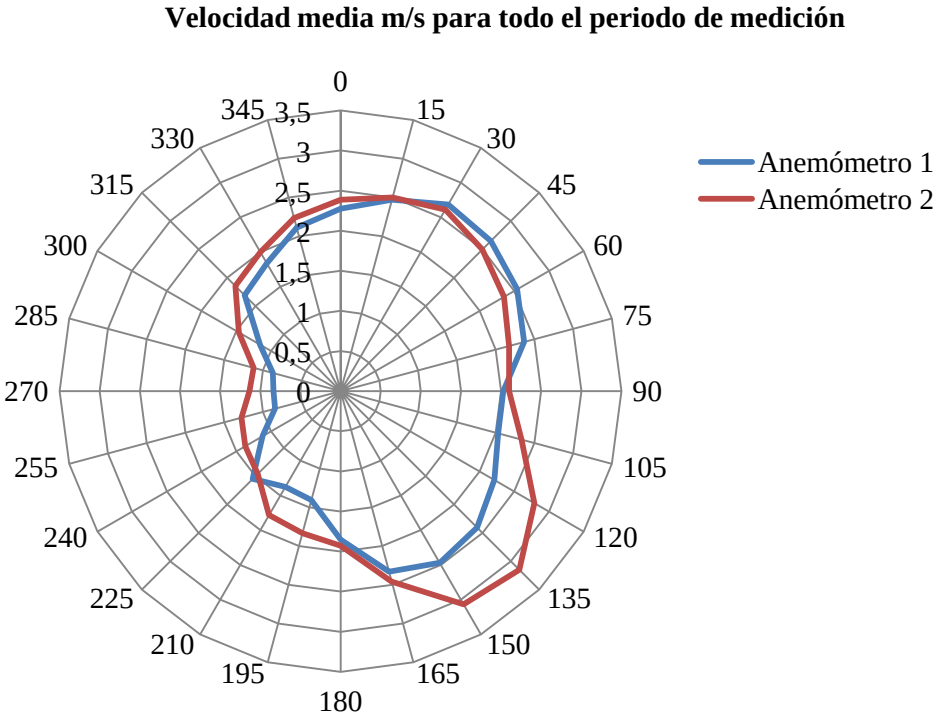


Figura 24 Velocidad media m/s de toda la campaña de medición para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).

En la Figura 25 se aprecia en una sola gráfica el comportamiento de la frecuencia de ocurrencia para toda la campaña de medición de ambos anemómetros. Esta resume lo antes ya visto para ambos anemómetros, el sector 345° a 0° en sentido horario, o sea en la dirección nornoroeste es de donde soplan con más frecuencia los vientos.

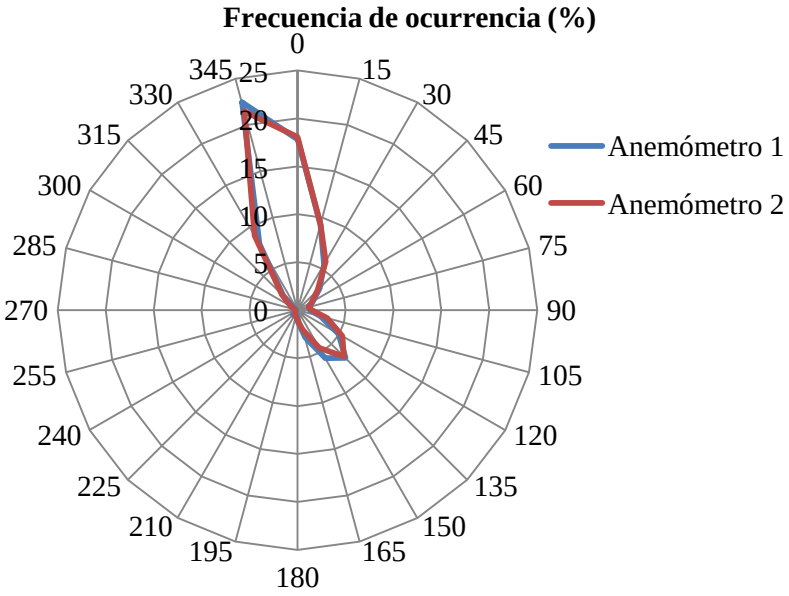


Figura 25 Frecuencia de ocurrencia en % toda la campaña de medición para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).

3.1.3 Comparación entre los resultados obtenidos y los resultados obtenidos por el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara

Existe gran similitud entre los resultados obtenidos en este estudio y los obtenidos por el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara en cuanto a la velocidad media en m/s y la frecuencia de ocurrencia en % según se puede apreciar en las Figuras 26 y 27. Las diferencias observadas se le atribuye a que las rosas de los vientos construidas en este estudio presentan 24 sectores, mientras las construidas por el Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara presenta solo 16.

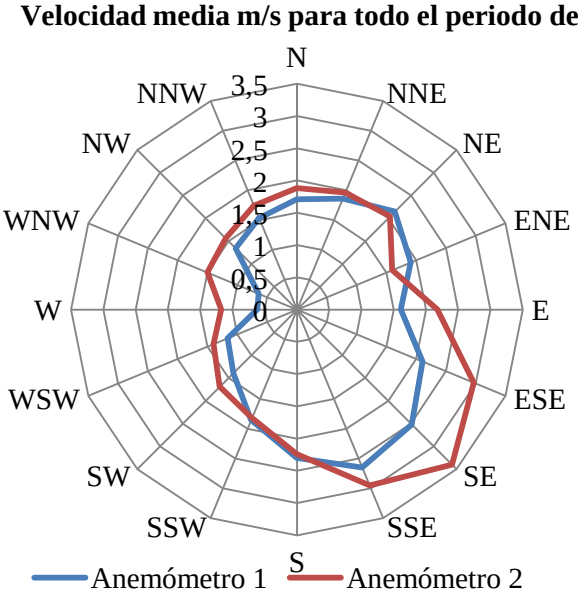


Figura 26 Velocidad media en m/s para todo el periodo de medición de ambos anemómetros. Fuente: (Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara).

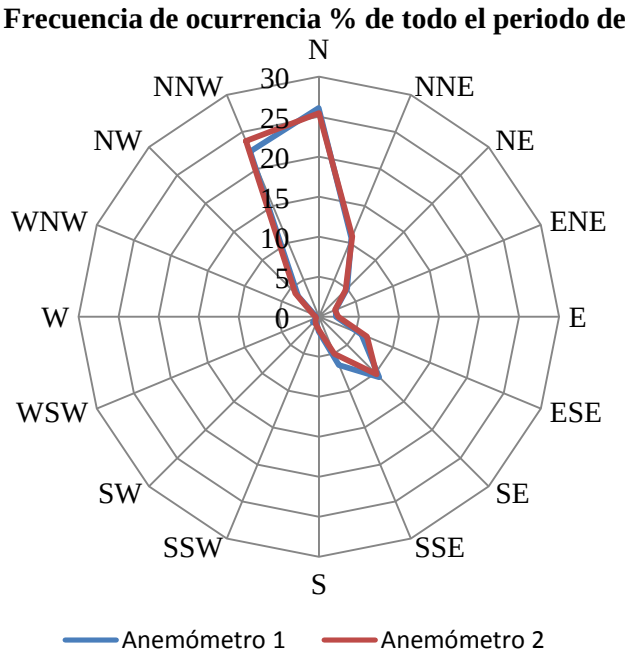


Figura 27 Frecuencia de ocurrencia % de todo el periodo de medición para ambos anemómetros. Fuente: (Centro Meteorológico Provincial de Villa Clara).

2.1.4 Distribución de frecuencias de Weibull

En las Figuras 28 y 29 se muestran las distribuciones de frecuencias de Weibull para el anemómetro 1 y 2 respectivamente.

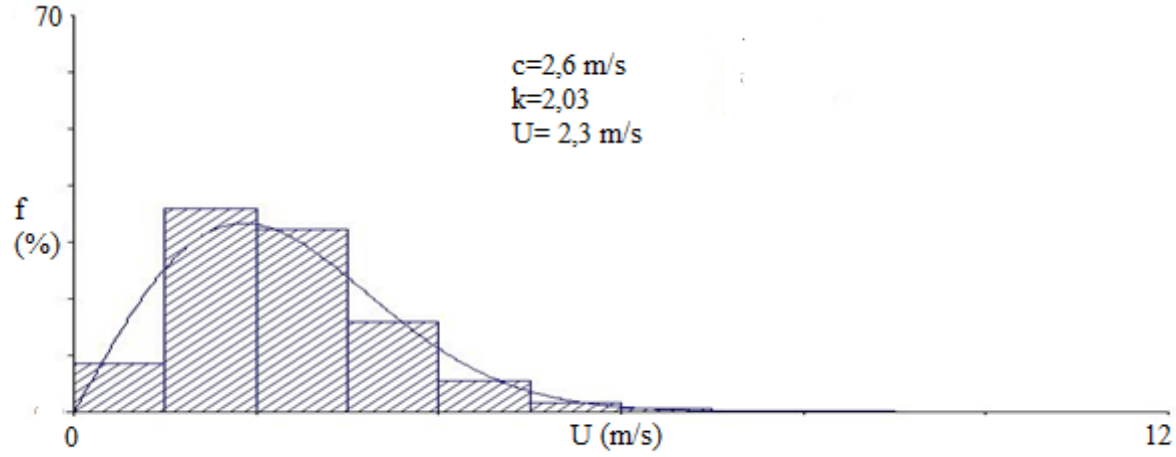


Figura 28 Histograma de frecuencias con la curva de distribución de Weibull para todos los datos de velocidad medidos por el anemómetro 1 en la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

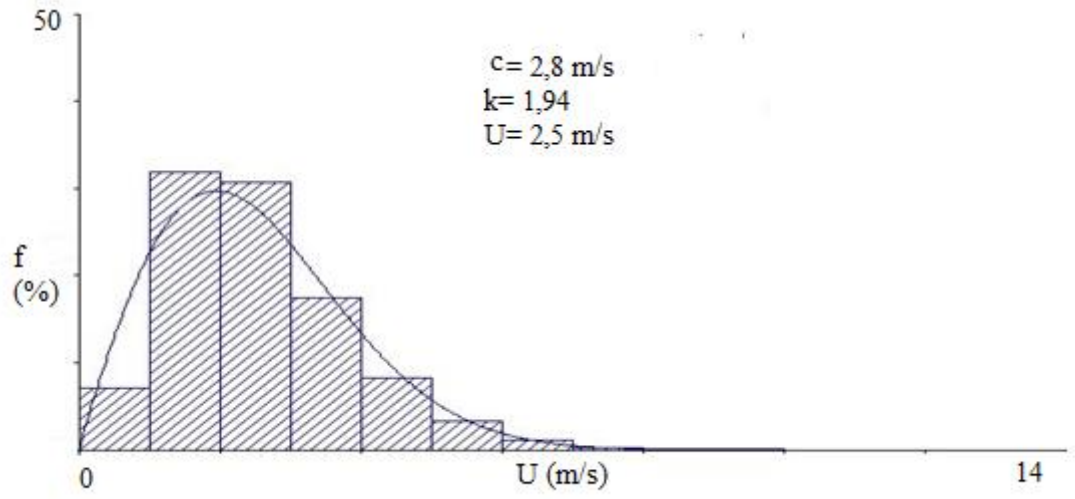


Figura 29 Histograma de frecuencias con la curva de distribución de Weibull para todos los datos de velocidad medidos por el anemómetro 2 en la campaña de medición. Fuente: (Elaboración propia).

La curva de Weibull del anemómetro 1, Figura 28, responde a un factor de forma k = 2,03 y a un factor de forma A = 2,6 m/s muy próximo a la velocidad media del total de datos de 2,3 m/s mientras que la curva de Weibull del anemómetro 2, Figura 29, responde a un factor de forma k = 1,94 y a un factor de forma A = 2,8 m/s muy próximo a la velocidad media del total de datos de 2,5 m/s. Para ambos anemómetros el factor de forma k no se corresponde con el de distribución de Rayleigh k=2 como plantea la Norma IEC 61 400-2 para las clases de aerogeneradores normalizados, pero se aproxima suficientemente. El mayor porciento de frecuencia de ocurrencia se obtiene para valores de velocidad entre 1 y 3 m/s para los dos anemómetros. Ambas curvas se pueden apreciar juntas en la Figura 30.

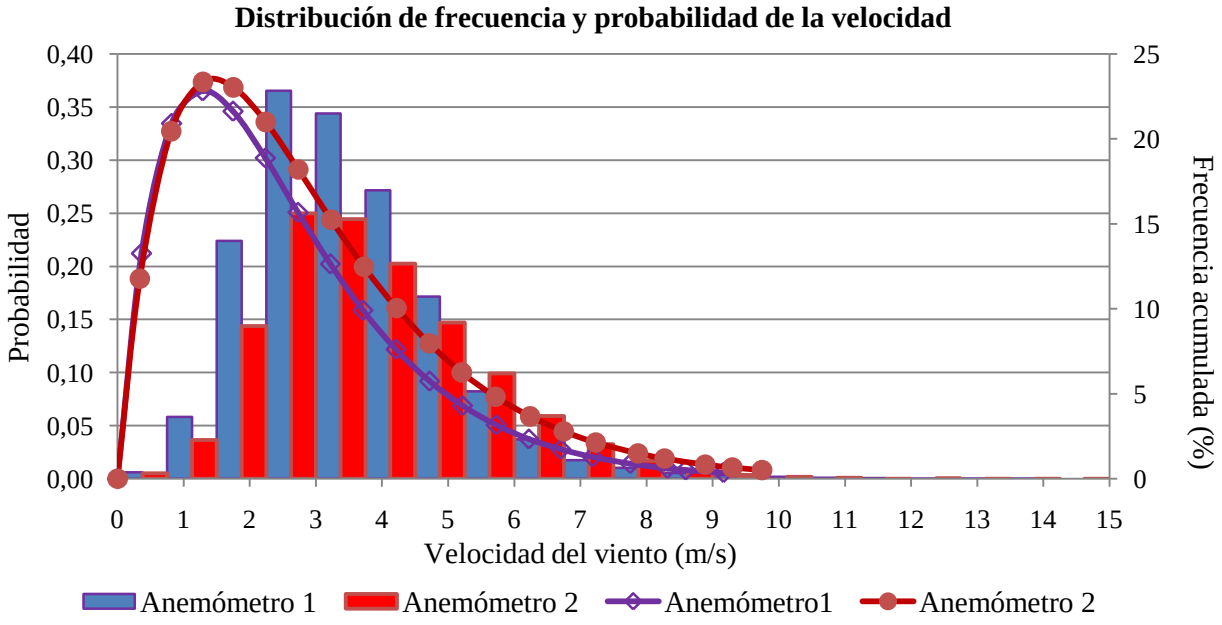


Figura 30 Distribución de probabilidades y frecuencias de ocurrencia de velocidades para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).

La Figura 31 muestra el comportamiento de la distribución de Rayleigh con k=2 y c el valor de la velocidad media para toda la campaña de medición de ambos anemómetros. Al compararla con la Figura 30 no se aprecian diferencias significativas.

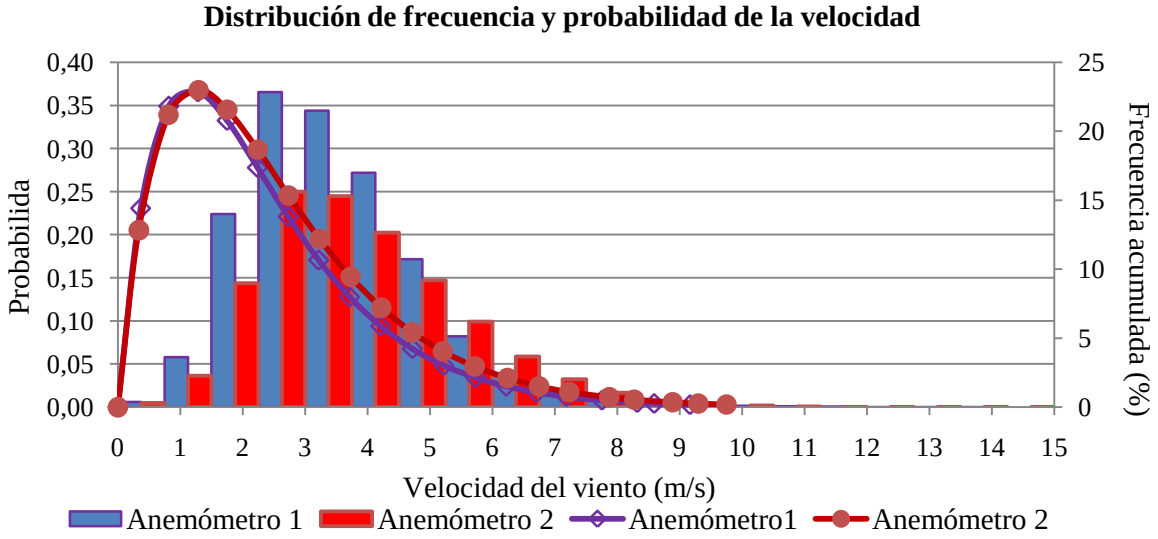


Figura 31 Distribución de Rayleigh y frecuencias de ocurrencia de velocidades para ambos anemómetros. Fuente: (Elaboración propia).

3.1.4 Comportamiento de la densidad de potencia

Con el análisis realizado con el *WAsP* Climate Analyst en cuanto al componente densidad de potencia media, se obtuvieron valores medios para todos los sectores angulares de 9,91 W/m^2 y 12,71 W/m^2 para los anemómetros 1 y 2 respectivamente, estas densidades de potencia son pobre si la comparamos con la Tabla 3 "Relación entre la velocidad del viento y su densidad de potencia extraíble correspondiente" en la cual para 2 m/s se debe extraer 24 W/m^2.

A partir de la densidad de potencia media para todos los sectores angulares se decidió confeccionar diagramas polares de 24 sectores angulares con ayuda del Excel para establecer la distribución de la densidad de potencia media a través de dichos sectores. En la Figura 32 se muestra el comportamiento de la densidad de potencia media para ambos anemómetro, teniendo en cuenta que dicho comportamiento responde al total de datos de viento medidos por dichos instrumentos.

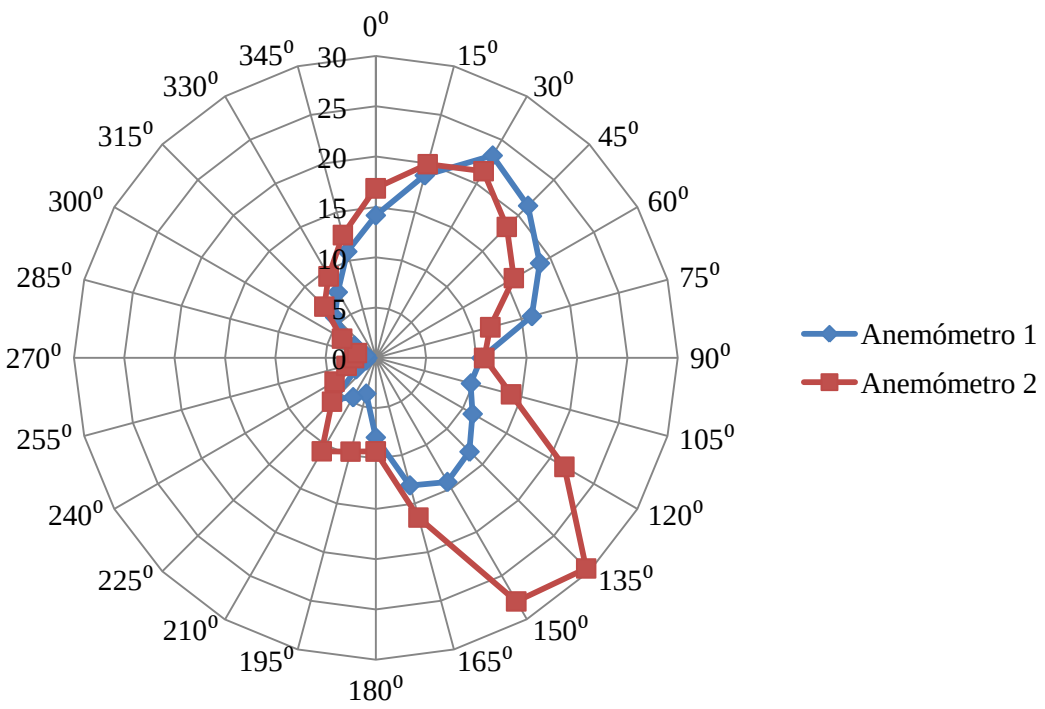


Figura 32 Distribución de la densidad de potencia media por sectores angulares para ambos anemómetro. Fuente: (elaboración propia).

Partiendo del análisis de la Figura 32 y de la Tabla 3 "Relación entre la velocidad del viento y su densidad de potencia extraíble correspondiente" se puede plantear que para el anemómetro 1 por encima de los 24 W/m^2 se encuentran los sectores encerrados entre 30^0 y 45^0 en sentido horario, mientras que el resto de los sectores angulares ofrecen valores menores a este. En el caso del anemómetro 2 se nota que en los intervalos de sectores angulares de 120^0 a 165^0 siguiendo el sentido horario, se obtienen valores de densidad de potencia mayores a 24 W/m^2.

3.1.5 Variación del exponente de Hellman

Al estimar el parámetro α utilizando la Ecuación 18 se obtiene como resultado que α se encuentra entre los 0,35 para ambos anemómetros. Resultado que es inferior al recomendado en la Tabla 4 "Coeficiente de fricción α para diferentes tipos de terreno" específicamente para el área de la ciudad con edificios altos de 0,40. Este resultado es beneficioso debido a que como se explicó en el Epígrafe 2.6 el parámetro α es el que condiciona el grosor de la capa límite de velocidades. A un menor valor, la velocidad del viento se estabiliza antes, por lo que varía menos la velocidad medida por los anemómetros.

En la Figura 33 se gráfica el comportamiento de dicho parámetro para cada mes del año.

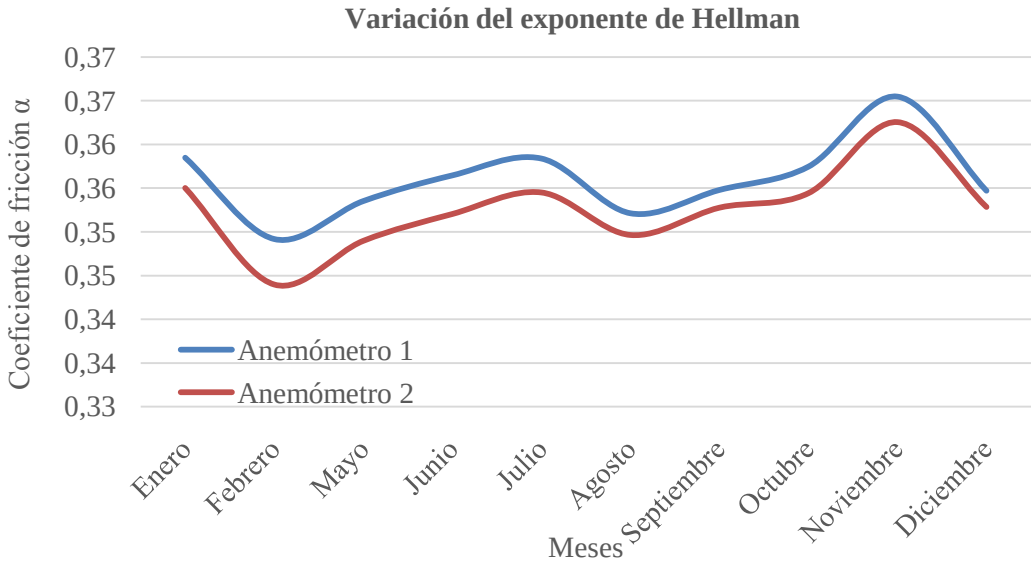


Figura 33 Variación del parámetro α para ambos anemómetro. Fuente: (elaboración propia).

Es importante destacar cómo en la Figura 33 la línea del anemómetro 1 se encuentra por encima del anemómetro 2 debido a que el parámetro α y la velocidad del viento son inversamente proporcionales lo que provoca que a mayor velocidades del viento menor sea dicho parámetro.

3.1.6 Resultados obtenidos en cuanto a la intensidad de turbulencia longitudinal

Las Figuras 34 y 35 muestran los dispersogramas de ambos anemómetros resultado del cálculo de la intensidad de la turbulencia longitudinal.

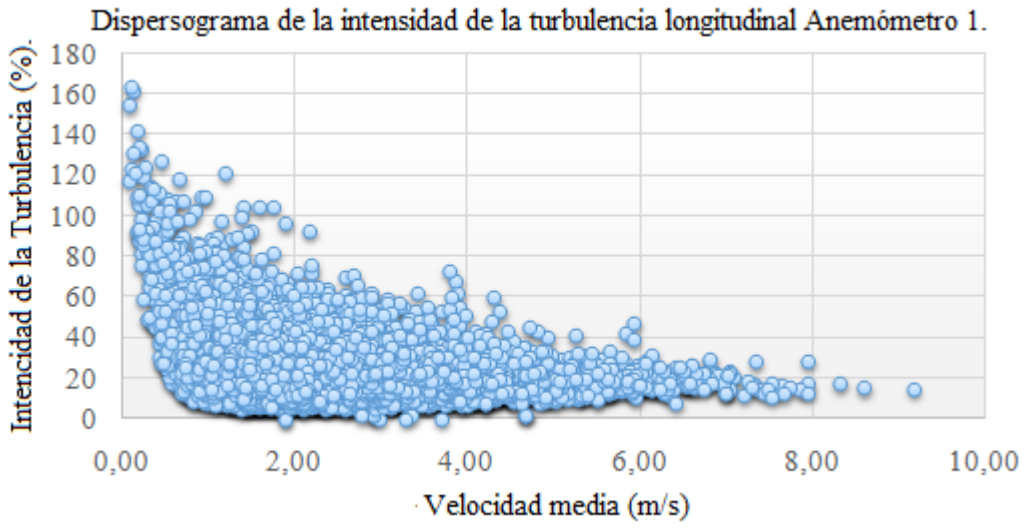


Figura 34 Dispersión de la intensidad de la turbulencia longitudinal vs velocidad media Anemómetro 1. Fuente: (elaboración propia).

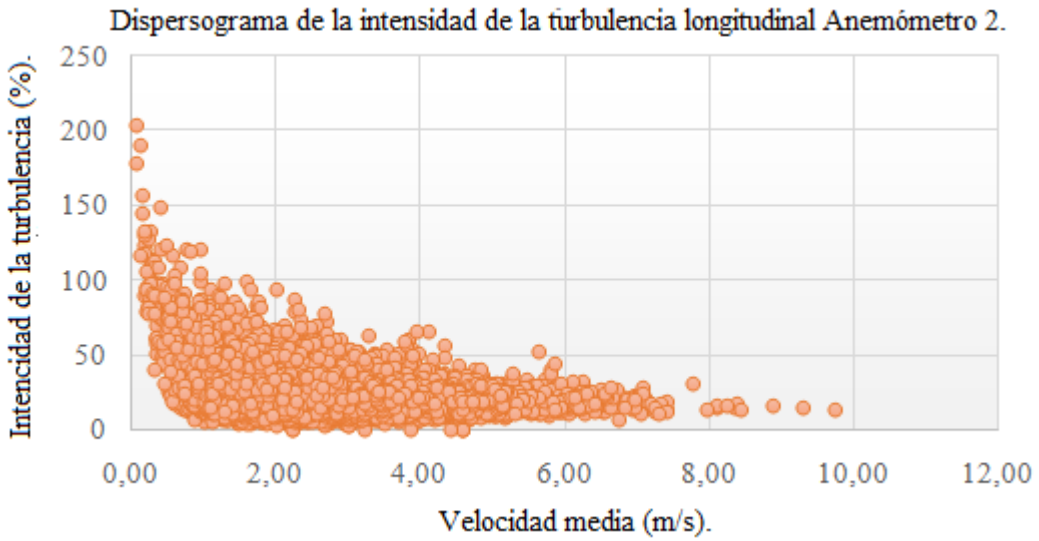


Figura 35 Dispersión de la intensidad de la turbulencia longitudinal vs velocidad media Anemómetro 2. Fuente: (elaboración propia).

Las Figuras 34 y 35 muestran que el anemómetro situado a menor altura tiene mayores dispersiones en los valores de la intensidad de turbulencia, consistente con las mayores variaciones de las desviaciones estándar debido a menores velocidades del viento respecto al anemómetro 2. La elevada agrupación de valores en las dos figuras anteriores complica definir el comportamiento de la TI, por lo que se presenta el análisis estadístico de frecuencia acumulada de la Figura 36.

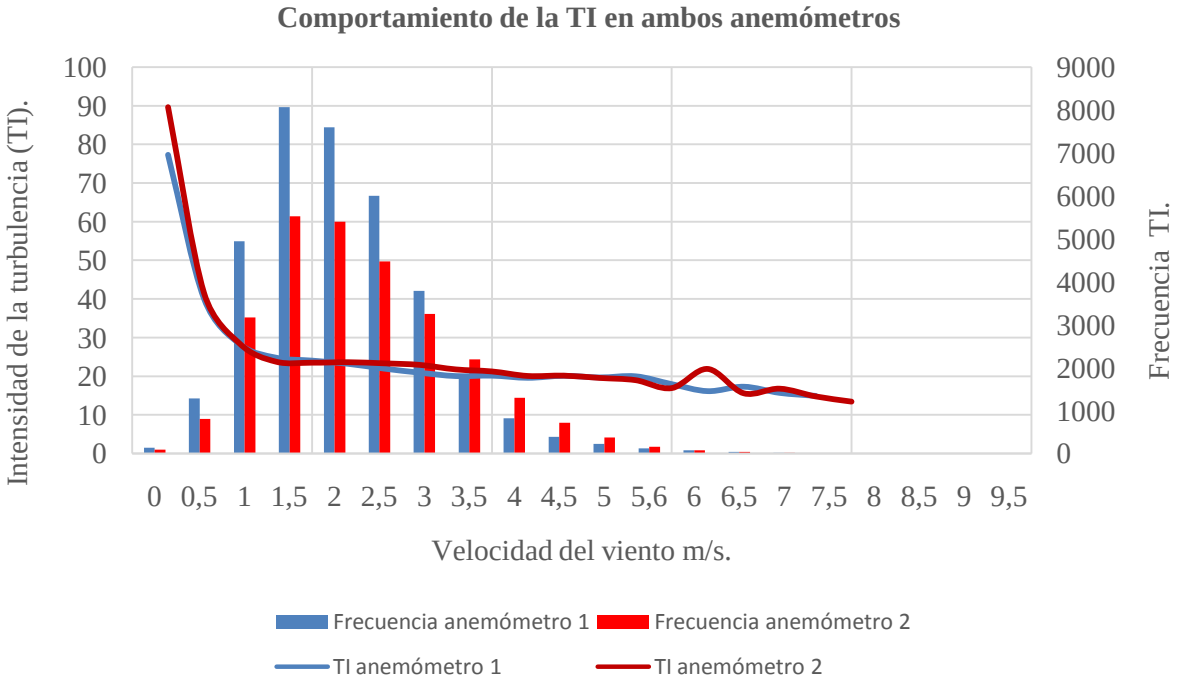


Figura 36 Distribución estadística de la TI en ambos anemómetros. Fuente: (elaboración propia).

En la Figura 36 se aprecia cómo los mayores valores promediados para la TI en dependencia de la velocidad del viento ocurren a la misma velocidad en ambos anemómetros, siendo en magnitud mayor los registros del anemómetro 2, comportamiento que se invierte a partir de 1 m/s hasta 2,5 m/s en magnitudes poco significativas. Para mayores velocidades el comportamiento de la magnitud de la TI es alternativo durante todo el rango de velocidades. Es necesario precisar cómo las velocidades con mayor frecuencia de intensidad de la turbulencia, coinciden con las velocidades más repetidas de 1-3 m/s, pero no con los índices de turbulencia más elevados de 0-1 m/s.

La Figura 37 presenta el comportamiento de la TI según la clasificación de la National Renewable Energy Laboratory, de Estados Unidos en cuanto a los emplazamientos en dependencia de los valores de la TI.

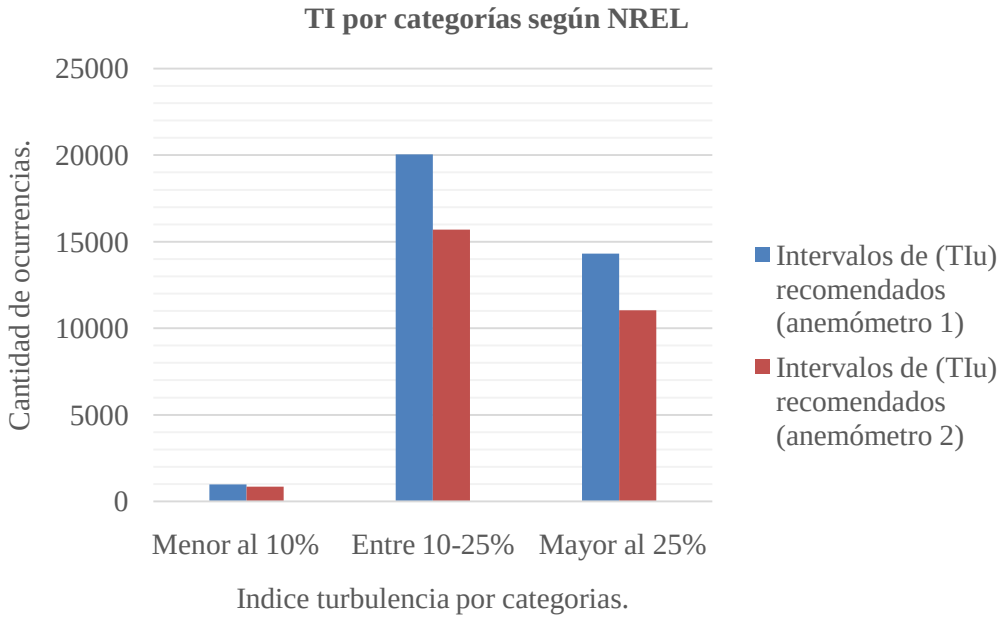


Figura 37 Clasificación de la TI para ambos anemómetros según NREL. Fuente: (elaboración propia).

La Figura 37, muestra que para ambos anemómetros la mayor agrupación de TI se ubica en la categoría de turbulencia moderada, la segunda mayor agrupación de valores corresponde a la categoría de alta turbulencia, resultando el emplazamiento clasificado como de turbulencia moderada con tendencia a alta en correspondencia con un emplazamiento urbano.

En correspondencia con los índices de turbulencia calculados se recomienda no instalar en el sitio aerogeneradores de eje horizontal a bajas alturas y realizar la vigilancia periódica sobre los sistemas de fijaciones y anclajes de parques solares fotovoltaicos instalados, especialmente, sobre aquellos paneles ubicados en el borde norte de los edificios.

Los índices de turbulencia determinados, a partir de las campañas de medición, viabilizan la calibración de modelos numéricos para el estudio del viento urbano, mediante la incorporación de coeficientes determinados experimentalmente a los ensayos de mecánica computacional, como primer paso en la caracterización del comportamiento del viento en entornos urbanos con geometrías típicas y su interacción con las TGERU.

En la Figura 38 puede apreciarse la comparación del Modelo Normal de Turbulencia con respecto a las observaciones de ambos anemómetros.

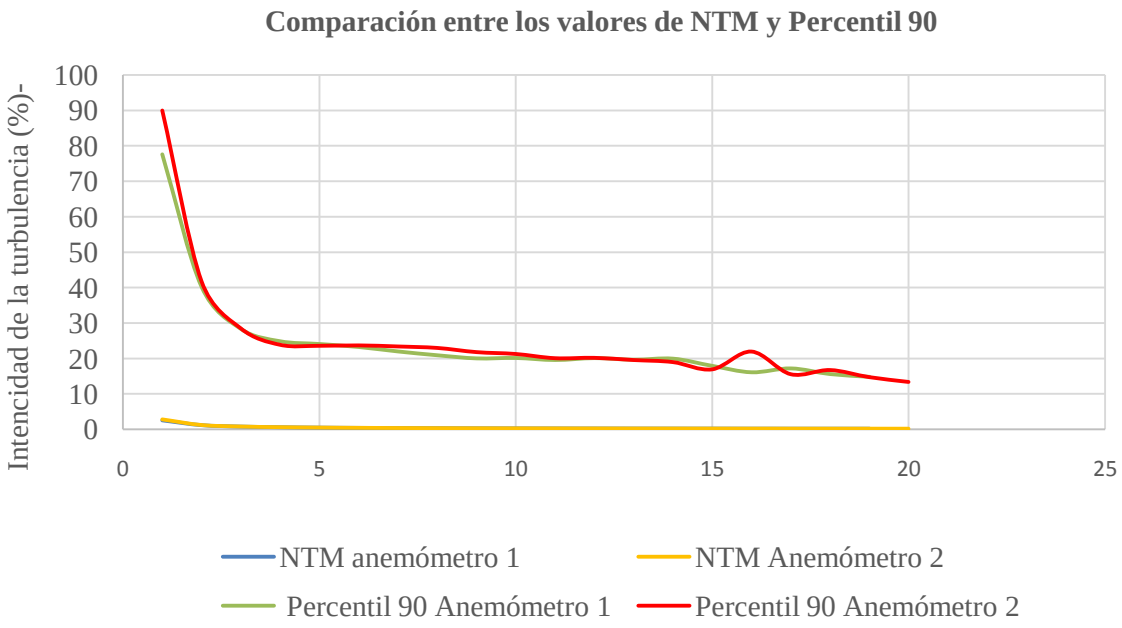


Figura 38 Comparación entre los valores de NTM y Percentil 90. Fuente: (elaboración propia).

En la Figura 38 se aprecia cuánto el Modelo de Turbulencia Normal (*NTM*) infravalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento y de la intensidad de la turbulencia en comparación con los valores de percentil 90 para ambos anemómetros, lo que confirma la necesidad de ajustar la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" a las condiciones urbanas, y en el mejor de los casos la redacción de una norma internacional que resuma el verdadero comportamiento del viento con las TGERU.

3.2 Caso de estudio Universidad Central Marta Abreu de Las Villas (UCLV), Cuba

La Universidad Central Marta Abreu de las Villas, en especial la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial (FIMI) como ya se mencionó en el Capítulo I se encuentra enfrascada en la instalación de un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento para caracterizar el viento específicamente en el punto más alto de la FIMI, ubicado a $22{,}4^0$ de latitud norte y $-79{,}9^0$ de longitud oeste, donde se encontraba el aerogenerador CEETA-Solar.

3.2.1 Selección del empalamiento, instalación de instrumentos y adquisición de datos.

La selección del emplazamiento se realizó, como se mencionó anteriormente, atendiendo a la ubicación del antiguo aerogenerador CEETA-Solar; y el CEETA se encuentra interesado en realizar un estudio del viento en ese lugar debido a que es la azotea más alta de la universidad proporcionando grandes ventajas para futuras tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU).

La Figura 39 muestra en SolidWorks 2016 cómo quedará instalado el sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento encima del Edificio de tecnologías.

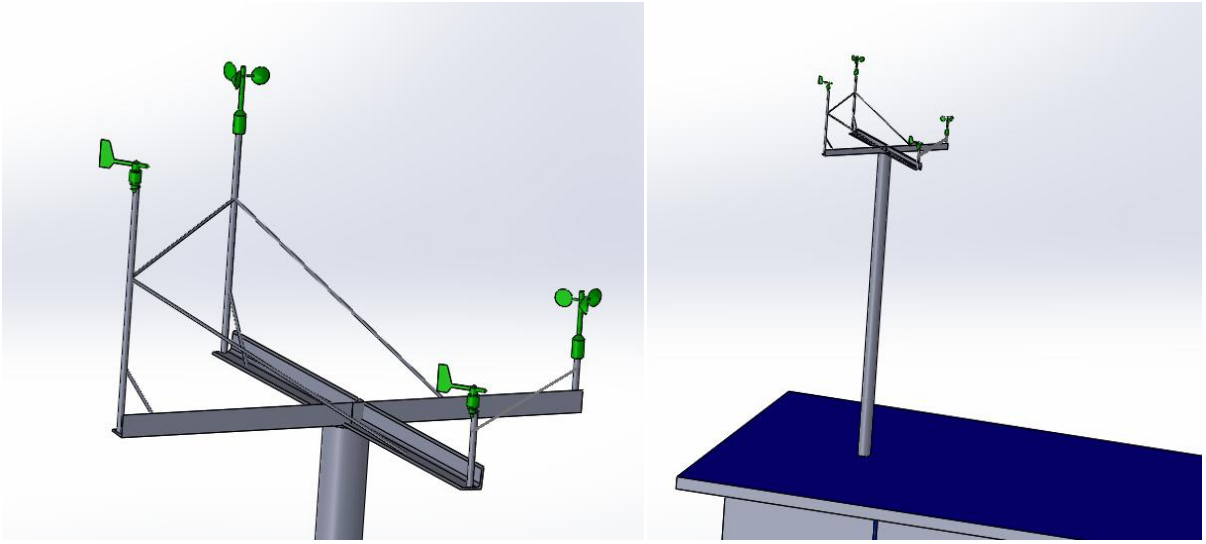
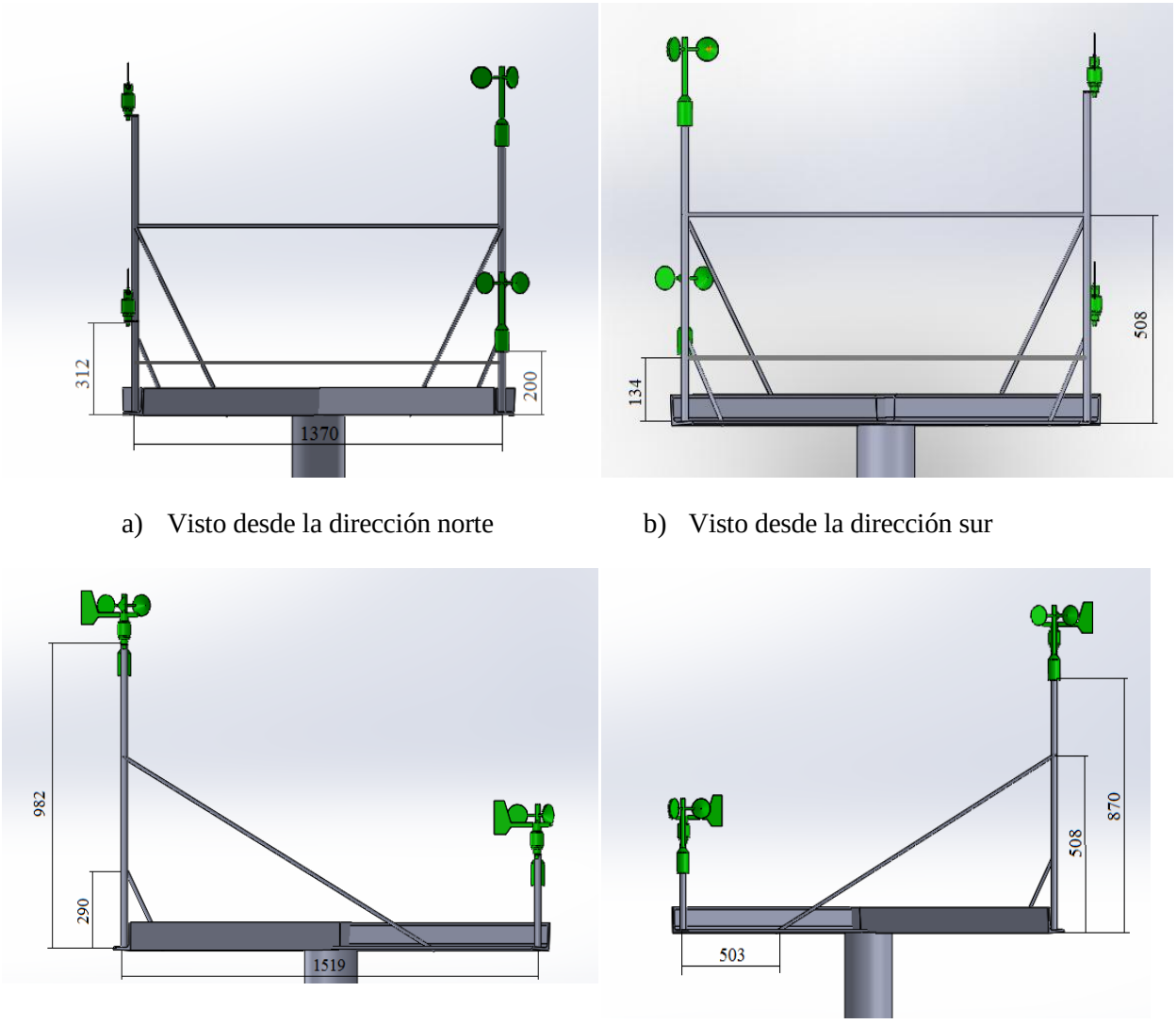


Figura 39 Sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento que se planea situar encima de la Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial de la UCLV. Fuente: (elaboración propia).

La Figura 40 muestra las dimensiones del soporte de los instrumentos. Una diferencia notable entre este soporte y los de Alberta en Canadá y el INTEC de República Dominicana es la separación entre los anemómetros y las veletas debido a que los equipos con que cuenta la UCLV son anemómetros de cazoleta que se acoplan a veletas de dirección mientras los instalados en INTEC y la Universidad de Alberta son anemómetros de hélice con veleta incluida. No obstante se mantuvieron aproximadamente la misma relación de distancia entre los sensores instalados.



a) Visto desde la dirección norte

b) Visto desde la dirección sur

c) Visto desde la dirección este

d) Visto desde la dirección oeste

Figura 40 Dimensiones del soporte de los instrumentos. (a) Fuente: (elaboración propia).

Para el diseño de dicho soporte fue necesario 4,06 m de perfil tipo 90^0 de 45 mm por ambas almas; 2,37 m de tubería de diámetro 25,40 mm; 0,82 m de tubería de diámetro 12,70 mm; 6,10 m de tubería de diámetro 6,40 mm. Los perfiles fueron utilizados en la base, los cuales fueron reforzados en la unión del centro mediante la soldadura de 4 secciones de 100 mm del mismo perfil para evitar las fallas a flexión; la tubería de 25,4 mm de diámetro fue consumido en las secciones verticales, las cuales fueron reforzadas con las de 12,70 mm y 6,40 de diámetro. También se utilizó dos planchas de 160 mm de ancho 200 mm de largo y 3 mm de grosor para la base de las veletas como muestra la Figura 39.

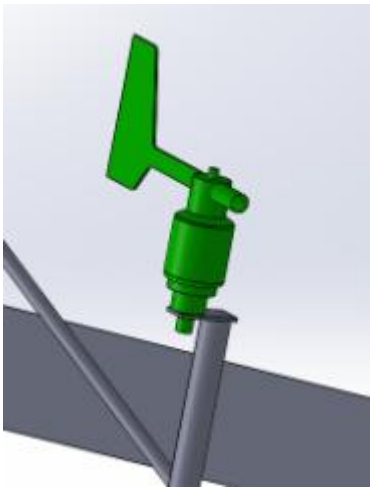


Figura 41 Soporte de las veletas. Fuente: (elaboración propia).

Para alimentar las baterías del data logger fue instalado en la base del sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento un panel solar ET-M53620 como se muestra en la Figura 42. Dicho panel no pudo ser instalado en la dirección sur como se recomienda instalar este tipo tecnologías en Cuba debido a la presencia del cabestrante utilizado para el levantar de la torre como se puede apreciar en la Figura 43. Se decidió colocar frente a la dirección este a 23^0 de inclinación para aprovechar el sol de por la mañana.

Figura 42 Sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento con el panel solar en la base visto desde la dirección norte. Fuente: (elaboración propia).

Figura 43 Cabestrante que impide la colocación del panel solar en la dirección sur. Fuente: (elaboración propia).

Conclusiones parciales

El estudio del viento en el Instituto Tecnológico de Santo Domingo (INTEC), República Dominicana para la futura instalación de tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) dio como principales resultados:

- ✓ En el caso del anemómetro 1 la dirección de donde con más fuerza vino el viento es la noreste con una velocidad media de 2,3 m/s, mientras el anemómetro 2 sufre un desplazamiento hacia el sureste y su velocidad media es de 2,5 m/s, para ambos anemómetros la dirección nornoroeste es la de mayor frecuencia de ocurrencia. Para ambos el factor de forma k de la curva de Weibull se encuentra muy próximo con el de la distribución de Rayleigh k=2 como plantea la Norma IEC 61 400-2 para las clases de aerogeneradores normalizados, la densidad de potencia media que se obtuvo en el lugar es pobre y el parámetro α se encuentra inferior a los 0,40 esperado para las área de la ciudad con edificios altos.
- ✓ La intensidad de la turbulencia dio como resultado moderada con tendencia a alta en correspondencia con un emplazamiento urbano estando los mayores índices de turbulencia entre los 0 y 1 m/s, lo que no es muy preocupante si se toma en cuenta que las velocidades más repetidas se encuentran entre 1 y 3 m/s.
- ✓ Se demostró que el *NTM* no se corresponde con los valores de percentil 90 de la intensidad de la turbulencia presente en el sitio, infravalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento lo que confirma la necesidad de ajustar la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" a las condiciones urbanas, y en el mejor de los casos la redacción de una norma internacional que resuma el verdadero comportamiento del viento con las TGERU.
- ✓ Se construyó en la UCLV un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento para continuar aumentando los datos disponibles con el fin de caracterizar el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las TGERU.

Conclusiones generales

- ✓ No se encontraron normas que relacionen el comportamiento del viento urbano con las TGERU. Solo la Norma IEC 61400-2 aborda la colocación de los pequeños aerogeneradores en zonas abiertas, no proporcionando parámetros suficientes de confiabilidad y niveles de seguridad para abordar la baja velocidad del viento y la elevada turbulencia producto de la rugosidad de los entornos construidos.
- ✓ Se conformó un procedimiento metodológico para caracterizar el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) a partir de la modificación de los propuestos en la literatura, haciendo énfasis en la evaluación de la intensidad de la turbulencia.
- ✓ La campaña de medición con dos anemómetros de veleta de diferentes alturas en INTEC permitió conocer que en el caso del anemómetro 1 la dirección de donde con más fuerza vino el viento es la noreste con una velocidad media de 2,3 m/s, mientras el anemómetro 2 sufre un desplazamiento hacia el sureste y su velocidad media es de 2,5 m/s, para ambos anemómetros la dirección nornoroeste es la de mayor frecuencia de ocurrencia. La curva de Weibull se encuentra muy próximo con el de la distribución de Rayleigh k=2 como plantea la Norma IEC 61 400-2 para las clases de aerogeneradores normalizados, la densidad de potencia media que se obtuvo en el lugar es pobre y el parámetro α se encuentra inferior a los 0,40 esperado para las áreas de la ciudad con edificios altos.
- ✓ La intensidad de la turbulencia dio como resultado moderada con tendencia a alta en correspondencia con un emplazamiento urbano estando los mayores índices de turbulencia entre los 0 y 1 m/s, lo que no es muy preocupante si se toma en cuenta que las velocidades más repetidas se encuentran entre 1 y 3 m/s.
- ✓ Se demostró que el *NTM* no se corresponde con los valores de percentil 90 de la intensidad de la turbulencia presente en el sitio, infravalora la magnitud y la proporción de los cambios de fluctuaciones del viento lo que confirma la necesidad de ajustar la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" a las condiciones urbanas, y en el mejor de los casos la redacción de una norma internacional que resuma el verdadero comportamiento del viento con las TGERU.
- ✓ Se construyó en la UCLV un sistema de monitoreo de la velocidad y la dirección del viento para continuar aumentando los datos disponibles con el fin de caracterizar el comportamiento del viento en entornos urbanos y su acción sobre las TGERU.

Recomendaciones

- ✓ Obtener el mapa topográfico del campus del INTEC y zonas aledañas si es posible, para determinar mediante el uso del software WAsP el atlas de viento característico de la zona de estudio, lo que incluiría extrapolación horizontal y vertical de la velocidad del viento.
- ✓ Utilizar los resultados obtenidos en el presente proyecto como parámetros de entrada para desarrollar simulaciones (CFD) y compararlas con las simulaciones anteriores.
- ✓ Continuar analizando los datos del INTEC y comenzar con el estudio de los de la UCLV para contar con una mayor cantidad de estudios del comportamiento del viento en entornos urbanos con el fin de llegar a su caracterización.
- ✓ Continuar estudiando el comportamiento del viento en entornos urbanos en especial la intensidad de la turbulencia para poder ajustar la Norma IEC 61400-2: 2006 "Requisitos de diseños para aerogeneradores pequeños" a las condiciones urbanas y redactar una norma que rija la instalación de las TGERU.

Bibliografía

(ICONTEC), I. C. D. N. T. Y. C. 2009. Norma Técnica NTC Colombiana 5725 Aerogeneradores. Requisitos de disño para aerogeneradores pequeños.

ABOHELA, I., HAMZA, N. & DUDEK, S. 2011. Efeect of roof shape on energy yield and positioning of roof mounted wind turbines. School of Architecture, Planning and Landscape Newcastle University.

AMADA, J. M. 2004. Curso de Energía Eólica. Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética, Universidad de Zaragoza.

BÁEZ, A. 2017. Caracterización del viento.

BARACALDO, H. E. 2017. Estudio de las características del viento y su influencia sobre tecnologías de energías renovables instaladas sobre las cubiertas de las edificaciones del Instituto Tecnológico de Santo Domingo mediante métodos CFD. Diploma, Universidad Central de Las Villas.

BURGOS, M. P. G., ALDANA, S. Á. & RODRÍGUEZ, D. J. P. 2015. Análisis del recurso energético eólico para la ciudad de Bogotá DC para los meses de diciembre y enero, Colombia.

BUSTAMANTE, C. 2015. La ciudad y el viento.

BUSTAMANTE, C., JANS, M. & HIGUERAS, E. 2014. El comportamiento del viento en la morfología urbana y su incidencia en el uso estancial del espacio público, Punta Arenas, Chile. REVISTA AUS 15/28-33/.

CABEZAS, J. F. 2016. Procedimiento para la caracterización del viento como recurso energético en entornos urbanos mediante herramientas de Mecánica de Fluidos Computacional. Universidad Central Marta Abreu de Las Villas.

CHÁVEZ, S. L. V. 2010. Diseño de un microaerogenerador de eje vertical. Ciudad Universitaria, México D.F.

ENRIQUES, L. A. G. 2015. Emplazamientos eólicos en la provincia de Chimborazo aplicando modelos matématicos.

EVANS, S. P., BRADNEY, D. R., URMEE, T. P., WHALE, J. & CLAUSEN, P. D. 2017. The suitability of the IEC 61400-2 wind model for small wind turbines operating in the built environment.

FARIÑAS, E. Y., FLECK, B., VALLEJO, D. & FERNÁNDEZ, A. B. 2018. Comportamiento del viento en la cubierta de edificios prismáticos y su acción sobre las tecnologías de generación de energía renovable urbana (TGERU) para la calibración de ensayos numéricos computacionales. Universidad Central de Las Villas, Cuba. Universidad de Alberta, Canadá. Instituto Tecnológico de Santo Domingo, República Dominicana.

FARIÑAS, E. Y. W., FLECK, B., CABEZA, J. E. F., BARACALDO, H. & FERNANDEZ, A. B. 2017. Propuesta preliminar para el estudio de la turbulencia del viento las cubiertas de las edificaciones.

GEURTS, C. P. W. & BENTUM, C. A. V. 2018. Wind loads on solar energy roofs. TNO Built Environment and Geosciences, Delft, the Netherlands.

GÓMEZ, G. A. A. 2016. Desarrollo de una metodología para obtener un atlas de viento de una microzona con datos disponibles de corto plazo en Tunja, Colombia., Universidad Libre – Sede Principal.

GWEC 2018. Global Wind Statistics 2017.

HERNÁNDEZ, J. F. H. 2018. Estudio de las características del viento turbulento en la azotea del edificio de Medicina del Instituto Tecnológico de Santo Domingo.

HOSSAIN, M. S. 2012. Investigating whether the turbulence model from existing small wind turbine standards is valid for rooftop sites Master, University of Murdoch.

HULSHORST, W. 2018. Manual Práctico de evaluaciónde una instalación de energíaeólica a pequeña escala.

IMSDRD 2018. El clima promedio en Santo Domingo República Dominicana.

JUANPERE, J. G. 2015. Diseño de una torre de medición de viento para auditoría de recurso eólico. Diploma. Universitat Rovira I Virgili.

MONTOYA, A. 2018. Guia matemática, estadística y percentíles.

MORALES, D. E. M. 2009. Evaluación del recurso eólico en Ciudad Universitaria. Diploma. Universidad Autónoma de México.

MORTENSEN, N. G. H., D. N. RATHMANN, O. S. & NIELSEN, M. 2011. Wind Atlas Analysis and Application Program: WAsP 10 Help Facility. Technical University of Denmark.

ORTIZ, E. Y. D. 2016. Medición y caracterización de la turbulencia atmosférica en Bogotá y su influencia en la dispersión de contaminantes., Universidad Nacional de Colombia.

RAFAEL, G. C., N.ISABEL, N. LEÓN, J. 2016. Proyecto de Investigación para la Implementación dePuestos de Medición de Vientos en la Traza Margen Derechade la Represa de Yacyretá. 5.

RODRÍGUES, I. L. 2017. Análisis comparativo entre el modelo dinámico y el modelo de la IEC para obtenerla curva de potencia de turbinas eólicas. Revista de Innovación Sistemática.

SERRANO, O. J. P., MORA, E. B. & SALAZAR, A. R. 2014. Simulación de la componente longitudinal del viento por representación espectral y el análisis dinámico en edificios de cortante.

TABRIZI , A. B., WHALE, J., LYONS , T., TANIA, U. & PEINKE, J. 2017. Modelling the structural loading of a small wind turbine at a highly turbulent site via modifications to the Kaimal turbulence spectra. Physics and Energy Studies, School of Engineering and Information Technology, Murdoch University, Perth, WA 6150, Australia. Environmental Science, School of Veterinary and Life Sciences, Murdoch University, Perth, WA 6150, Australia ForWinddCenter for Wind Energy Research, Institute of Physics, Carl von Ossietzky University of Oldenburg, Oldenburg, Germany.

TAULÉ, G. 2012. El viento en las ciudades.

TOJA, F., PERALTAC, C., LOPEZ-GARCIA, O., NAVARROA, J. & CRUZA, I. 2015. Effect of roof-mounted solar panels on the wind energy exploitation on high-rise buildings. Centra de Jnvestigadones Energeticas, Medioambientales y Tecnologicas (CIEMAT), Av. Complutense 40, 28040 Madrid, Spain Escuela Tecnica Superior de Ingenieros Aeronauticos. Universidad Politecnica de Madrid (UPM), Madrid, Spain Fraunhofer 1WES, Ammerlaender Heerstrasse 136, Oldenburg, Germany.

VALLEJO, A. 2018. Procedimiento para la caracterización del viento urbano como fuente energética en la ciudad de Santo Domingo. Maestría, Instituto Tecnológico de Santo Domingo.

VIDAL, R. H. 2014. Evaluación del recurso eólico. Universidad Tecnológica de Ciudad Juárez.

WANG, Q., WANG, J., HOU, Y., YUAN, R., LUO, K. & FAN, J. 2017. Micrositing of roof mounting wind turbine in urban environment: CFD simulations and lidar measurements. Renewable Energy.

WESTIN, J. 2011. Wind Actions on Flat-Roof-Mounted Photovoltaic Panels A Comparison of Design Guidelines. Avdelningen för Konstruktionsteknik Lunds Tekniska Högskola Lunds Universitet, 2011.

WHALE, J. & URMEE, T. 2018. Urban wind conditions and small wind turbines in the built environment. aSchool of Engineering and Information Technology, Murdoch University, Perth 6150, WA, Australia.

WHALE, J., URMEE, T., PEINKE, P. & WÄCHTE, M. 2018. A comparative analysis of built environment and open terrain wind data by higher order statistics and performance evaluation of 5 kW HAWT using FAST.

Anexos

1 Ficha técnica del anemómetro Ammonit 4.3351.10.000

Ammonit

Thies Anemometer First Class Advanced — **S11100 / S11100H** (P6101 / P6101H)

Accredited according to: IEC 61400-12-1 (2005-12), CLASS A 0.9, B 3.0 & S 0.5
MEASNET, ISO 17713-1, CLASSCUP

Classification:
IEC 61400-12-1 (2005-12)

Class A	Classification Index A 0.9
Class B	Classification Index B 3.0
Class S	Classification Index S 0.5

Linearity (MEASNET):
r > 0.999 99 (4...20 m/s)

Optically Scanned Cup Anemometer

The anemometer Thies First Class Advanced gives outstanding performance. It is the only anemometer on the market that complies with all the requirements of IEC 61400-12-1 (2005-12), Class S 0.5.

Its performance ratings have even improved on the previous Thies First Class anemometer, which was rated the best of its kind according to the CLASSCUP / ACCUWIND Study, (Risø-R-1563-EN, Table 4-4).

This anemometer gives optimal dynamic performance with the following characteristics:

- High accuracy
- Minimal deviation from cosine line
- Excellent behaviour to turbulences
- Minimum overspeeding
- Small distance constant
- Low start up value
- Low power consumption
- Digital output

Measurement of power curves and site assessment reports are the main tasks for this instrument. The patented design is the result of long testing in the wind tunnel.

The sensor is designed for measuring the horizontal component of wind velocity in the fields of meteorology, climate measuring technology, site assessment, and the measurement of capacity characteristics of wind power systems (power curves).

For winter operation this instrument is equipped with electronically regulated heating to guarantee smooth running of the ball bearings and prevent the shaft and slot from ice build up.

Comparison of Performance of Anemometers

Cup Anemometer	Class A	Class B	
NRG max 40	2.4	7.7	Information as stated according to CLASSCUP & ACCUWIND Study (Table 4-4 horizontal wsp definition Risø R-1563-EN)
Risø P2546	1.9	8.0	
Vaisala WAA151	1.7	11.1	
Vector L100	1.8	4.5	
Thies First Class	1.5	2.9	
Thies First Class Advanced	0.9	3.0	IEC 61400-12-1 (2005-12) according to Deutsche WindGuard

© Copyright Ammonit 2011, 2012

Ammonit Measurement GmbH
Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin, Germany
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com
measuring wind power
www.ammonit.com

Specification

Characteristics		
Physical functionality	Optically scanned cup anemometer	
Delivered signal	Frequency output (pulse)	
Accuracy		
Accuracy	0.3...50 m/s	1% of meas. value or < 0.2 m/s
Linearity	Correlation factor r between frequency and wind speed y = 0.0462* f + 0.21 typical r > 0.999 99 (4...20 m/s)	
Starting velocity	< 0.3 m/s	
Resolution	0.05 m wind run	
Distance constant	< 3 m (acc. to ASTM D 5096 - 96)	3 m acc. to ISO 17713-1
Turbulent flow	Deviation Δv turbulent compared with stationary horizontal flow -0.5 % < Δv < +2 % Frequency < 2 Hz	
Inclined flow - mean deviation from cosinus line - Turbulence effect	 < 0.1 % (in range of ±20°) < 1 % (in the range up to 30% turbulence intensity)	
Wind load	Approx. 100 N @ 75 m/s	
Operating range		
Measuring range	0.3...75 m/s	
Survival speed	80 m/s (mind. 30 min)	
Permissible ambient conditions	-50...+80 °C, all occuring situations of relative humidity	
Electrical data		
Output signal	Form rectangle, 1082 Hz @ 50 m/s, supply voltage max. 15 V	
Electrical supply for optoelec. scanning	Voltage:	3.3...42 VDC (galvanic isolation from housing)
	Current:	0.3 mA @ 3.3 V (w/o external load) < 0.5 mA @ 5 V (w/o external load)
Electrical supply for heating*	Voltage:	24 V AC/DC (galvanic isolation from housing)
	Idling Voltage:	max. 30 V AC, max. 42 VDC
	Power Consumption:	25 W
General		
Connection	8-pole plug-connection for shielded cable in the shaft	
Mounting	on mast tube R1"	
Dimensions	290 x 240 mm	
Fixing boring	35 x 25 mm	
Weight	approx. 0.5 kg	
Finishes - housing	Anodised Aluminiun	
Fineshes - cup star	Carbon-fibre-reinforced plastic	
Protection	IP 55 (DIN 40050)	
Patented	EP 1398637	
EMC	EN 61000-6-2:2001 (immunity)	
	EN 55022:2001, Class B (interfering transmission)	
Manufacturer	Thies 4.3351.10.000 (without heating) / 4.3351.00.000 (with heating)	

* applies only for S11100H (P6101H)

Ammonit
Measurement GmbH

Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin, Germany
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com

measuring wind power
www.ammonit.com

Cable Connection

Characteristics curve / Calibration
Wind speed Y is determined by the linear function of the frequency output f:

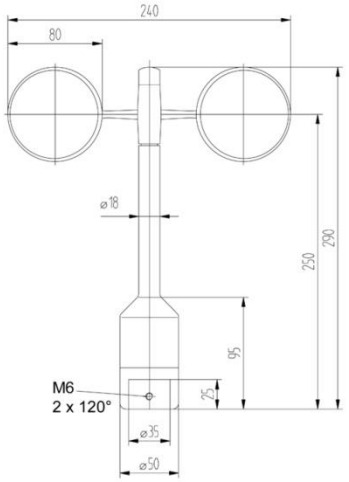
Y = a* f + b

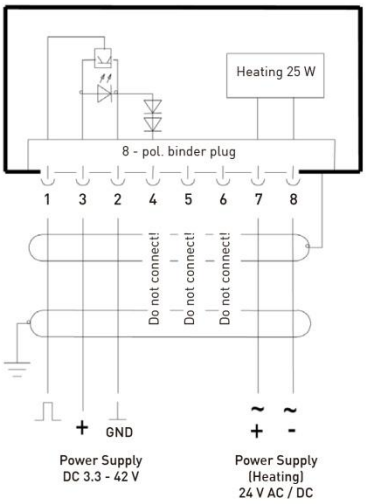
Y = corrected values (m/s)
a = slope (m)
f = row data (1/s)
b = Offset (m/s)

Manufacturers instructions:
Slope = 0.046 m
Offset = 0.21 m/s

For wind assessment campaigns it is required to perform an individual MEASNET calibration of each ane-mometer in a wind tunnel test to achieve an opti-mum accuracy and precision. After calibration please use the values for slope and offset according to the calibration protocol.

Dimensional Drawing





Sensor Connection

Sensor	Plug Pin No.	Ammonit Cable Wire Colour	Meteo-40 Counter	Supply Sensor
Wind speed Pulse output	1	white	CNT	
Supply	3	red		12V
Ground	2	black		Main Ground
Heating	7	orange, orange		24V AC/DC
	8	violet, violet		

Connect the shield logger-sided to Ground (GND)

Cable type without heating: LiYCY 3 x 0.25mm²
Cable type with heating wires: LiYCY 7 x 0.25mm²

Ammonit
Measurement GmbH

Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin, Germany
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com

measuring wind power
www.ammonit.com

Abstract: Summary of Cup Anemometer Classification

According to IEC 61400-12-1 [2005-12] Classification Scheme

Reference:
Deutsche WindGuard Wind Tunnel Services GmbH AK 08 1662.01
Measuring period: 09.2007 - 05.2008
Test site: Varel
Wind Tunnel: Deutsche WindGuard GmbH, Varel

Off Axis Response

According to:

WindGuard Calibration Procedure 04/2008

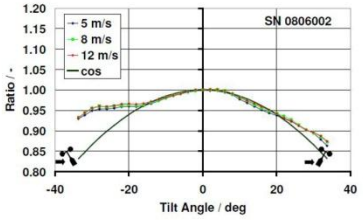
IEC 61400-12-1
Wind Turbine Power Performance Testing 2005-12

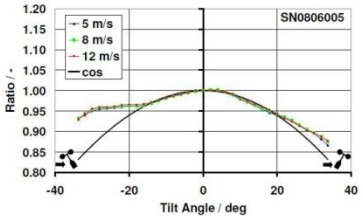
ISO 17713-1
Wind tunnel test methods for rotating anemometer performance 2007-05

Result:

Figures sowing the of axis response of Thies First Class for tunnel speed of 5 m/s, 8 m/s and 12 m/s.
Average deviation of cosine response 0.1 percent in the range of ±16 degree.

Uncertainty in angle measurement: 0.2 deg
Uncertainty in zero tilt angle < 0.1 deg
Uncertainty due to wind tunnel < 0.1 m/s





Class A Classification

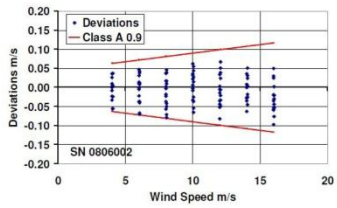
According to:

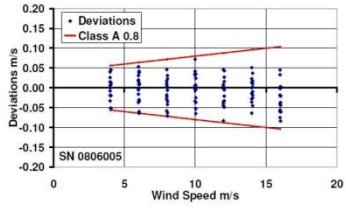
IEC 61400-12-1
Wind Turbine Power Performance Testing 2005-12

ACCUWIND - Method for Classification of Cup Anemometers Risø-P-1555

Influence parameter range:

Wind speed range:	V = 4m/s - 16m/s
Turbulence intensity range:	0.003 - 0.12+0.48/V
Turbulence structure:	1.0/0.8/0.5
Air temperature:	0°C - +40°C
Air density:	0.8 - 1.3kg/m³
Flow angle:	-3 deg - 3 deg
Wind simulation:	Kaimal wind spectrum with longitudinal turbulence length scale of 350m





Result:

Figures showing the calculated total measurement error of the Thies First Class aAdvanced anemometer taking into account all influencing parameters. Negative sign: underestimation of wind speed.

Classification Index: **A 0.9**

Source: Summary of Cup Anemometer Classification, Adolf Thies GmbH & Co.KG, Deutsche WindGuard GmbH, Varel, 2008.

Ammonit Measurement GmbH
Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin, Germany
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com
measuring wind power
www.ammonit.com

2 Ficha técnica de la veleta Ammonit 4.3129.10.712

THE WORLD OF WEATHER DATA - THE WORLD OF WEATHER DATA - THE WORLD

Thies CLIMA

Instruction for Use

021434/05/09

Wind Direction Transmitter - compact

- with Poti– Output -

4.3129.xx.712

ADOLF THIES GmbH & Co. KG

Hauptstraße 76 37083 Göttingen Germany
Box 3536 + 3541 37025 Göttingen
Phone +49 551 79001-0 Fax +49 551 79001-65
www.thiesclima.com info@thiesclima.com

Contents

1 Models available 4

2 Application 4

3 Construction and Mode of Operation 4

4 Recommendation Side Selection / Standard Installation 4

5 Installation 5

5.1 Mechanical Mounting 5

5.2 Electrical Mounting 6

5.3 Plug Mounting 7

6 Maintenance 7

7 Connecting Diagrams 8

8 Technical Data 9

9 Dimensional Drawing 10

10 Accessories 11

11 EC-Declaration of Conformity 12

Safety Instructions

- Before operating with or at the device/product, read through the operating instructions.
  This manual contains instructions which should be followed on mounting, start-up, and operation.
  A non-observance might cause:
  - failure of important functions
  - Endangering of persons by electrical or mechanical effect
  - Damage to objects
- Mounting, electrical connection and wiring of the device/product must be carried out only by a qualified technician who is familiar with and observes the engineering regulations, provisions and standards applicable in each case.
- Repairs and maintenance may only be carried out by trained staff or **Adolf Thies GmbH & Co. KG**. Only components and spare parts supplied and/or recommended by **Adolf Thies GmbH & Co. KG** should be used for repairs.
- Electrical devices/products must be mounted and wired only in voltage-free state.
- **Adolf Thies GmbH & Co KG** guarantees proper functioning of the device/products provided that no modifications have been made to the mechanics, electronics or software, and that the following points are observed:
- All information, warnings and instructions for use included in these operating instructions must be taken into account and observed as this is essential to ensure trouble-free operation and a safe condition of the measuring system / device / product.
- The device / product is designed for a specific application as described in these operating instructions.
- The device / product should be operated with the accessories and consumables supplied and/or recommended by **Adolf Thies GmbH & Co KG** .
- Recommendation: As it is possible that each measuring system / device / product under certain conditions, and in rare cases, may also output erroneous measuring values, it is recommended using redundant systems with plausibility checks with **security-relevant applications**.

Environment

- As a longstanding manufacturer of sensors Adolf Thies GmbH & Co KG is committed to the objectives of environmental protection and is therefore willing to take back all supplied products governed by the provisions of "*ElektroG*" (German Electrical and Electronic Equipment Act) and to perform environmentally compatible disposal and recycling. We are prepared to take back all Thies products concerned free of charge if returned to Thies by our customers carriage-paid.

- Make sure you retain packaging for storage or transport of products. Should packaging however no longer be required, arrange for recycling as the packaging materials are designed to be recycled.

Documentation

- © Copyright **Adolf Thies GmbH & Co KG**, Göttingen / Germany
- Although this operating instruction has been drawn up with due care, **Adolf Thies GmbH & Co KG** can accept no liability whatsoever for any technical and typographical errors or omissions in this document that might remain.
- We can accept no liability whatsoever for any losses arising from the information contained in this document.
- Subject to modification in terms of content.
- The device / product should not be passed on without the/these operating instructions.

1 Models available

Order-No.	Meas. range	Electr. Output	Operating Voltage Potentiometer	Heating	Connection
4.3129.00.712	0...360°	Potentiometer: 2 kΩ	0…24 V DC	24V, 20W	7 pol. plug
4.3129.04.712	0...360°	Potentiometer: 2 kΩ	0…24 V DC	24V, 20W	7 pol. plug
4.3129.10.712	0...360°	Potentiometer: 2 kΩ	0…24 V DC	w/o heating	7 pol. plug

2 Application

The wind direction transmitter is designed for the acquisition of the horizontal wind direction. The measuring value is output proportionally to wind direction as analogue voltage in case the potentiometer is supplied by a constant voltage. The measuring data available are ideally adapted to the supply in display instruments, recording instruments, datalogger, as well as process control systems.

For winter time use the instrument is optionally equipped with an electronically regulated heating, in order to guarantee a smooth-running of the ball bearing, and to prevent a blocking of the gap between the external rotation parts by ice aggregation.

Power for the heating system could be provided for instance by our Power Supply Unit, Order No. 9.3388.00.000

3 Construction and Mode of Operation

The outer parts of the instrument are made of corrosion-resistant material (aluminum, stainless steel, plastic). The aluminum parts are additionally protected by means of an anodic coat. Labyrinth sealing protects sensitive parts inside the instrument against humidity.

The wind direction is acquired by an inertia-free wind vane. The axis of the wind vane is held in ball bearings. A magnetic coupling connects the axis with the potentiometer in contact-free mode, thus providing for a smooth starting of the instrument.

4 Recommendation Side Selection / Standard Installation

In general wind measurement instruments should be able to detect the wind conditions of a large area. In order to obtain comparable values when determining the surface wind, measurements should be taken at a height of 10 meters over an even unobstructed area. An unobstructed area means that the distance between the wind transmitter and an obstacle should be at least 10 times the height of the obstacle (s. VDI 3786). If it is not possible to fulfil this condition, then the wind transmitter should be set up a height where local obstacles do not influence the measured values to any significant extent (approx. 6-10 m above the obstacle).

The wind transmitter should be set up in the centre of flat roofs and not on the roof side in order to avoid bias in the direction (privileged directions).

5 Installation

Attention:

Storing, mounting and operation under weather conditions is permissible only in vertical position, as otherwise water can get into the instrument.

Remark:

When using fastening adapters (angle, traverses, hangers etc.) please take a possible effect by turbulences in their slipstream into consideration.

5.1 Mechanical Mounting

The mounting of the transmitter could be done for example at a support with a boring of PG 21 or on hangers with a boring of 29 mm ∅.

Tools:

Hexagonal wrench SW36

Procedure:

1. Push cable/ plug connector of the wind direction transmitter through the bore hole of the mast, tube, arm etc.
2. Put wind direction transmitter on mast, tube, arm etc.
3. Align the wind direction transmitter "northwards" **(procedure see chapter 5.1.1)**.
4. Safeguard the wind direction transmitter by two hexagonal nuts (PG21, SW 36).

   Caution: ***The Hexagon nuts must be tightened to 6 Nm.***

Remark:
The support is not included in delivery.

5.1.1 North Alignment

For the precise determination of the wind direction the wind direction transmitter must be aligned **northwards** (geographical north).

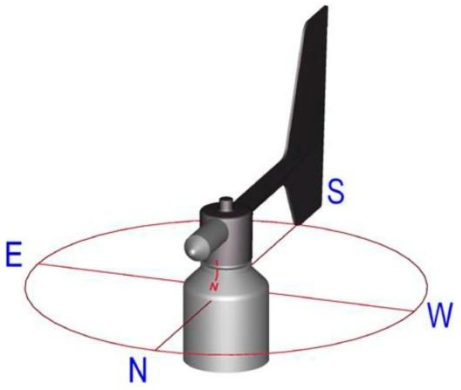
Tools:

Hexagonal wrench SW36

Procedure:

1. Rotate north marking (**N**) at the housing and wind vane axially one above the other, acc. to figure.
2. Determine a prominent spot in the surrounding area (tree, building etc.) in northward direction, by means of a compass.
3. Locate the prominent spot over wind vane and balance weight of the wind direction transmitter.
4. Align wind direction transmitter.
   The north marking must indicate the *geographical north*.
5. In case of conformity, safeguard the wind direction transmitter by two hexagonal nuts (PG21, SW 36).

Caution: The Hexagon nuts must be tightened to 6 Nm.



Remark:

If the north alignment is carried out by compass, please consider the local declination (= deviation of direction of the magnetic needle from the true north), and local magnetic interferences (e.g. hardware, electric cable).

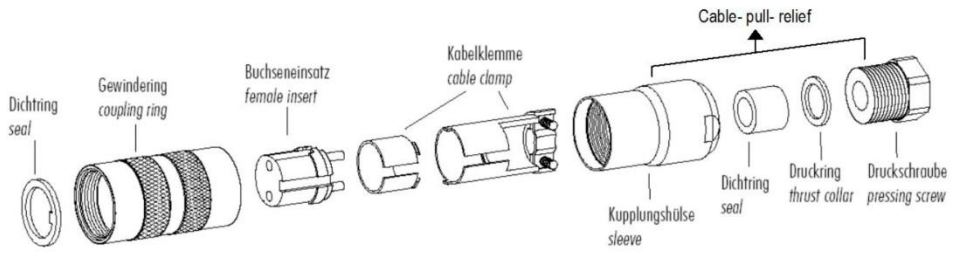
When aligning the wind direction transmitter on a moving object (e.g. vehicle, wind wheel, ship etc.) please consider that the “north point” to be determined, might possibly be located on the object.

5.2 Electrical Mounting

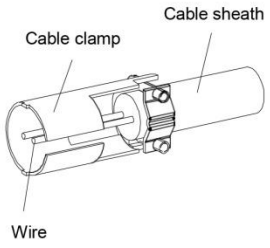
For electrical connection please refer to the connecting diagram.

5.3 Plug Mounting

Coupling socket, Typ:Binder, Serial 423, EMC with cable clamp
Cable connection: without cable shield



1. Stringing parts on cable acc. to plan given above.
2. Stripping cable sheath 20 mm
3. Cutting uncovered shield 20 mm
4. Stripping wire 5mm.
5. Soldering wire to the insert
6. Positioning shield in cable clamp.
7. Screwing-on cable clamp.
8. Assembling remaining parts acc. to upper plan.
9. Tightening pull-relief of cable by screw-wrench (SW16 und 17).



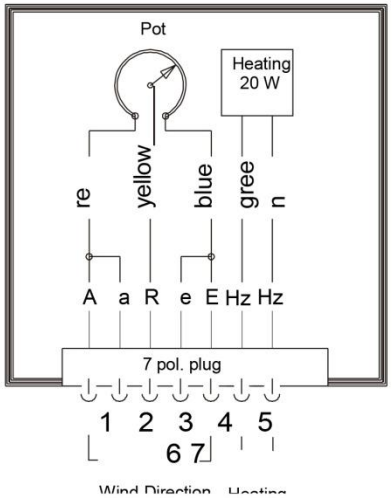
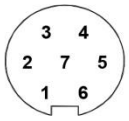
6 Maintenance

After proper mounting the instrument works maintenance free.

Heavy pollution can clog up the slit between the rotating and the stationary parts of the wind transmitter. This slit must be kept clean.

7 Connecting Diagrams

Attention:
When the wind vane rotates over the north point (0 / 360°) the potentiometer slider connects beginning and end of the potentiometer. Therefore, the supply voltage of the potentiometer must show a current limitation of max. 1 mA. When using power supply units temporary current peaks with the power control might lead to damages. Therefore, an additional protective resistance Is strongly recommended.

Order – No.		View on the soldered joint of the counter plug
4.3129.00.712 4.3129.04.712 4.3129.10.712*		
*Order-no. 4.3129.**10**.xxx (w/o heating) PIN 6 and 7 are not connected		

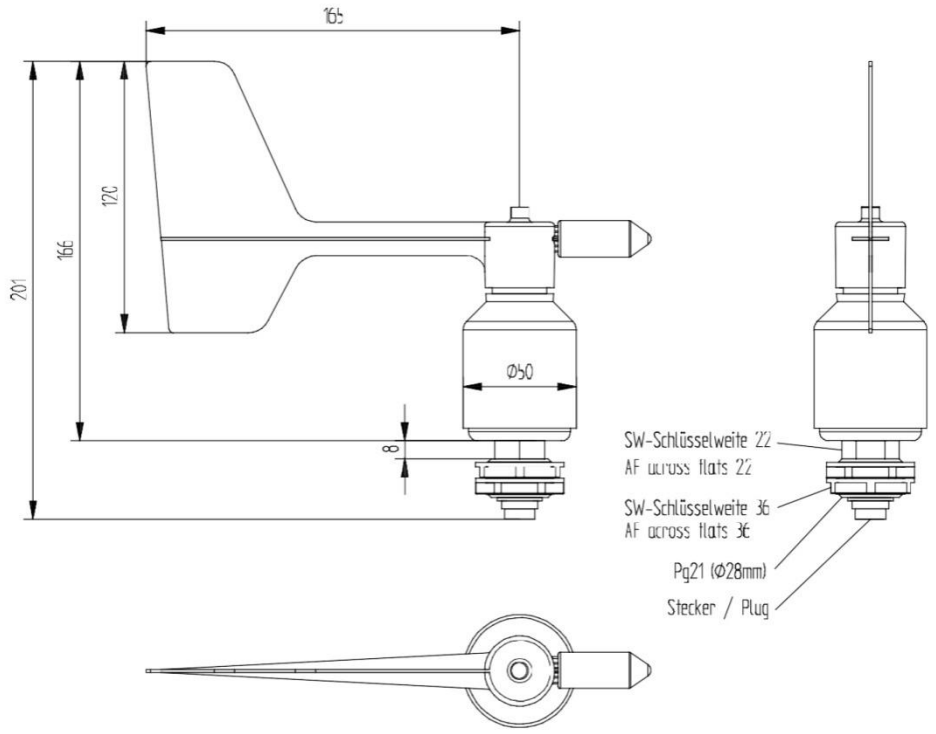
Order – No,	Contact	Name	Function
4.3129.00.712 4.3129.04.712 4.3129.10.712*	1	A (AGND)	Sense (-)
	2	a (GND)	Supply voltage (-)
	3	R (SIG)	Meas. signal (potent. slider)
	4	e (+Us)	Supply voltage (+) 0 ...24 V DC
	5	E (Sense)	Sense (+)
	6	HZG	Heating supply: Voltage: 24 V AC/DC Power: 20 W
	7		
** Order-no. 4.3129.**10**.xxx (w/o heating) PIN 6 and 7 are not connected			

8 Technical Data

Meas. range	0 ... 360° (0 Ohm in the North point)
Resolution	0,5°
Starting Threshold	≤ 1 m/s acc. to ASTM Standards D 5366-96 ≤ 0.4m/s acc. to VDI Directive 3786 Part 2
Delay Distance	< 2.5 m acc. to ASTM Standards D 5366-96
Accuracy	± 2°
Measuring principle	Potentiometer
Potentiometer output	2 KOhm
Electrical supply for potentiometer	Voltage U_s : 0V DC ... 24 V DC, **The supply must guarantee a current limiting to max. 1 mA – short cut at the North point!**
Operating voltage heating	24 V DC/AC, max. 20 W
Ambient temperature *	-40°C ... 70°C
Survival speed	maximally 80 m/s, 30 minutes
Connection	7 pol. Stecker
Dimensions	see dimensional drawing
Montage	For ex. onto a mast tube with receptacle thread PG 21 or boring ∅ 29 mm
Protection	IP 55
Weight	ca. 1,10 kg
Material Housing Vane Bottom	 Aluminium (AlMgSi1) Synthetic with fibre glass (PC-GF10) Synthetic (POM H2320)

* The ambient temperature, stated for wind direction transmitters without heating, is possible only in ice-free condition.

9 Dimensional Drawing



10 Accessories

The following accessories are available for the wind direction transmitter:

Traverse For mounting the wind speed transmitter and wind direction transmitter *compact* jointly onto a mast.	4.3171.30.000 4.3171.31.000	Clamping range: Ø 48 ... 102 mm Clamping range: Ø 116 ... 200 mm Sensor distance: 0,8 m Material: Aluminum

Traverse, short For mounting the wind direction transmitter *compact* onto a mast.	4.3171.40.000 4.3171.41.000	Clamping range: Ø 48 ... 102 mm Clamping range: Ø 116 ... 200 mm Length: 0,4 m Material: Aluminum

Lightning rod For mounting the a.m. traverses	506351	Length: 0,56 m Material: stainless steel

Please contact us for other accessories such as cables, power supply units, masts, as well as for additional mast- or system-constructions.

11 EC-Declaration of Conformity

Document-No.: **001225** Month: 06 Year: 09

Manufacturer: **A D O L F T H I E S G m b H & C o. K G**

Hauptstr. 76
D-37083 Göttingen
Tel.: (0551) 79001-0
Fax: (0551) 79001-65
email: Info@ThiesClima.com

Description of Product: **Wind Direction Transmitter compact**

Article No.	**4.3129.00.012A**	**4.3129.00.712**	**4.3129.04.712**	**4.3129.10.009**
	4.3129.10.012A	**4.3129.10.712**		

specified technical data in the document: **021070/05/09; 021126/06/09; 021213/05/09**

The indicated products correspond to the essential requirement of the following European Directives and Regulations:

2004/108/EC	DIRECTIVE 2004/108/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility and repealing Directive 89/336/EEC
2006/95/EC	DIRECTIVE 2006/95/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 12 December 2006 on the harmonisation of the laws of Member States relating to electrical equipment designed for use within certain voltage limits
552/2004/EC	Regulation (EC) No 552/2004 of the European Parliament and the Council of 10 March 2004 on the interoperability of the European Air Traffic Management network (the interoperability Regulation)

The indicated products comply with the regulations of the directives. This is proved by the compliance with the following standards:

Reference number	Specification
IEC 61000-6-2: 2005	Electromagnetic compatibility Immunity for industrial environment
IEC 61000-6-3: 2006	Electromagnetic compatibility Emission standard for residential, commercial and light industrial environments
IEC 61010-1: 2001	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use. Part 1: General requirements

Place: Göttingen

Date: 02.06.2009

Legally binding signature:

.....

Wolfgang Behrens, General Manager

issuer:

.....

Joachim Beinhorn, Development Manager

This declaration certificates the compliance with the mentioned directives, however does not include any warranty of characteristics.
Please pay attention to the security advises of the provided instructions for use.

3 Ficha técnica del data logger Ammonit 32

Ammonit

Data Logger Meteo-32X

Order-No: P 2520.3

- **18 Channel data logger for Meteorological Applications**
- **Detailed statistics & measurement data set**
- **Minimal power consumption**
- **Weathers extreme weather conditions**
- **Serial port for PC/Laptop, Telephone, GSM**

Recording measurements

The **METEO-32X** is a data logger specially developed for meteorological data logging. It registers all relevant data for a detailed weather observation: wind speeds (at three heights), wind direction (at two hights), air temperature, and humidity, atmospheric pressure, global radiation, rain and some extended channels at your disposal.

The Data logger collects the data at selected intervals. A variety of evaluation functions are available, and the memory capacity allows unsupervised automatic operation over a period of months or even years. Measurement datasets are available as text files so that standard programs can be used for the evaluation (such as MS Excel).

The Data Logger is also able to calculate additional statistics in a form suitable for basic energy calculations. This speeds up the evaluation process, and energy estimates can be made using the "ALWIN" software program (available as freeware).

Data interface

The AMMONIT data logger has a serial RS232 interface, and we supply CALLaLOG software (Windows 9x++). This makes it easy to program the data logger, and data can also be transferred automatically.

The logger can be fitted with a standard or GSM modem. The GSM-system offers the ideal solution if no telephone line is accessible, and the SMS function means it is easy to monitor the system by mobile phone.

Power supply

The data logger is powered by two Alkaline Battries (9V 6LR61 - PP3). They can be replaced by Lithium batteries. It can also be linked up to an external power source, and this may be necessary for some sensors. A small photovoltaic system is available as an accessory, which is sufficient to operate the entire measurement set-up including the sensors and GSM-system.

Sensors

Low-energy, high-precision sensors are available for the system. There are many different types of anemometer, and we recommend comparing the technical specifications carefully before making a final choice. For energy predictions, you should have the chosen anemometer calibrated individually.

Installation and maintenance

All AMMONIT data loggers are designed for permanent automatic operation in exposed positions. If the system is provided with a remote monitoring facility and the small solar system as power supply then the only maintenance that is necessary is an occasional check that the sensors are working properly.

It is crucial that the system is installed with care. Even though the logger is weatherproof, it is advisable to install it in a metal cabinet with a lock and a good earth connection, as additional protection against freak weather conditions and also against theft and vandalism. Ammonit offers a variety of suitable cabinets. All accessories are also available separately for self-installation.

It is important to make sure that all sensor cables are attached securely to the mast. If the cables become damaged then moisture might find its way into the cabinet or into the logger itself.

Ammonit
Measurement GmbH
Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com
measuring wind power
www.ammonit.com

Ammonit

Specification Meteo-32X:

Input channels		3 x Wind speed 2 x Wind direction 1 x rel. air humidity 1 x Air temperature 1 x Air pressure 1 x Global radiation 1 x Rain 2 x 16-bit-counter 4 x 12-bit-ADC 2 x Status
Housing	- protection - dimensions - weight - connectors	IP65, connectors IP67 120 x 200 x 75mm approx. 1,2 kg (incl. batteries) screwed miniature round-socket, Binder series 723
Power Supply	- operation - external - current	2 Alkaline-Batteries (9V E-Block - 6LR61 - PP3) can be replaced by Lithium batteries input 12 V_{DC} 10...24 Volt (connector supplied) approx.: 0,5 mA (between the measurements), 45 mA (Meas. Operation)
Temperature	- operation - Display readable	- 40 … + 85 °C - 10 … + 50 °C
Memory		4000 kByte non-volatile memory (EEPROM) recorded app. 2.000.000 values
Clock	Backup-Battery	Buffered real time clock, accuracy -30°C ... +60°C: < 5 ppm 3V Lithium Button Cells CR2032, approx. 180...230mAh
Digital out		Open-Drain, 12 ... 24VDC, ca. 20 mA
Data output		Display, 2 x 16 character double spaced serial RS232, RS485, 38400 bps, 8E1
Series meas.	- Scan interval - Log interval - Configuration - Functions	1 .. 60 seconds 1 .. 9999 scan intervals Shift register, subdivided in daily data blocks Average, maximum, minimum, standard deviation
Statistics	- Scan interval - Log interval - Configuration - Evaluation	1 minute Monthly according to real time calendar Shift register, subdivided in 4 statistic blocks 29 classes à 1 m/s wind speed distribution (2 heights) sectors wind rose with unique distributions (anemometer 1)
Included in delivery		User's manual, Batteries, drying agent, PC-cable, 3-pol. Stecker (ext. supply), Software CALLaLOG02.
Recommended sensors - Wind speed - Wind direction - Temperature - Temperature/humidity - Air pressure - Rain		P6100H, P6121H, P6140H, P6150H, P6181 P6200H, P6220H, P6245H P6311 P6312 P6330.2, P6331.2 P6360H, P6363H
Fitting accessories - Steel cabinets / options		P9106.2, P8150M.63, P8270M

Ammonit Measurement GmbH
Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com
measuring wind power
www.ammonit.com

Communication Systems:

Requirements for each hardware

Hardware	Interface	Logger Online	SMS	Email	Ammonit-Website
PC-Cable	USB, COM	x			
GSM Modem TC35	GSM-Network	x	x		
GSM/GPRS TC63	GSM/GPRS-Network	x	x	x	x
Satellite-Modem	Satellite-Connection	x			
COM-Transfer	LAN-Network (TCP/IP)	x			
Bluetooth	USB, COM	x			
Cable to SCADA-System of WEA Manufacturers	RS 485 Interface with data logger	x			

Data transfer - Options

Type of connection	Logger configuration	Modem settings	Switch	Collection of Info & Warnings	Access of stored data
Logger Online	x	x	x	x	x
Txt- Message		x	x	x	
Email				x	x

Overview of Channels		**WICOM-32**	**METEO-32**	**METEO-32X**
Anemometers (*1)	16-bit Counters	3	4 (*1)	6 (*1)
Wind Vanes (*2, *3 + *4)	12-bit ADC	2	2 (*4)	2 (*2 +*3+*4)
Thermometer (*3)	12-bit ADC		1	1 (*3)
Hygrometer (*3)	12-bit ADC		1	1 (*3)
Barometer (*3)	12-bit ADC		1	1 (*3)
Pyranometer (*4)	12-bit ADC		1 (*4)	1 (*3+*4)
Precipitation (*1)	16-bit Counter		(*1)	(*1)
12-bit ADC (*3)	12-bit ADC			4 (*3)
Status (0 or 1)				2
Total number of channels		**5 channels**	**10 channels**	**18 channels**

*1) A precipitation sensor can be connected instead of a 4th anemometer (Meteo-32) and 6th anemometer (Meteo-32X).
*2) Up to 7 wind vanes can be connected, refer to (*3) & (*4)
*3) 4 additional analogue sensors can be connected: wind vanes, thermometer, hygrometer, barometer ultra-sonic, pyranometer, propeller anemometer.
*4) A 3rd wind vane could be connected, instead of a pyranometer

Ammonit Measurement GmbH
Wrangelstrasse 100, D-10997 Berlin
T: +49 30 6003188-0, E: info@ammonit.com
measuring wind power
www.ammonit.com