

*Universidad de Matanzas  
Sede “Camilo Cienfuegos”  
Departamento Ingeniería Mecánica  
Facultad de Ciencias Técnicas*



**ESTUDIO PARA EL DESARROLLO DE INSTALACIÓN DE AEROGENERADORES  
DE ÁLABES TOROIDALES SOBRE EL EDIFICIO CATORCE PLANTAS DE LA  
CIUDAD DE MATANZAS**

**Trabajo de Diploma en Ingeniería Mecánica**

**Autor: Alesmel Barbaro Pérez Labrada**

**Tutor: Dr. C. Eduardo T. Lincheta Mesa.**

**Cotutor: Dr. C. Juan Alfredo Cabrera Hernández**

*Matanzas, 2020*

## **DECLARACIÓN DE AUTORIDAD**

Por medio de la presente declaro que soy el único autor de este trabajo de diploma y en calidad de tal, autorizo a la Universidad de Matanzas «Camilo Cienfuegos» a darle el uso que estime más conveniente.

“Los que aseguran que es imposible, no deberían interrumpir a los que lo estamos intentando. Nuestra mayor debilidad radica en renunciar. La forma más segura de tener éxitos es siempre intentarlo una vez más”

Thomas Alva Edison

## **DEDICATORIA**

Este Trabajo de Diploma se lo dedico a mis padres, a mi novia y a toda mi familia por apoyarme en todas las decisiones que he tomado y por cada uno de los consejos que me han sido de ayuda para convertirme en ingeniero.

## **AGRADECIMIENTOS**

-A mis padres, a mis abuelos y a toda mi familia por estar siempre a mi lado y apoyarme en todo momento.

-A Dayanis Amat Restoy por haberme apoyado tanto en la carrera.

-A mis tutores Eduardo T. Lincheta Mesa y Juan Alfredo Cabrera Hernández por haberme ayudado tanto y estar siempre presentes cuando los necesité.

-A todas las personas que de una forma u otra hicieron posible la realización de la presente investigación.

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Miembros del Tribunal:

---

Presidente

---

Secretario

---

Vocal

## RESUMEN

Uno de los retos tecnológicos en la actualidad es la obtención de energía eléctrica utilizando sistemas y métodos no contaminantes, entre los que se destacan los eólicos. Sobre esta base se determina el objetivo del presente trabajo, en el cual se desarrolla un estudio del potencial eólico disponible en el edificio 14 plantas de la ciudad de Matanzas, situado en el litoral costero. En el mismo se determinan los valores de velocidad y dirección del viento, en puntos de medición ubicados en los laterales de la azotea, para ver los puntos de mayor potencial eólico donde serán ubicados rotores AEROLIN que serán conectados a la red del edificio para disminuir el consumo eléctrico del mismo. También se muestra el cálculo de resistencia de las cargas actuantes sobre la estructura, en general sobre los elementos más cargados y lo mismo se hará con los álabes del conjunto rotor. Se propone la unión de componentes de la estructura mediante soldadura y el análisis de resistencia de las uniones soldadas. Además, se muestreará el análisis económico del costo de materiales, así como de protección anticorrosiva, todo lo cual se compara con el efecto económico, social y medio ambiental.

**Palabras claves:** Energía; Potencial, Estructura, Álabes, Rotor, Soldadura

## **ABSTRACT**

One of the technological challenges at present is obtaining electrical energy using non-polluting systems and methods, among which wind farms stand out. On this basis, the objective of the present work is determined, in which a study of the wind potential available in the 14-storey buildings of the city of Matanzas, located on the coastal coast, is carried out. In it, the values of wind speed and direction are determined, at measurement points located on the sides of the roof, to see the points of greatest wind potential where AEROLIN rotors will be located, which will be connected to the building network to decrease the electrical consumption thereof. The resistance calculation of the loads acting on the structure in general on the most loaded elements is also shown and the same will be done with the blades of the rotor assembly. The union of components of the structure by means of welding and the analysis of resistance of the welded joints are proposed. In addition, the economic analysis of the cost of materials will be sampled, as well as corrosion protection, all of which is compared with the economic, social and environmental effect.

Key words: Energy; Potential, Structure, Blades, Rotor, Welding

## TABLA CONTENIDO

<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1 Revisión Bibliográfica .....</b>	<b>6</b>
1.1 Introducción a la energía eólica .....	6
1.1.1 Ventajas ambientales y socio-ambientales de la energía eólica.....	7
1.2 Medición del viento .....	8
1.2.1 Componentes vertical y horizontal del flujo de viento actuante en un edificio. 9	
1.2.2 Potencia eólica disponible y límite de Betz .....	10
1.3 Turbinas eólicas o aerogeneradores .....	11
1.3.1 Máquinas eólicas de eje vertical. ....	12
1.4 Componentes de un aerogenerador. ....	13
1.4.1 Sistema receptor o de captación. ....	14
1.4.2 Sistema de transmisión mecánico. ....	14
1.4.3 Sistema de generación eléctrica. ....	14
1.4.4 Sistema de soporte. ....	14
1.4.5 Sistema de almacenamiento de electricidad.....	15
1.4.6 Sistema de interconexión a la red eléctrica local. ....	15
1.5 Materiales utilizados en el diseño del rotor AEROLIN y sus propiedades .....	16
1.5.1 Álabes toroidales.....	16
1.5.2 Tapones extremos y eje estriado central .....	16
1.5.3 Tubo de polietileno para la fijación de los álabes.....	17
1.6 Ecuaciones utilizadas para el cálculo del conjunto rotor AEROLIN.....	17
1.6.1 Ecuación para el cálculo del peso y la masa del conjunto rotor del AEROLIN	17
1.6.2 Ecuación para el cálculo de momento de inercia másico del conjunto rotor del AEROLIN. ....	18
1.6.3 Ecuaciones para el cálculo de la potencia en función del torque y las revoluciones del rotor.....	18
1.6.4 Ecuación para el cálculo de la fuerza centrífuga del conjunto rotor .....	20
1.7 Generador eléctrico de imanes permanentes .....	20
1.8 Conexión del aerogenerador al sistema eléctrico.....	21
1.9 Estructuras metálicas de tipo armaduras .....	22
1.9.1 Materiales recomendables para estructuras metálicas .....	23
1.9.2 Perfiles para estructuras .....	23
1.9.3 Ecuaciones de resistencia a utilizar en el cálculo de estructuras .....	24
1.9.4 Tipos de uniones de estructuras metálicas .....	28
1.10 Soldadura con electrodos .....	29
1.10.1 Selección del electrodo .....	29
1.10.2 Electrodo E-6013 .....	30
1.10.3 Propiedades mecánicas del electrodo E-6013.....	30
1.10.4 Ecuación de resistencia a la soldadura.....	30
1.11 Aplicación de transmisiones por correas en aerogeneradores .....	31
1.12 Protección anticorrosiva.....	34
Conclusiones del Capítulo 1 .....	35
<b>Capítulo 2 Materiales y métodos .....</b>	<b>36</b>
2.1 Caracterización del edificio .....	36

2.2 Determinación del consumo eléctrico mensual y anual del edificio en las zonas residencial y áreas públicas.....	37
2.2.1 Consumo de la zona residencial.....	37
2.2.2 Consumo en las áreas de uso público.....	38
2.2.3 Consumo total del edificio.....	40
2.3 Estudio del potencial eólico en el edificio .....	41
2.3.1 Mediciones horizontales .....	44
2.3.2 Mediciones verticales.....	44
2.3.3 Dirección predominante del viento en la azotea .....	47
2.3.4 Cálculo de potencia eólica disponible en cada punto .....	48
2.4 Prototipo a instalar sobre la azotea .....	50
2.4.1 Instalación de prototipos en los puntos de mayor potencial del viento de acuerdo con el espacio disponible.....	50
2.4.2 Cálculos del momento de inercia másico, masa y peso del prototipo a instalar	52
2.4.3 Cálculo de la potencia nominal promedio, que entrega cada rotor a la red .....	55
2.5 Selección del generador eléctrico a aplicar en los aerogeneradores de álabes toroidales de 6 y 12 rotores.....	58
2.6 Cálculo del sistema de transmisión por correas.....	59
2.7 Conexión de los aerogeneradores a la red del edificio.....	63
2.8 Cálculo de fuerzas internas en los elementos de la armadura, bajo la acción de la fuerza del viento y el peso del conjunto rotor .....	65
2.9 Cálculos de resistencia de la estructura y los álabes.....	70
2.9.1 Comprobación de resistencia de la sección con mayor compresión en el caso del tubo con mayores dimensiones .....	70
2.9.2 Comprobación de la resistencia de la sección con mayor tracción en el caso del tubo con menor longitud .....	71
2.9.3 Cálculo de resistencia a cortante de los tornillos .....	72
2.9.4 Cálculos de resistencia a los álabes.....	74
2.10 Selección del electrodo y cálculos de resistencia de las uniones soldadas .....	80
2.11 Construcción de pedestales y selección del acoplamiento .....	80
2.11.1 Acoplamiento entre rotores.....	81
2.12 Método anticorrosivo aplicado a las estructuras .....	82
Conclusión del Capítulo 2.....	83
<b>Capítulo 3: Análisis de los resultados obtenidos y del costo de la instalación.....</b>	<b>84</b>
3.1 Análisis de parámetros de funcionamiento de los módulos de 6 y 12 rotores a distintas velocidades del viento.....	84
3.2 Análisis de resistencia de los perfiles de la estructura .....	86
3.3 Análisis de los métodos de unión de los elementos de la estructura y el anclaje al suelo .....	86
3.4 Análisis de la resistencia de los álabes.....	86
3.5 Análisis de los acoples entre rotores.....	87
3.6 Análisis del sistema de transmisión .....	87
3.7 Análisis costo de la instalación.....	87
3.7.1 Costo de un módulo de 6 rotores tipo AEROLIN con álabes toroidales para 3 kW de potencia.....	87

3.7.2 Costo de un módulo de 12 rotores tipo AEROLIN con álabes toroidales para 5 kW de potencia.....	89
3.7.3 Análisis del costo de la Protección anticorrosiva.....	90
3.8 Análisis del aporte de la instalación a la red local y al medio ambiente. ....	91
Conclusiones del Capítulo 3 .....	95
<b>Conclusiones .....</b>	<b>96</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>97</b>
<b>Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>98</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>100</b>

## INTRODUCCIÓN

Durante varias décadas la humanidad ha utilizado como principal vía para la generación de electricidad, la quema de combustibles fósiles y otros tipos de recursos agotables, como ejemplo más convencional podemos mencionar la quema del petróleo. Este proceso, producto a la combustión, libera gases que contaminan la atmósfera, por lo que lo convierte en una vía no ecológica de generar electricidad.

Producto a esto, el potencial del viento ha sido identificado como una fuente renovable y limpia de energía que no contribuye al calentamiento global y no provoca emisiones de gases contaminantes o residuos dañinos(Alcalá.EADIC, 2012).

Este tipo de energía ha servido a la humanidad durante muchos siglos para diversas acciones como, propulsar naves y hacer girar molinos de viento para la molienda de granos y extraer agua del subsuelo(Alcalá.EADIC, 2012).

Hoy en día, en muchos lugares del Tercer Mundo, esta forma de energía podría ayudar a cubrir las demandas energéticas básicas de muchas personas, en especial a las que viven aisladas en lugares de difícil acceso, siempre y cuando exista buen potencial de viento.

Cuba busca soluciones inmediatas para disminuir este problema, pues según el programa de desarrollo se pretende generar hacia el 2030 al menos el 24 por ciento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, dentro de esto se incluye el aprovechamiento del recurso eólico que cubrirá para este período el 6 por ciento.

En la Universidad de Matanzas se han desarrollado proyectos relacionados con el uso de fuentes de energía renovable, para darle soluciones a los problemas del consumo energético del país a pequeña escala(C. E. T. L. Mesa, Toledo, Alfonso, García, & García, 2016). Como ejemplo más relevante y relacionado con este proyecto, podemos mencionar las investigaciones realizadas en zonas urbanas, mediante mediciones de velocidades del viento en edificios altos de la ciudad y en la zona turística de Varadero, con el fin de determinar el potencial eólico disponible en estos lugares. También se han presentado diseños de instalación de aerogeneradores para uso doméstico en edificios a

partir de dos plantas y la instalación denominada Aeropino de aplicación en parques, plazas, cayos turísticos y otros lugares.

A pesar de lo expresado anteriormente, aún es insuficiente el aprovechamiento del potencial de viento en las zonas urbanas, ya que las características de turbulencia del flujo de viento limita el uso de aerogeneradores de eje horizontal o direccionales y por ello el objetivo del presente trabajo, ha sido dirigido al desarrollo y cálculo de instalación de aerogenerador de eje vertical, pero colocado de forma horizontal en el lateral superior del edificio, en los puntos de la azotea, donde es mayor el potencial del viento y a partir del modelo de aerogenerador de álabes toroidales, desarrollado por el tutor.

Sobre esta base el presente trabajo de diploma se desarrolla a partir de un módulo base de instalación para 6 y 12 rotores de álabes toroidales, diseñado por el tutor, el cual debe ser ajustado a las características del edificio donde se pretende aplicar, así como validar su resistencia para diferentes condiciones límites de viento y su efecto económico por ahorro de consumos eléctricos que dicha instalación aportará.

### **Problema fundamental**

Un problema fundamental que se debe solucionar para la aplicación eficiente de una instalación de aerogeneradores, sobre altos edificios, es el estudio previo del potencial de viento existente en superficie y perimetralmente en el área de la azotea, pues de ello dependerá el diseño de la estructura de fijación, el número de rotores de la instalación de acuerdo con el espacio disponible, así como el sistema de fijación que evite afectaciones al edificio. Al mismo tiempo, de acuerdo con este problema, es importante el estudio de validación de resistencia de los diferentes componentes de la estructura y los rotores, en correspondencia con la velocidad creciente de los vientos, en tiempos de tormenta u otros fenómenos naturales.

### **Hipótesis tecnológica**

A partir del estudio de los puntos de mayor potencial del viento actuante sobre el edificio objeto del presente trabajo, se podrá establecer, la geometría de diseño de la instalación, el sistema de soporte, el número de rotores y el aporte de estos a la red y los límites de

resistencia de los álabes y de la estructura tipo armadura, con perfiles tubulares; unidos por soldadura y fijados en la base mediante tornillos.

## **Objetivo**

Determinar las características de diseño de la instalación de aerogeneradores con álabes toroidales de posible aplicación en el edificio 14 Plantas de la ciudad de Matanzas y su efecto económico por disminución de consumos eléctricos en el edificio.

## **Objetivos Específicos**

- Argumentar teóricamente la problemática sobre el uso de energía eólica mediante aerogeneradores de eje vertical, aplicados en zonas urbanas, en especial en edificios altos de la ciudad de Matanzas.
- Determinar procedimientos de cálculo que permitan confirmar la resistencia de los aerogeneradores y su estructura de soporte en condiciones meteorológicas extremas, asegurando así la protección y el buen funcionamiento
- Analizar el aporte energético de la instalación al edificio, así como su costo y tiempo de recuperación de la inversión.

## **Tareas de la investigación**

1. Estudio de la información nacional e internacional sobre energía eólica aplicada en zonas urbanas, las características de los diseños en la mini eólica, incluidos los trabajos desarrollados en la Universidad de Matanzas y en Cuba, relacionados con el tema.

2. Determinar el consumo eléctrico mensual y anual del edificio en la zona residencial y áreas públicas.

3. Determinar el potencial de viento actuante (velocidad y dirección) en toda el área libre de la azotea, en los planos de flujo vertical en los laterales del edificio seleccionado, en distancias de 0,5 y 1 m, así como el plano de flujo horizontal en la altura de 1, 1,5 y 2 m.

4. De acuerdo con el espacio disponible en las zonas de mayor potencial de viento sobre el edificio ajustar la geometría de la instalación, soporte del aerogenerador, número de

rotores, sistema de transformación mecánica a eléctrica y su conexión a la red del edificio.

5.Cálculo de validación de resistencia de los diferentes componentes del aerogenerador, ya sean los álabes o la estructura de soporte del mismo. También se analizarán las uniones por soldadura, así como las superficies bases sobre el edificio para disminuir vibraciones, unido a propuesta de recubrimiento anticorrosivo y programa de mantenimiento periódico para alargar la vida útil de la instalación.

6.Análisis de resultados y económico del costo de la instalación y tiempo de recuperación de la inversión, en relación con el ahorro por consumo eléctrico y de combustible que proporciona su introducción en el edificio.

Para el desarrollo de la investigación se emplearon diferentes métodos científicos, tanto teóricos como empíricos, y la tesis quedó estructurada en introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos.

En el Capítulo I se sintetiza el estado del arte referente a los temas energéticos, y en particular todo lo referido a la energía eólica, mientras que en el Capítulo II, se exponen los fundamentos metodológicos de la investigación y se desarrollan los cálculos necesarios. En el Capítulo III se presenta el análisis de los resultados, incluyendo un análisis económico.

Como pertinencia de la presente investigación cabe destacar que la misma se corresponde con el Plan de Desarrollo Económico y Social hasta 2030 en relación con el Eje Medio ambiente y Recursos Naturales, con los Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución para el período 2016 – 2021, que enfatizan la necesidad de cambiar la matriz energética del país, así como con el Plan de Estado para el enfrentamiento al cambio climático, conocido como TAREA VIDA, y con las Políticas y Documentos rectores del Ministerio de Energía enfocados en el avance hacia el uso de las fuentes renovables de energía tanto a nivel de país como para la provincia de Matanzas

Cabe resaltar que la presente investigación se inserta en el Proyecto de la Facultad de Ciencias Técnicas de la Universidad de Matanzas titulado “Observatorio Costatenas: un

soporte científico-técnico para el seguimiento y la adaptación al cambio climático”, adscripto al Programa Nacional “Cambio climático en Cuba: impactos, mitigación y adaptación”, y dentro del cual se tributa de forma específica a la Línea temática de Proporción de energías renovables en la matriz energética de Matanzas y potencialidades de aerogeneradores.

## **CAPÍTULO 1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

En este capítulo se muestra de forma resumida la revisión bibliográfica realizada, sobre la base de antecedentes básicos del objetivo a cumplir en el presente trabajo, ecuaciones fundamentales a aplicar en los procedimientos y tareas planificadas de diseño, así como la valoración de materiales, tecnologías y actualidad del tema, indispensables para su ejecución.

### **1.1 Introducción a la energía eólica**

La energía eólica es la energía cinética que generan los flujos de aire, que puede ser convertida a otro tipo de energía útil para la realización de actividades humanas. Por esta razón ha sido una de las fuentes de energía renovable más utilizada para su transformación en trabajo mecánico desde tiempos remotos hasta la actualidad.

No fue hasta la segunda mitad del siglo pasado, cuando se planteó su uso comercial para la generación de energía eléctrica como un elemento fundamental en el desarrollo sostenible de la humanidad. A raíz de la crisis del petróleo, se evidenció que estos suministros no iban a durar para siempre, por lo que era necesario desarrollar otras fuentes de energía alternativas aparte de las convencionales(Alcalá.EADIC, 2012).

Esta se ha aprovechado para muy diversas aplicaciones: para molinos de cereales, mover barcos, sacar agua de pozos, aventar el grano y más modernamente para la producción de energía eléctrica a través de aerogeneradores(Alcalá.EADIC, 2012).

Hoy en día la energía eólica está desempeñando un papel importante al satisfacer la demanda de electricidad en un número creciente de países, incluyendo Alemania (más del 60% en cuatro estados), Dinamarca (42% de la demanda en 2015), y Uruguay (15,5%)(García, 2018).

Cuba ocupaba al finalizar 2007, el lugar 61 en potencia eólica instalada. En nuestro país existen actualmente varios parques eólicos ubicados en Isla Turiguanó, provincia de Ciego de Ávila, con dos máquinas de 225 kW, en Gibara con capacidad de 5,1 MW y en

los Canarreos en Isla de la Juventud con seis Aerogeneradores (o turbinas eólicas) de 275 kW de potencia nominal unitaria(García, 2018).

En 2016 Cuba contaba ya con una capacidad total instalada de unos once millones de Watt en sistemas de energía eólica.

Uno de los principales proyectos para el aprovechamiento de esta fuente de energía se llevan a cabo en la provincia de las Tunas debido a que ese lugar hay muy buena potencia de aire disponible y por lo tanto se llevó a cabo la construcción de los parques eólicos, Herradura 1 y Herradura 2, que cuando comiencen a trabajar a plena capacidad generarán más de 100 MW (megavatios) de electricidad, lo que significa un ahorro de 84 000 toneladas de combustible y la reducción de la emisión a la atmósfera de gases contaminantes(Antich, 2016).

Según el programa de desarrollo en Cuba, se propone como meta lograr que, en el año 2030, el 24 % de la generación eléctrica del país esté cubierta por las fuentes renovables de energía de la Isla (bioeléctrica, tecnología solar fotovoltaica, parques eólicos y centrales hidroeléctricas). Se espera además, que la energía eólica alcance un 6 % de participación, gracias a 13 proyectos que actualmente están en vías de ejecución(Viamonte, 2019).

Mediante el decreto ley 345, relacionado al desarrollo de fuentes renovables de energía, se promueve la producción de energía por los consumidores, lo que incluye el sector residencial con tecnologías basadas en el aprovechamiento de estas fuentes para su autoabastecimiento. También se plantea que se permitirá la entrada a Cuba de los equipamientos y accesorios necesarios para estas aplicaciones, sin pagar aranceles(Castro, 2017).

### **1.1.1 Ventajas ambientales y socio-ambientales de la energía eólica.**

Las siguientes son las ventajas de la energía eólica según(Alcalá.EADIC, 2012):

- Es energía limpia, sin emisión de gases de efecto invernadero.

- El impacto ambiental de las instalaciones eólicas es muy pequeño, ya que no emiten ruido, puede mantenerse una conversación sin esfuerzo en la base de un aerogenerador. El ruido es mayor cuando el viento es fuerte, pero entonces el ruido ambiente también es mayor. El nivel de ruido es como el de un frigorífico a 50 metros.
- Las granjas o parques eólicos sólo ocupan un 2% de la tierra. El 98% restante puede utilizarse para pastos, carreteras, industria, etc.
- La muerte de aves es menor que la producida por líneas de corriente, casas o coches. Los nuevos diseños tubulares de las torres minimizan el problema.
- El impacto en la fauna es positivo si uno tiene en cuenta la reducción de emisiones que involucra.
- Proporciona diversificación rural y empleo local, es fácil de integrar en redes de potencia eléctrica ya existentes.
- El diseño de aerogeneradores es flexible y con aplicaciones diversas.

## 1.2 Medición del viento

Para realizar la medición del viento será necesario el uso de un anemómetro y una veleta ya que se debe medir tanto velocidad como dirección respectivamente, además se deberá dividir el emplazamiento en puntos de medición con el objetivo de encontrar los puntos de mayor potencial eólico disponible(Sosa, 2012).



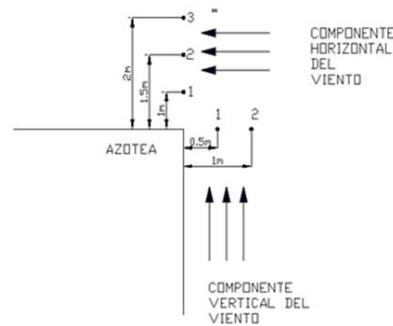
*Figura 1.1 Instrumentos para la medición de velocidad y dirección del viento Fuente: Google*

Para conocer velocidades medias, ya que el anemómetro solo mide velocidades instantáneas, lo mejor es realizar diferentes mediciones en intervalos de unos 10 minutos y tomar como medida válida, el valor medio de todas las mediciones llevadas a cabo(García, 2018).

Para tomar valores de dirección media del viento se seguirá los pasos anteriores planteados con el anemómetro(García, 2018).

En el caso de las mediciones del viento en los edificios es preciso medir las componentes horizontales y verticales del viento en el extremo de la azotea con el objetivo de tener un mayor aprovechamiento eólico. Esto depende de las características del edificio, su posición geográfica y los puntos en los cuales fue dividido el emplazamiento para realizar dichas mediciones.

### 1.2.1 Componentes vertical y horizontal del flujo de viento actuante en un edificio



*Figura 1.2 Componentes del viento en el lateral (Elaboración propia)*

Como se puede apreciar en el esquema anterior se realizan tres o más mediciones en cada punto, en las dos posiciones y luego se sacan valores medios de cada componente para ver cómo se comportan en diferentes horas del día y la noche, de forma periódica semanal y mensual, para identificar el potencial existente en las velocidades del viento, en diferentes puntos de la azotea del edificio en estudio, lo cual será una muestra a considerar en el diseño de la instalación y posible aprovechamiento energético que se podrá reincorporar al edificio de aplicación, en lo que se tendrán en cuenta además, los

resultados de mediciones que en otros trabajos se han realizado, la norma cubana de presión de vientos en Cuba y otras fuentes bibliográficas al respecto.

### 1.2.2 Potencia eólica disponible y límite de Betz

La velocidad del viento es la magnitud física más importante para determinar cuánta energía puede transformar un aerogenerador en electricidad. Como ya se mencionó anteriormente, la velocidad del viento es variable, en función de la hora, del día, de la situación geográfica general y de la topografía local. Por razones técnicas, es imposible extraer toda la energía cinética existente en una corriente de aire. Este límite de extracción teórico máximo fue calculado por Albert Betz (1885-1968), quien publicó en 1919 una teoría, conocida como ley de Betz. Según esta ley no puede convertirse más del (59,3%) de la energía cinética del viento en energía mecánica mediante una turbina eólica (Morimitsu, 2015).

Para los cálculos de la potencia eólica es de vital importancia las características geométricas del aerogenerador, es fundamental tener incluidos en los cálculos el número de álabes de los rotores que enfrentan al viento; así como el área superficial de contacto. Por lo que el valor, de mayor aproximación al real, se debe extraer a partir de calcular el valor de la potencia eólica ( $P_{EA}$ ) con la ecuación siguiente (Hernández, 2010):

$$P_{EA} = \left[ \frac{1}{2} * \rho * V^3 * (A_{IMP}) \right] * 0.59. \quad (1.1)$$

Donde:

$P_{EA}$ : Potencia eólica que se aprovecha. [W]

$A_{IMP}$ : Área de la superficie de los álabes que enfrentan al viento. [m<sup>2</sup>]

V: velocidad del viento que incide sobre los rotores. [m/s]

$\rho$ : densidad del aire. [kg/m<sup>3</sup>]

0,59: Factor de Betz (factor de aprovechamiento máximo de la energía eólica del viento, que está definido por la Ley de Betz)

Como se puede ver este potencial depende también de la densidad del aire la cual se calcula casi siempre para parámetros normales de temperatura y presión, entonces se arroja el siguiente resultado:

$P$  = Presión atmosférica a nivel del mar 101325. [Pa]

$R$  = Constante de los gases 287. [Joule/kg K°]

$T$  = Temperatura en grados Kelvin (K°) = C° + 273,  $T$  se toma para temperatura ambiente 30 C°.

$$\rho = \frac{P}{R * T}$$

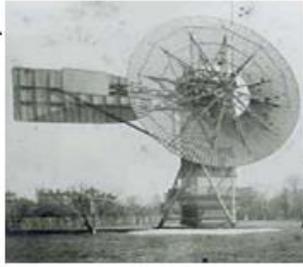
Donde:  $\rho = 1,16\text{kg/m}^3$

### **1.3 Turbinas eólicas o aerogeneradores**

Un generador eólico es una máquina capaz de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica.

En un aerogenerador se producen varios cambios de energía: la energía cinética del viento que se convierte a energía mecánica por medio del rotor, y la energía mecánica que se convierte en energía eléctrica por medio del generador (Hernández, 2010).

En 1888 Brush construyó la que hoy se cree fue la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad. Tenía un diámetro de rotor de 17 m y 144 palas fabricadas en madera de cedro. A pesar del tamaño de la turbina, el generador era solamente de 12 kW, lo cual puede apreciarse en la figura (1.3) (Nuñez, 2004).



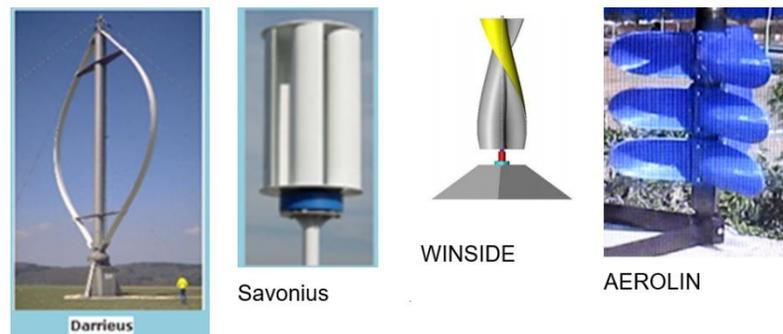
*Figura 1.3 Turbina de Brush de 12 kW*

Tomando la imagen anterior como referencia, podemos decir que los generadores eólicos son máquinas operadoras que convierten la energía mecánica de rotación disponible en el eje de un motor, en energía eléctrica y su eficiencia energética no depende del tamaño.

### **1.3.1 Máquinas eólicas de eje vertical.**

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección de viento, ya que independientemente de la dirección del flujo de este, siempre giran en el mismo sentido. También por lo general el eje de rotación es perpendicular al suelo. No obstante, en función de lograr una posición de mayor eficiencia en el modelo objeto de este trabajo, se coloca en algunos casos con el eje horizontal, como se podrá ver más adelante (Hernández, 2010).

A continuación, se muestran diferentes modelos de aerogeneradores de eje vertical:



*Figura 1.4 Generadores eólicos de eje vertical*

Otra particularidad de estos aerogeneradores es que son mucho más fáciles de reparar pues todos los elementos de transformación de la energía del viento se encuentran a nivel

de suelo. El inconveniente de este tipo de turbinas es que el eje no se ubica a mucha altura y las velocidades del viento disminuyen al llegar al suelo por efecto de la rugosidad del mismo(Nuñez, 2004).

Este inconveniente anteriormente citado, es precisamente el que se ha tenido en consideración con la posición de aplicación del aerogenerador de álabes toroidales o AEROLIN, pues el mismo se coloca en las zonas donde el flujo de viento presenta un mayor potencial de velocidad, cuestión que se estudia en el presente trabajo, específicamente en el edificio designado y que al mismo tiempo va dirigido a perfeccionar el procedimiento a seguir antes de diseñar la instalación soporte de los aerogeneradores, en cada edificio en el futuro, pues las características siempre son diferentes en cada caso, por ejemplo para uso doméstico o en la instalación denominada AEROPINO(García, 2018), el modelo AEROLIN se coloca con el eje en posición vertical y sobre las azoteas de altos edificios o sobre enfriadoras, se coloca con el eje en posición horizontal.

Estos tipos de aerogeneradores tienen ventajas con respecto a los de otro tipo, las cuales según (Alcalá.EADIC, 2012) son:

- No necesitan sistemas de orientación.
- Los elementos que requieren un cierto mantenimiento pueden ir situados a nivel del suelo.
- Pueden ser instalados en lugares donde las velocidades de viento sean bajas y existan flujos de viento con carácter turbulento.
- Su fabricación presenta bajo costo.

#### **1.4 Componentes de un aerogenerador.**

Como todo conjunto mecánico, las máquinas eólicas están divididas en diferentes componentes, para la mejor comprensión del funcionamiento de las mismas quedarán divididas en los siguientes sistemas:

#### **1.4.1 Sistema receptor o de captación.**

Está integrado por el rotor, el cual se compone principalmente de los álabes. A su vez es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación.

#### **1.4.2 Sistema de transmisión mecánico.**

Estos mecanismos normalmente son multiplicadores y tiene como función adaptar la baja velocidad de rotación del eje del rotor a las mayores velocidades de operación del generador eléctrico.

Toda turbina tiene un árbol principal, algunas veces denominado árbol de baja velocidad o árbol del rotor. El árbol principal transfiere el par torsor desde el rotor al resto del tren de potencia. Los acoplamientos, en caso de ser una caja multiplicadora, tienen como función conectar los árboles.

Los elementos mecánicos más usados son las cajas multiplicadoras y las transmisiones por correas, debido a su eficiencia, costo y la no emisión de ruido en comparación con los sistemas de transmisión por cadenas.

#### **1.4.3 Sistema de generación eléctrica.**

Este sistema está compuesto por un generador eléctrico que puede ser de corriente continua y de corriente alterna. Es el encargado de convertir la energía cinética de rotación multiplicada, entregada por el sistema multiplicador, en energía eléctrica.

En los sistemas eólicos de baja potencia es de conveniencia implementar sistemas de alternadores de imanes permanentes, para luego rectificar la salida y proveer energía eléctrica de tipo continuo (Berdugo, 2011).

#### **1.4.4 Sistema de soporte.**

Este sistema está constituido por la torre o estructura de soporte. El cuál es el elemento encargado de elevar el rotor de la máquina respecto al nivel del suelo.

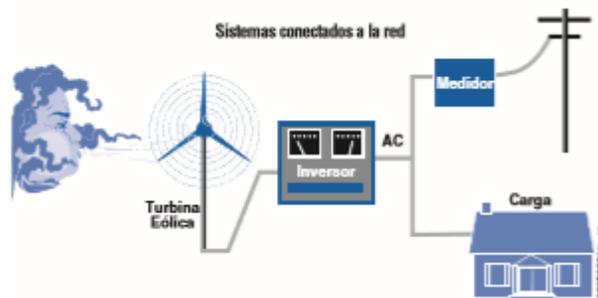
Las dimensiones de la estructura están condicionadas por el diámetro, geometría y características físicas del sistema de captación y, su material será establecido por el costo y comercialización, así mismo, para su diseño se tienen en cuenta parámetros como estabilidad y resistencia. Puede ser maciza o hueca, tubular metálica, etc(Morimitsu, 2015).

#### **1.4.5 Sistema de almacenamiento de electricidad.**

En este sistema se usan baterías capaces de almacenar la energía producida por el sistema eólico con el fin y propósito final de abastecer de energía a un emplazamiento.

#### **1.4.6 Sistema de interconexión a la red eléctrica local.**

Estos sistemas son utilizados en zonas urbanas y pueden reducir su facturación de electricidad. Si la turbina no puede cubrir la cantidad de energía que usted necesita, la compañía eléctrica cubrirá el faltante. En este sistema el dispositivo electrónico fundamental es el inversor, el cual es el que adecúa la electricidad que sale del generador y luego la inyecta a la red, tal como se aprecia en la figura (1.5)(Hagy, 2007).



*Figura 1.5 Esquema de interconexión a la red eléctrica local*

## 1.5 Materiales utilizados en el diseño del rotor AEROLIN y sus propiedades



*Figura 1.6 Rotor AEROLIN Fuente: (E. T. L. Mesa, 2017)*

### 1.5.1 Álabes toroidales

Para la construcción de los álabes se propone el empleo del plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV), debido a que este material tiene buenas propiedades mecánicas, son muy resistentes, de menos costo que la fibra de carbono, más ligero que los metales y además es un material que no es afectado por la corrosión. Sus principales propiedades se pueden ver en el anexo 1.

### 1.5.2 Tapones extremos y eje estriado central

Estas piezas serán de aluminio. El aluminio y sus aleaciones son materiales que destacan por su ligereza y resistencia a la corrosión, así como por su elevada conductividad térmica y eléctrica. Las propiedades mecánicas del aluminio puro son bastante moderadas, pero aleado con otros elementos se mejoran notablemente. Si se comparan la resistencia o la rigidez específica (en relación con la densidad) los aluminios son más ventajosos que los aceros en determinadas aplicaciones (aeronáutica, vehículos, etc). Estas cualidades, junto con la gran aptitud para la conformación (deformación en frío, forja, moldeo, extrusión, mecanizado), han convertido a los aluminios en el segundo grupo de materiales más empleados. Además, a temperatura ambiente, la resistencia a la tracción (150-450 MPa), el límite elástico (100-300 MPa) y el módulo de elasticidad (69-73 GPa) (Hufnagel, 1992).

### 1.5.3 Tubo de polietileno para la fijación de los álabes

El polietileno es químicamente el polímero más simple. Se trata de un plástico barato que puede modelarse a casi cualquier forma, extruirse para hacer fibras o soplarse para formar películas delgadas. Su resistencia al impacto es bastante alta y se mantiene a temperaturas bajas. Su densidad, puede ser desde 0,915 g/cm<sup>3</sup>, hasta 0,965 g/cm<sup>3</sup>(Pittsburg, 2004).

## 1.6 Ecuaciones utilizadas para el cálculo del conjunto rotor AEROLIN

### 1.6.1 Ecuación para el cálculo del peso y la masa del conjunto rotor del AEROLIN

Es de gran importancia conocer o calcular el peso de cualquier conjunto mecánico que este soportado por una estructura metálica ya que este es un parámetro fundamental para realizar cálculos de resistencia a la estructura y selección del material a emplear para la confección de la misma.

Para confirmar la afirmación anterior se conoce que el peso es igual al producto de la densidad, por la aceleración de la gravedad, por el volumen, por tanto:

$$W = \rho * g * V . \quad (1.2)$$

Dónde:

$W$ = Peso en. [N]

$\rho$ = Densidad. [kg/m<sup>3</sup>]

$g$ = Aceleración de la gravedad. [9,81m/s<sup>2</sup>]

$V$ =Volumen en. [m<sup>3</sup>]

Por lo general es común en los estudios de diseño determinar la masa en (kg) y por tanto la ecuación de mayor aplicación es:

$$M = \rho * V . \quad (1.3)$$

### 1.6.2 Ecuación para el cálculo de momento de inercia másico del conjunto rotor del AEROLIN.

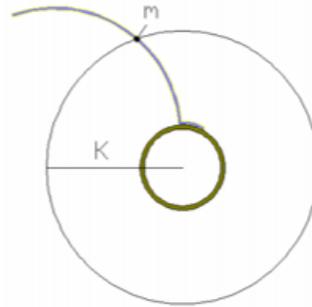


Figura 1.7 Centro de masa y radio de giro.

La ecuación de momento de inercia másico en  $[\text{kgm}^2]$  se puede expresar:

$$I_x = K^2 * m . \quad (1.4)$$

Donde:

$m$ = masa. [kg]

$K$ = radio de giro. [m]

### 1.6.3 Ecuaciones para el cálculo de la potencia en función del torque y las revoluciones del rotor.

$$N = M_t * \omega . \quad (1.5)$$

Siendo:

$N$ =potencia en. [W]

$\omega$ = revoluciones a las que gira el rotor del aerogenerador. [rad/seg]

$M_t$ =momento de torque derivado de la velocidad del viento y área de enfrentamiento.  
[Nm]

El valor del momento de torque se calcula con la ecuación siguiente.

$$M_t = P * R . \quad (1.6)$$

Donde:

$P$ = fuerza actuante en la zona principal del álabe. [N]

$R$ =radio del conjunto rotor. [m]

Para el cálculo de la fuerza actuante en la zona principal del álabe es preciso encontrar el valor de la presión del viento sobre la superficie de contacto de los álabes, siendo la siguiente ecuación la más indicada para buscar este valor(Sosa, 2012):

$$P_{VIENTO} = \frac{1}{2} * \rho * V^2 * A_{IMP} . \quad (1.7)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del aire. [kg/m<sup>3</sup>]

$V$ =velocidad del aire. [m/s]

$A_{IMP}$ =Área de impacto en el alabe. [m<sup>2</sup>]

Las revoluciones a las que gira el conjunto rotor se buscan con la ecuación de impulso y cantidad de movimiento, partiendo desde el reposo:

$$I * \omega_1 + M_t * T = I * \omega_2 .$$

Donde:

$I$  : Momento de inercia del rotor. [kgm<sup>2</sup>]

$\omega_1$  : Revoluciones de entrada. [rad/seg]

$M_t$  : Momento torsor del rotor. [Nm]

$T$  : Tiempo de estabilidad de marcha. [seg]

$\omega_2$  : Revoluciones a la salida. [rad/seg]

Como el rotor parte de la posición de reposo, entonces la ecuación queda de la siguiente forma:

$$M_t * T = I * \omega_2 . \quad (1.8)$$

#### **1.6.4 Ecuación para el cálculo de la fuerza centrífuga del conjunto rotor**

El movimiento de giro del rotor con sus álabes provoca una fuerza centrífuga que tiende al desprendimiento del álabe y que es mayor en función de la velocidad de giro, como se puede apreciar en la ecuación siguiente(Sosa, 2012):

$$F_c = m * \omega * r \quad (1.9)$$

Donde:

$m$ : masa. [kg]

$\omega$ : velocidad de rotación. [rad/seg]

$r$ : radio. [m]

#### **1.7 Generador eléctrico de imanes permanentes**

Un generador eléctrico es una máquina que recibe movimiento de una fuente externa y mediante el principio de inducción electromagnética convierte este movimiento en energía eléctrica.

En los sistemas eólicos de baja potencia, es de gran conveniencia implementar alternadores de imanes permanentes con imanes de neodimio, para luego rectificar la salida y proveer energía eléctrica de tipo continuo(Berdugo, 2011).

El hecho que los imanes del generador sean de neodimio, hace que la potencia entregada sea bastante elevada para un generador de tamaño reducido. Como también proporciona un buen rendimiento para potencias superiores a los 2 kW. Esto hace que el aprovechamiento de la energía eólica sea óptimo para vientos superiores a los 6 m/s.

Comercialmente se producen diferentes generadores eléctricos de imán permanente en valores de potencia de 10 kW y más, dentro de estos se encuentran los de la marca Naier, modelos (EN) de procedencia China. Tienen tamaño pequeño, baja vibración, son fáciles de instalar, mantener y reparar, funcionan a bajas rpm y baja torsión, son adecuados tanto para las turbinas de eje vertical como para las de eje horizontal, pueden ser utilizados en todos los entornos porque son resistentes a la corrosión y están diseñados para un periodo de explotación de 20 años.

### **1.8 Conexión del aerogenerador al sistema eléctrico**

La mayoría de los aerogeneradores de uso doméstico o mini eólica (menos de 100 kW de potencia eléctrica) se presentan con dos posibles variantes de conexión. Si son lugares aislados, van acoplados a una red de baterías donde es almacenada la electricidad para luego suministrar al lugar donde ha sido instalado y la de mayor interés es la conexión directa a la red eléctrica de la vivienda, edificio o instalación donde sea posible su aplicación, con lo cual se disminuye considerablemente el costo de la inversión y facilita de manera continua el ahorro en consumo eléctrico.

En el caso de los aerogeneradores de baja potencia la energía eléctrica se produce a partir del torque del aerogenerador acoplado al generador eléctrico, del cual se obtiene producto a la diferencia de la velocidad del viento, una corriente alterna trifásica por lo que se requerirá en todos los casos la conexión de un inversor y transformador que se ajuste al potencial eléctrico de la red donde sea instalado(Hagy, 2007).

Internacionalmente se comercializan y producen numerosos modelos de estos aerogeneradores de baja potencia para uso en viviendas, lugares aislados, pequeñas instalaciones y otros lugares, sin embargo hasta el presente la aplicación de un aerogenerador de eje vertical, colocado en posición horizontal en el lateral superior de los

edificios o sobre las enfriadoras, como es el caso del presente proyecto, no ha sido aplicado y de ahí su importancia, además de que los estudios experimentales realizados comprueban su eficiencia al aprovechar los flujos de viento de mayor potencial, con lo que se logra elevar la eficiencia eólica del aerogenerador(Rodríguez, 2019).

### **1.9 Estructuras metálicas de tipo armaduras**

Una estructura metálica es un sistema de partes conectadas entre sí que se utilizan para soportar cargas. Entre los ejemplos más relacionados con la ingeniería se encuentran los puentes, edificios, las estructuras de las líneas eléctricas y torres para aerogeneradores (Hibbeler, 2007).

La geometría más común de estos tipos de estructuras son las de tipo armadura, donde se unen los elementos componentes formando triángulos de barras y nudos. La forma general en la unión de estos elementos puede ser por remaches, tornillo o soldadura, en dependencia de su aplicación, cargas actuantes, vida útil y material(Hibbeler, 2007).

La armadura es uno de los principales tipos de estructuras que se usan en la ingeniería. Ésta proporciona una solución práctica y económica para muchas situaciones de ingeniería. Una armadura consta de elementos rectos que se conectan en nodos. Los elementos de la armadura sólo están conectados en sus extremos. La mayoría de las estructuras reales están hechas a partir de varias armaduras unidas entre sí para formar una armadura espacial. Cada armadura está diseñada para soportar aquellas cargas que actúan en su plano, por esto pueden ser tratadas como estructuras bidimensionales. Los elementos de una armadura, por lo general, son delgados y sólo pueden soportar cargas laterales pequeñas; por eso todas las cargas deben estar aplicadas en los nodos y no sobre los elementos(Hibbeler, 2004).

Cuando se diseña una estructura con esta geometría, para que desempeñe una función específica para el uso público, el ingeniero debe considerar su seguridad, estética y facilidad de mantenimiento, y a la vez tener en cuenta las limitantes económicas y ambientales(Hibbeler, 2007).

Por lo anteriormente planteado podemos decir que el diseño de una estructura de tipo armadura, es tanto creativo como técnico y requiere un conocimiento adecuado de las propiedades de los materiales a utilizar en su fabricación.

### 1.9.1 Materiales recomendables para estructuras metálicas

En el mundo actual los materiales para la construcción de estructuras pueden ser múltiples pero los más utilizados son los aceros al carbono, aceros aleados, aceros galvanizados, aceros inoxidables, aluminio, níquel, entre muchos otros.

En nuestro país existe la empresa de Suministros de perfiles de acero conformados en frío, (METUNA) situada en la Provincia de Las Tunas que utiliza como acero base para la construcción de sus perfiles el ASTM A570-85 Grado 30, este acero es reconocido por tener buenas propiedades mecánicas alcanzando valores de límite de fluencia de 279 MPa y límite de rotura de 338 MPa, además por tener un bajo contenido de carbono presentan buena soldabilidad(Rodríguez, 2019). Por lo anterior planteado se puede decir que este acero pudiera ser empleado en la confección de la estructura de soporte del presente trabajo.

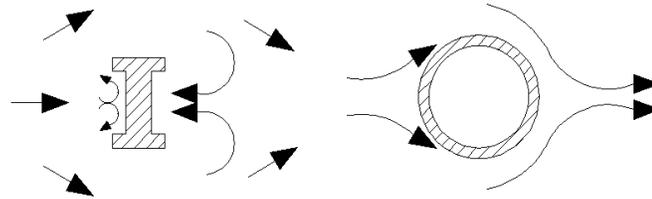
### 1.9.2 Perfiles para estructuras



Figura 1.8 Geometría de perfiles de acero Fuente:(Rodríguez, 2019)

Como lo refleja su geometría pueden ser fácilmente soldados, remachados y atornillados, y a su vez soportan esfuerzos tanto dinámicos como estáticos, en dependencia del lugar de aplicación(Rodríguez, 2019).

Específicamente para la instalación de aerogeneradores la armadura debe ser con perfil redondo, por ser el que proporciona mayor facilidad en el paso del viento, como se puede apreciar en la imagen siguiente:



*Figura 1.9 Acción del viento sobre los perfiles (elaborado por el autor)*

### 1.9.3 Ecuaciones de resistencia a utilizar en el cálculo de estructuras

Como primer paso, tendremos que conocer las reacciones en los apoyos de la armadura por lo que se aplicarán las ecuaciones de la estática, sacadas del libro Mecánica Vectorial para Ingenieros(Hibbeler, 2004):

$$+ \rightarrow \sum F_x = 0 \quad (1.10)$$

$$+ \uparrow \sum F_y = 0 \quad (1.11)$$

$$\curvearrowright \sum M = 0 \quad (1.12)$$

Las estructuras con mucha frecuencia se anclan a pedestales mediante tornillos de fijación, los cuales sufren mayormente esfuerzos a cortante. Para conocer la resistencia de estos elementos que están sometidos a cortante se aplican del (Hibbeler Russell, 2011), las siguientes ecuaciones.

$$\sigma_{adm} \geq \frac{F}{A} \quad (1.13)$$

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_y}{FS} \quad (1.14)$$

Donde:

$F$ : fuerza a cortante máxima. [N]

$A$ : área de la sección transversal. [mm<sup>2</sup>]

$\sigma_{adm}$ : Esfuerzo admisible. [MPa]

$\sigma_y$ : Límite de fluencia del material. [MPa]

$FS$ .: factor de seguridad.

También se puede aplicar, en los casos donde haga falta la ecuación a cortante transversal, sacada del libro(Hibbeler Russell, 2011).

$$\tau \geq \frac{V * Q}{I * t} \quad (1.15)$$

Donde:

$T$ = Esfuerzo cortante en el elemento, en el punto situado a una distancia ( $y'$ ) desde el eje neutro. Se supone que este esfuerzo es constante y por lo tanto, se promedia en toda la anchura ( $t$ ) del elemento. [MPa]

$V$ =Fuerza cortante resultante interna, determinada con base en el método de las secciones y las ecuaciones de equilibrio. [N]

$I$ =Momento de inercia de toda la sección transversal calculada respecto al eje neutro. [mm<sup>4</sup>]

$t$ =Anchura del área de la sección transversal del elemento, medida en el punto donde se determina  $T$ . [mm]

$Q = A * \bar{y}$ , donde ( $A$ )es la parte superior o inferior del área de la sección transversal del elemento, por encima o debajo del plano de sección donde se mide ( $t$ ) y ( $\bar{y}$ ), es la distancia desde el eje neutro hasta el centroide de ( $A$ ). [mm<sup>3</sup>]

En las estructuras casi siempre hay elementos que la componen que se encuentran sometidos a tracción o compresión.

Debido a que el cálculo de una barra bajo una carga de tracción depende del área de la sección transversal y del límite de fluencia de cálculo, las ecuaciones a utilizar para medir la resistencia a tracción de cualquier perfil son las (1.13) y (1.14).

Al igual que la ecuación anterior, las ecuaciones de resistencia a compresión se extraen del libro anteriormente planteado (Hibbeler Russell, 2011):

Para las barras cargadas axialmente a compresión, la carga crítica de pandeo depende de la esbeltez  $\lambda$  y de la forma de la sección.

La esbeltez  $\lambda$  depende de la longitud de pandeo  $L_e$  y del radio de giro ( $r$ ).

$$L_e = L * c_1 \quad (1.16)$$

$$\lambda = \frac{L_e}{r} \quad (1.17)$$

$$r = \sqrt{\frac{I}{A}} \quad (1.18)$$

Donde:

$r$ : radio de giro. [mm]

$I$ : momento de inercia. [mm<sup>4</sup>]

$A$ : área transversal. [mm<sup>2</sup>]

$L$ : largo de la columna. [mm]

$c_1$ : (en dependencia del tipo de unión en los extremos, si los dos son articulados  $c_1 = 1$ , se uno es articulado y otro es empotrado  $c_1 = 0,7$  y si los dos son empotrados  $c_1 = 0,5$ ).

La esbeltez crítica se calcula:

$$c_c = \sqrt{\frac{2\pi^2 * E}{\sigma_y}} \quad (1.19)$$

Siendo:

$E$ : módulo de Young. [MPa]

$\sigma_y$ : Límite de fluencia del acero. [MPa]

$\lambda < Cc$  Si se cumple esta condición decimos entonces que la columna se considera corta.

Entonces se calcula  $\sigma_{crit}$

$$\sigma_{crit} = \sigma_y \left[ 1 - \frac{\lambda^2}{2c_c^2} \right] \quad (1.20)$$

Donde:

$\sigma_{crit}$ : Esfuerzo crítico. [MPa]

El factor de seguridad (FS), se calcula con la siguiente ecuación.

$$FS = \frac{5}{3} + \frac{3}{8} \left( \frac{\lambda}{c_c} \right) - \frac{1}{8} \left( \frac{\lambda}{c_c} \right)^3 \quad (1.21)$$

$\lambda > Cc$  Si se cumple esta condición decimos entonces que la columna se considera larga.

Entonces se calcula:

$$\sigma_{crit} = \frac{\pi^2 * E}{\lambda^2} \quad (1.22)$$

Finalmente, independientemente de si la columna es corta o larga se calcula.

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_{crit}}{FS} \quad (1.23)$$

$$P_{adm} = \sigma_{adm} * A \quad (1.24)$$

Donde:

$P_{adm}$ : Fuerza admisible. [N]

$\sigma_{adm}$ : Esfuerzo admisible. [MPa]

Debe cumplirse que:

$$P_{adm} > P$$

P: fuerza de compresión a que está sometida la barra. [N]

#### **1.9.4 Tipos de uniones de estructuras metálicas**

En las estructuras existen distintas maneras de unir los perfiles que las componen. Para determinar qué tipo de unión se va a utilizar en una estructura, primeramente, se analiza las condiciones de trabajo, como pueden ser: si existe espacio suficiente para montar las piezas con seguridad, apretar los tornillos, permitir el acceso a los soldadores o permitir el acceso necesario para realizar los tratamientos de protección y mantenimiento; se busca el menor número de uniones posible y la reducción al mínimo de los esfuerzos secundarios. También está en dependencia del metal que se va a unir, si se va a utilizar acero galvanizado o aceros con algún recubrimiento especial, se aconseja unirlos a través de tornillos y en el caso de los aceros estructurales puede unirse por ambas vías (Rodríguez, 2019).

Visto esto podemos decir que para unir los elementos de las estructuras se puede emplear la soldadura, el uso de remaches y el uso de pernos. Siendo de estos la soldadura el método ideal, ya que son de menos costo comparada con las demás y al aplicarla no debilita la sección de los perfiles dando paso a la no aparición de concentradores de tensiones que debiliten la estructura.

## **1.10 Soldadura con electrodos**

En la actualidad uno de los métodos más comunes de soldadura es la soldadura con electrodos. Esta consiste en que la corriente eléctrica se usa para crear un arco entre el material base y la varilla de electrodo consumible, que es de acero y está cubierto con un fundente que protege el área de la soldadura contra la oxidación y la contaminación, por medio de la producción del gas CO<sub>2</sub> durante el proceso de la soldadura. El núcleo en sí mismo del electrodo actúa como material de relleno, haciendo innecesario un material de relleno adicional. Los tiempos de soldadura son algo lentos, puesto que los electrodos consumibles deben ser sustituidos con frecuencia y porque la escoria o residuo del fundente, debe ser retirada después de soldar (Rodríguez, 2019).

### **1.10.1 Selección del electrodo**

Para escoger el electrodo adecuado es necesario analizar las condiciones de trabajo en particular y luego determinar el tipo y diámetro de electrodo que más se adapte a estas condiciones (INDURA, 2005).

Este análisis es relativamente simple, si el operador se habitúa a considerar los siguientes factores (INDURA, 2005):

- Naturaleza del metal base.
- Dimensiones de la sección a soldar.
- Tipo de corriente que entrega su máquina soldadora.
- En qué posición o posiciones se soldará.
- Tipo de unión y facilidad de fijación de la pieza.
- Si el depósito debe poseer alguna característica especial, como son: resistencia a la corrosión, gran resistencia a la tracción, ductilidad, etc.
- Si la soldadura debe cumplir condiciones de alguna norma o especificaciones especiales.

### 1.10.2 Electrodo E-6013

El electrodo E-6013 es uno de los más utilizados en nuestro país para realizar soldaduras con aceros al carbono, debido a sus propiedades posee una buena terminación del cordón y las escorias se desprenden fácilmente, lo cual es una ventaja para el soldador. También son utilizados en máquinas de corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) y es especialmente recomendado para soldar láminas metálicas delgadas y en general toda clase de aceros dulces(INDURA, 2005).

Además, es de los que menos resistencia posee por lo que sería razonable realizar el análisis de resistencia con él, ya que, si este resiste los demás que tengan mayor calidad, también lo harán(Rodríguez, 2019).

### 1.10.3 Propiedades mecánicas del electrodo E-6013

Según el manual de soldadura INDURA, este electrodo posee las siguientes propiedades mecánicas(INDURA, 2005):

- La resistencia a la tracción es de 518 MPa.
- El límite de fluencia es de 431 MPa.
- El alargamiento en % por 50 mm es, de 28%.

### 1.10.4 Ecuación de resistencia a la soldadura

La práctica común en el diseño de la soldadura es despreciar el esfuerzo normal y basar el tamaño de la junta, en la intensidad del esfuerzo cortante medio. En el área de la garganta de la soldadura a 45° de los catetos. Esta es la mínima área del cordón por donde tiene que fallar a corte(INDURA, 2005).

En el diseño se acostumbra basar el esfuerzo cortante en el área de la garganta y desprender totalmente el esfuerzo normal, en consecuencia, la ecuación del esfuerzo medio es(Rodríguez, 2019):

$$\tau = \frac{P}{h * L * N} \quad (1.25)$$

Donde:

$P$ : mayor fuerza existente en la estructura. [N]

$L$ : largo del cordón de soldadura. [mm]

$N$ : número de cordones

$$h=0,707*hc$$

$hc$ : garganta. [mm]

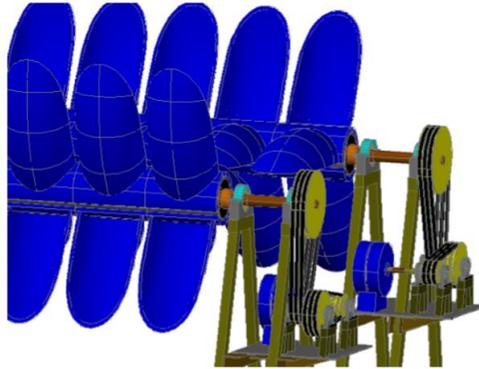
### **1.11 Aplicación de transmisiones por correas en aerogeneradores**

Para garantizar un rendimiento excelente en una transmisión por correas, se deberá realizar una adecuada alineación de la polea motora con respecto a la conducida y dar una correcta tensión de montaje, en caso que las poleas se encuentren desalineadas, las correas girarán saliéndose del canal de las poleas, por tener las mismas rigidez transversal, y en caso de tensión insuficiente, las mismas patinarán, produciéndole un roce entre los flancos de las correas y poleas por lo que se produce una elevada temperatura, envejeciendo rápidamente y produciendo la rotura de la misma.

Las transmisiones por correas se utilizan fundamentalmente en el intervalo de potencias de 0,3 kW a 50 kW, raras veces para potencias de más de 300 kW. La relación de transmisión máxima habitualmente alcanza valores de hasta 4 o 5. En general, las transmisiones por correas se utilizan para altas velocidades de rotación y exigencias rigurosas a la suavidad del trabajo (Fernández Castañeda, Hernández Ortega, & Gómez Ríos, 2016).

Los elementos sumamente flexibles no tienen duración infinita. Cuando se utilizan, es importante establecer un programa de inspecciones para prevenir el desgaste, el envejecimiento y la pérdida de elasticidad. Los elementos deben reemplazarse a la primera señal de deterioro.

Este tipo de transmisiones se aplican ampliamente en instalaciones industriales, máquinas de herramienta, transporte, máquinas agrícolas y en especial en aerogeneradores de eje vertical como puede ser el prototipo AEROLIN diseñado por el tutor. El objetivo de esta transmisión es acoplar el momento torsor y las rpm del rotor a las del generador eléctrico.



*Figura 1.10 Aplicación de transmisión por correas en aerogeneradores Fuente: (E. T. L. Mesa, 2018)*

Para el cálculo de una transmisión por correas es necesario conocer la razón de transmisión entre sus poleas, así como el diámetro primitivo de las mismas, para ello se utiliza la ecuación siguiente (Fernández Castañeda et al., 2016):

$$u = \frac{D_2}{D_1} = \frac{n_1}{n_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2} \quad (1.26)$$

Donde:

$u$  = relación de transmisión

$D_1$  = Diámetro primitivo de la polea conductora. [mm]

$D_2$  = Diámetro primitivo de la polea conducida. [mm]

$n_1$  = RPM en la polea conductora. [rpm]

$n_2$  = RPM en la polea conducida. [rpm]

$\omega_1$  = velocidad de rotación en la polea conductora. [rad/seg]

$\omega_2$ =velocidad de rotación en la polea conducida. [rad/seg]

Otro parámetro a conocer son los momentos torsores en cada una de las poleas, para calcular este parámetro se pueden utilizar las mismas ecuaciones mostrada en el epígrafe 1.5.

Una vez conocidos estos parámetros, se puede pasar a la selección del perfil de la correa a emplear en la transmisión. Esta selección puede efectuarse a partir de recomendaciones como las brindadas en los nomogramas de algunos catálogos, tablas, etc. Por supuesto la selección del perfil también debe corresponder con las disponibilidades prácticas del tipo de perfil elegido.

Un ejemplo de lo anterior planteado se encuentra en el Catálogo de Correas Industriales de la marca Dumlop, donde se brinda suficiente información para la selección de las mismas.

Dentro de las correas que se encuentran en el catálogo las más recomendadas para la aplicación en aerogeneradores son las trapezoidales, de (perfil C), porque estas son mayormente usadas en maquinarias agrícola e industrial, tienen larga vida de servicio, alta flexibilidad y resistencia al desgaste, pueden operar sin problemas a temperaturas desde los 35C° a 70C°, son recomendadas cuando exista elevada rama de rangos de potencia y los diámetros de las poleas sean mayores que 180 mm. Además de lo anterior planteado las correas trapezoidales de tipo C, amortiguan las vibraciones en la transmisión y se utilizan en aplicaciones silenciosas(Dumlop, 2016).

Uno de los parámetros fundamentales para la selección de la correa es la longitud de la misma, la cual se calcula con la siguiente ecuación(Fernández Castañeda et al., 2016).

$$L_{correa} = 2 * A_{tent} + \frac{\pi}{2} (D_2 + D_1) + \frac{(D_2 - D_1)^2}{4 * A_{tent}} \quad (1.27)$$

Donde:

$A_{tent}$ = Distancia entre centros tentativa, este es solo un valor para fijar posteriormente el valor de la misma. [mm]

$D_2$ =Diámetro primitivo de la polea conducida. [mm]

$D_1$ =Diámetro primitivo de la polea conductora. [mm]

Luego de haber calculado la longitud de la correa se selecciona en el catálogo la longitud normalizada ( $L_n$ ) más cercana al valor calculado que aparezca en el catálogo.

Posteriormente se calcula la distancia entre centros de montaje real, con la siguiente ecuación(Fernández Castañeda et al., 2016):

$$A_{wreal} = A_{tent} \pm \frac{\Delta L}{2} = A_{tent} \pm \frac{L_n - L_{correa}}{2} \quad (1.28)$$

Se utiliza el signo (+) cuando  $L_n$  sea mayor que  $L_{correa}$  y signo (-) cuando  $L_n$  menor que  $L_{correa}$ .

## 1.12 Protección anticorrosiva

La protección anticorrosiva de las estructuras metálicas es de vital importancia para la vida útil de las mismas ya que estas son atacadas por la corrosión paulatinamente y sus efectos se notan en dependencia de las zonas donde estén situadas.

Cuba al ser una isla rodeada de mar, situada en el centro de América donde la humedad relativa es elevada y el aerosol marino atraviesa prácticamente el país, es un lugar donde el fenómeno de la corrosión afecta a todos los objetos metálicos existentes en todo el territorio nacional.

Para combatir este fenómeno y evitar la destrucción del hierro y el acero por la oxidación, es preciso aplicar en todas las superficies metálicas pinturas anticorrosivas después de haber preparado la superficie, de manera adecuada eliminando las partículas de óxido, suciedad, escorias de soldadura grasas y humedad superficial.

Las pinturas de secado al aire endurecen por evaporación de los disolventes orgánicos o del agua, seguida por la reacción del ligante con el oxígeno del aire. Las pinturas en base disolvente secan por evaporación de los disolventes. Por tanto, cualquiera de estos tipos de pintura pudiera aplicarse en cualquier estructura metálica en el territorio nacional.

## **Conclusiones del Capítulo 1**

Una vez finalizado el presente capítulo, se ha podido arribar a las siguientes conclusiones parciales:

- Se pueden utilizar para la medición de la velocidad y dirección del viento, anemómetros y veletas tipo flecha.
- Para convertir la energía eólica en electricidad, se pueden utilizar generadores eléctricos trifásicos de corriente alterna con imanes de neodimio.
- Para la interconexión de los aerogeneradores a la red local se deben utilizar inversores de corriente eléctrica.
- Según la revisión bibliográfica, se propone utilizar acero ASTM A570-85 Grado 30 en las estructuras y para la unión de los elementos que la conforman se utilizará la soldadura manual por arco eléctrico con electrodo E-6013 y como anclaje la utilización de tornillos.
- Se establecieron todas las ecuaciones a utilizar.

## **CAPÍTULO 2 MATERIALES Y MÉTODOS**

En este capítulo se realizará la caracterización de la zona de estudio, la metodología empleada para realizar las mediciones de la dirección y velocidad del viento y se calculará el potencial eólico disponible en distintos puntos sobre la azotea del edificio. También se expondrá la propuesta del sistema de conexión eólica a la red eléctrica del edificio, se realizarán los cálculos de resistencia pertinentes a la armadura y a los álabes con respecto a las cargas actuantes sobre estos elementos y se verificará si el acero seleccionado y la geometría de los elementos son los adecuados para su fabricación y se seleccionará los electrodos de aplicación en la soldadura por electrodos, para la unión de los elementos de la estructura. Por último, se realizará el cálculo del sistema de transmisión y se decidirá qué tipo de protección anticorrosiva se aplicará en la armadura.

### **2.1 Caracterización del edificio**

El lugar de estudio de este trabajo es el edificio 14 plantas situado en el reparto Peñas Altas, en la ciudad de Matanzas, por la parte frontal del mismo se encuentra la Vía Blanca, por el lado este la calle 186 y por el fondo colinda con la 131. Esta edificación se encuentra en una zona muy cercana a la costa donde predomina un clima tropical cálido y estacionalmente húmedo, donde llegan frentes fríos que modifican estacionalmente el clima. La influencia marítima es muy significativa, con fuerte influencia del viento lo que se refleja en todos los procesos. Además, este lugar fue construido de tal manera que la superficie frontal se encuentra en dirección norte y la lateral derecha en dirección este, por lo que existe un gran potencial de viento que choca contra la edificación y pudiera ser aprovechado para la generación de electricidad.



*Figura 2.1 Diferentes vistas del edificio(elaborado por el autor)*



*Figura 2.2 Vista superior del edificio Fuente: Google Earth 2019*

El edificio cuenta con 156 apartamentos habitables, dos elevadores, aunque solamente funciona uno en estos momentos, una cisterna común para el abastecimiento de agua, por mediación de una bomba centrífuga antigua, dos tiendas de venta de productos múltiples, conocidas como TRD (Tienda de Recaudación de Divisas), un punto de venta en moneda nacional, el cual tiene como función vender alimentos y accesorios, además hay una bodega. Es preciso resaltar al alumbrado público, el cual no está en buen estado debido a que existe un considerable grupo de lámparas en mal estado. Esta caracterización es de gran importancia para determinar el consumo eléctrico mensual y anual del edificio en las zonas residenciales y áreas públicas.

## **2.2 Determinación del consumo eléctrico mensual y anual del edificio en las zonas residencial y áreas públicas**

### **2.2.1 Consumo de la zona residencial**

Para la realización de este estudio se partió de datos recopilados por mediación de encuestas realizadas en el lugar, a personas residentes y en especial al encargado del

edificio. También se recogieron comprobantes de pagos de electricidad en varios apartamentos de distintos meses ya pagados para comparar y sacar valores medios de consumo por apartamento en cada mes. Una vez recopilados estos datos y llevados a una tabla Excel se arrojan los siguientes resultados mostrados en la siguiente tabla que muestra el consumo en (kW) de los 156 apartamentos cada mes.



*Figura 2.3 Consumo de los 156 apartamentos cada mes (elaborado por el autor)*

Como se puede apreciar, son valores considerables de consumo por mes por lo que si sumamos el valor de cada uno de los meses tendremos el consumo de los 156 apartamentos en el año, que sería de 674388 kW.

### **2.2.2 Consumo en las áreas de uso público**

Para hallar el consumo de las áreas de uso público se recopilieron los datos de consumo por cada mes y se tomaron los valores de consumo eléctrico de los demás sitios del edificio mencionados anteriormente en la caracterización del lugar, excepto los apartamentos.

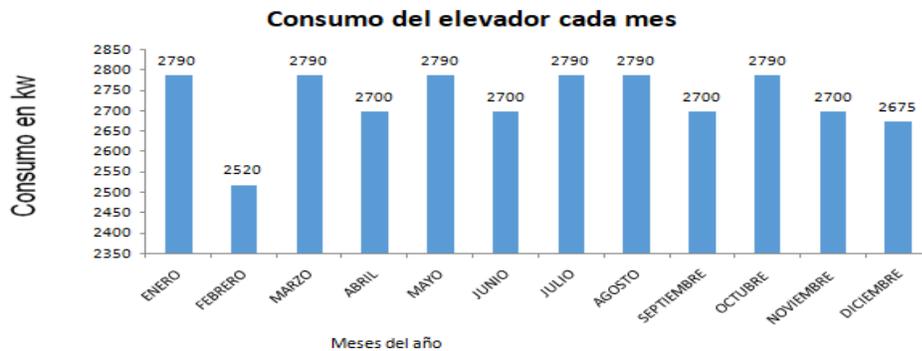
Una vez recopilados estos datos se arrojan estos resultados en la siguiente gráfica:



*Figura 2.4 Consumo de las áreas de uso público cada mes (elaborado por el autor)*

Como se puede apreciar los valores pico de consumo en las áreas de uso público se encuentran en el mes de agosto donde el consumo es de 6315 kW, mientras que el mes de menos consumo fue febrero con 5292 kW. Al realizar la suma del consumo de todos los meses se arroja el valor de 70763 kW.

El elevador se encuentra dentro de las áreas de uso público y es el equipo que más consume en el edificio, pues trabaja aproximadamente un promedio por día de 12 horas sin parar y el motor que da movimiento a este tiene una potencia de trabajo de 7,5 kW. El consumo promedio del elevador al día es de 90 kW, lo que arroja el siguiente resultado:



*Figura 2.4 Consumo de las áreas de uso público cada mes (elaborado por el autor)*



Figura 2.5 Datos de la chapilla del motor del elevador (elaborado por el autor)

### 2.2.3 Consumo total del edificio

Una vez obtenido el consumo de las dos áreas anteriores se pudo llegar a la conclusión de que el consumo total del edificio en cada mes, según la siguiente gráfica es de:

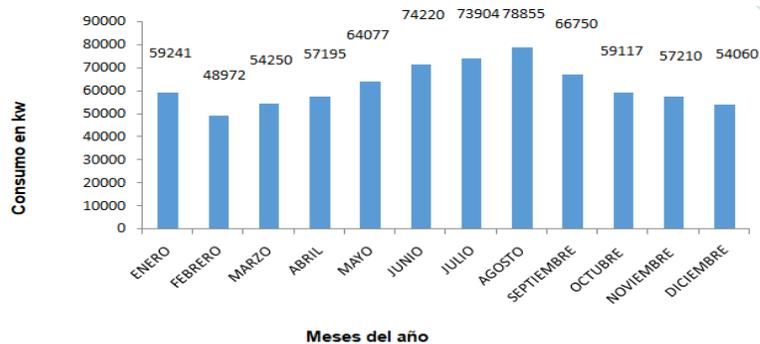


Figura 2.6 Consumo total del edificio por cada mes (elaborado por el autor)

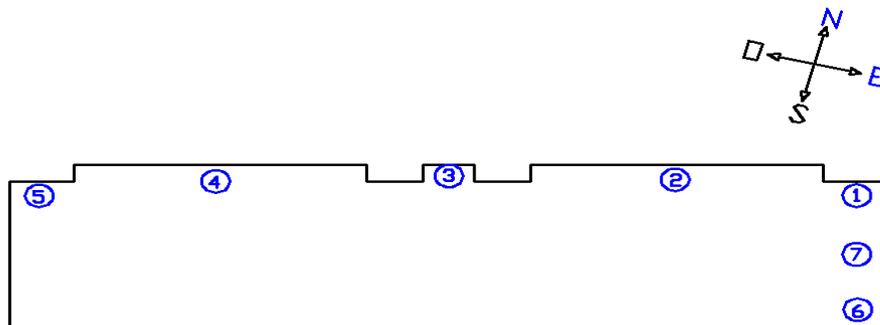
Como ya era de esperar el mes de mayor consumo eléctrico en el edificio es el mes de agosto con 78855 kW, mientras que los meses de menor consumo son diciembre, marzo y febrero, con un mínimo en febrero de 48972 kW.

Ya obtenidos todos los valores de consumo de las distintas áreas del edificio se llega a la conclusión de que el consumo total de este en un año es de 745151 kW, siendo este un valor apreciable de consumo de electricidad, el cual puede ser disminuido con el aporte de generación eléctrica mediante el módulo de aerogeneradores de álabes toroidales, que se pretenden colocar en la azotea del edificio, donde hay valores apreciables de potencial

eólico disponible, que pueden ser transformados en energía eléctrica, como se verá más adelante.

### 2.3 Estudio del potencial eólico en el edificio

Las mediciones del viento en la azotea se realizaron fundamentalmente en los laterales que se encuentran orientados hacia el norte y el este, que es donde mayor incidencia tiene el viento proveniente del mar gran parte del año. Para ello fue necesario dividir la azotea en distintos puntos de medición como se muestra en la figura siguiente:



*Figura 2.7 Vista en planta del edificio, ubicación y puntos de medición del viento (elaborado por el autor)*

En la parte central de la azotea no existe un buen potencial del viento, pues se realizaron algunas mediciones que demostraron esto, además no existe suficiente espacio para la instalación de estos prototipos, debido a que aquí están situados objetos de uso público como antenas y tanques para agua, como se muestra a continuación.



*Figura 2.8 Mediciones realizadas en la parte central de la azotea (elaborado por el autor)*

Para las mediciones directas de velocidad del viento a distintas distancias y alturas, se emplearon el anemómetro digital AIRFLOW modelo LCA6000 y anemómetro analógico Schiltknecht modelo CH-8625Gossau respectivamente.



AIRFLOW -LCA6000



Schiltknecht- CH-8625Gossau.

*Figura 2.9 Instrumentos para medir velocidades del viento Fuente: Laboratorio de energía de la UM.*

Para la medición de la dirección del viento se empleó una brújula y una veleta tipo flecha construida por el autor del presente trabajo.



*Figura 2.10 Instrumento para medir dirección del viento (elaborado por el autor)*

En cada punto enumerado en el esquema se midieron las componentes horizontal y vertical del viento respectivamente. La componente horizontal es originada por la acción directa del viento sobre la superficie de la azotea y la vertical que es provocada al chocar

el aire contra el edificio y desviarse paralelamente a la superficie lateral del mismo y en sentido hacia arriba.



Figura 2.11 Mediciones realizadas en el lateral del edificio (elaborado por el autor)

El flujo vertical se midió a partir de 0,5 hasta 1 metro del exterior de la azotea. Mientras que el horizontal se midió en distancias de 1 m, 1,5 m y 2 m sobre la azotea, como muestra el esquema anterior.

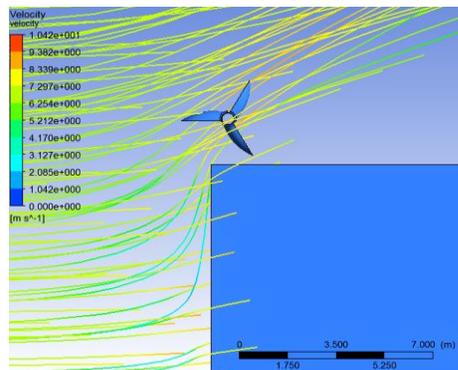


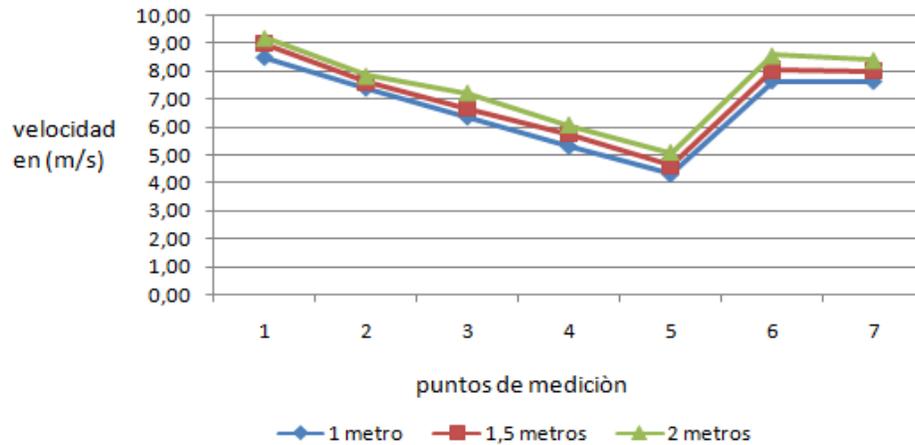
Figura 2.12 Simulación en ANSYS del flujo de viento sobre el edificio Fuente : (E. T. L. Mesa, 2017).

Las mediciones se realizaron durante los meses desde principios de noviembre hasta de abril, todas las semanas de cada mes, tomando como horario previsto entre las 2 y 5 de la tarde, donde se obtienen las velocidades medias del viento durante el día.

El mayor valor de velocidad del viento registrado fue el día 19 de diciembre con un valor de 12,23 m/s (44 km/h) en la componente vertical, en el punto 1, mientras que el menor valor fue el 22 de enero con un valor de 1,25 m/s (4,5 km/h) en la componente horizontal, en el punto 5 (Ver anexos 2 y 3).

### 2.3.1 Mediciones horizontales

A continuación, se expresan los valores de las velocidades promedio de la componente horizontal en los 7 puntos a distintas distancias de la azotea en los meses de noviembre a abril:



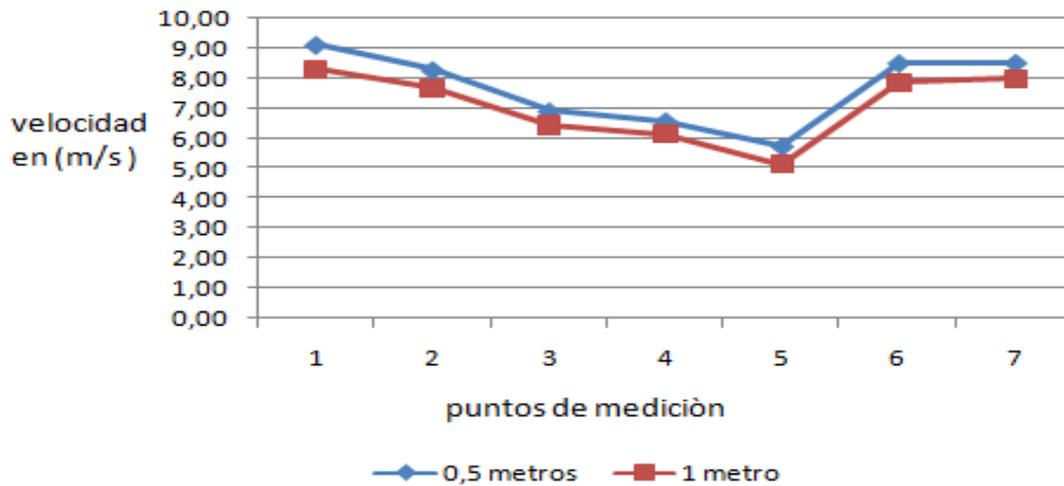
*Figura 2.13 Comportamiento de la componente horizontal del viento en los puntos de medición (elaborado por el autor)*

Como se puede apreciar en el gráfico, los puntos 1, 6 y 7 son los que presentan un potencial de viento más favorable para la generación de electricidad en estos meses, aunque los demás también presentan valores positivos con excepción de los puntos 5 y 4 que son los menos favorable para la generación de energía ya que alcanzan valores por debajo de los 6 m/s.

Como ya se vio anteriormente, los puntos de mayor potencial disponible están situados en la zona norte y este del edificio que es de donde viene el flujo de aire proveniente del mar todo el año.

### 2.3.2 Mediciones verticales

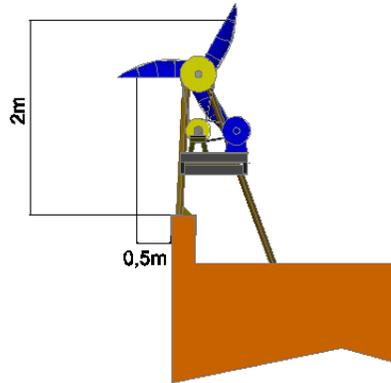
En el gráfico siguiente se expresan los valores de las velocidades promedio de la componente vertical en los 7 puntos a distintas distancias de la azotea en los meses de noviembre a abril:



*Figura 2.14 Comportamiento de la componente vertical del viento en los puntos de medición (elaborado por el autor)*

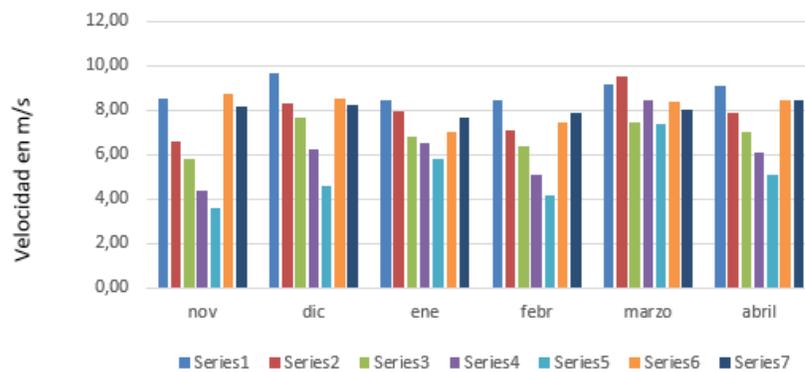
Al igual que en las mediciones horizontales los puntos 1,6 y 7 son los que presentan un valor apreciable para la generación de electricidad mediante aerogeneradores. Siendo de estos el de mayor velocidad el 1 alcanzando un valor medio de 9,14 m/s a 0,5 metros hacia el exterior del edificio, mientras que en el 6 y 7 se alcanzan valores de 8,53 m/s y 8,60 m/s respectivamente a 2 m de la azotea. El punto de menor incidencia del viento es el punto 5 como era de esperar, debido a su ubicación como ya se dijo anteriormente alcanzando un valor máximo de 5,32 m/s.

Como se pudo apreciar en las distancias de 2 metros en la componente horizontal y 0,5m en la vertical es donde se ven los mayores promedios de velocidad del viento, por tanto, los prototipos a colocar sobre la azotea quedarán ubicados de tal manera que los álabes sean impactados por estas componentes, para así aprovechar los mayores potenciales de viento.



*Figura 2.15 Posición del rotor sobre la azotea (elaborado por el autor)*

Para comprender como quedaron los registros de la serie de mediciones tomadas en cada punto, con los valores de las distancias antes mencionadas cada mes, se muestran los siguientes gráficos.



*Figura 2.16 Promedio de mediciones horizontales (elaborado por el autor)*

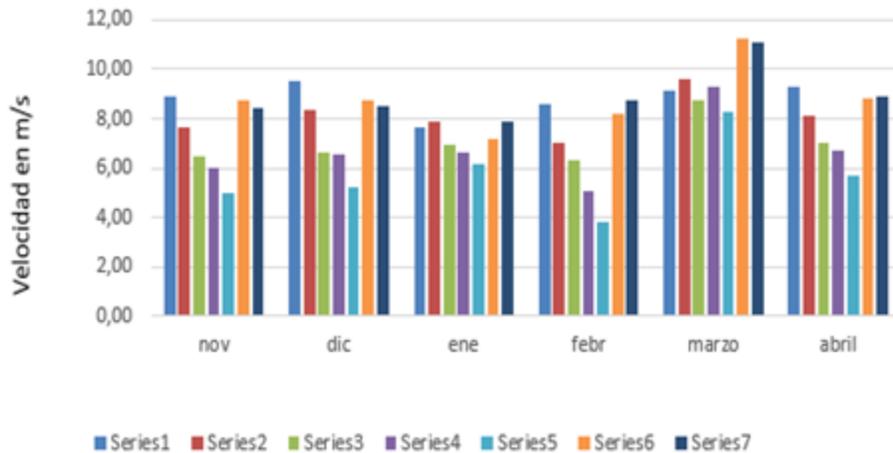


Figura 2.17 Promedio de mediciones verticales (elaborado por el autor)

Los valores de cada punto se pueden ver en el anexo 4.

### 2.3.3 Dirección predominante del viento en la azotea

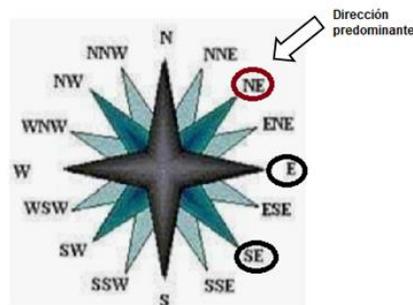


Figura 2.18 Dirección predominante del viento durante el periodo de medición (elaborado por el autor)

La dirección predominante del viento durante estos meses es desde el Noreste, por lo que el punto de mayor velocidad del viento según las mediciones es el punto 1 y pueden ser aprovechadas las dos componentes del viento. Aunque en menor grado también se recogieron datos de direcciones provenientes del Este y el Sureste, por lo que en los puntos 7 y 6 pueden ser aprovechados también ambas componentes, ya que estos puntos se encuentran en una posición favorable para recibir el flujo de viento proveniente de esta dirección.

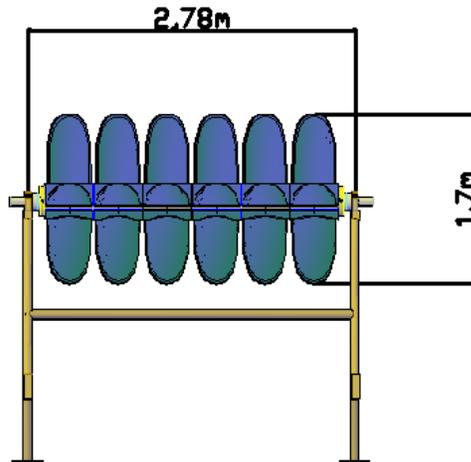
### 2.3.4 Cálculo de potencia eólica disponible en cada punto

Como se pudo apreciar en la imagen de simulación del flujo de viento contra el edificio los álabes del aerogenerador son impactados por ambas componentes. Por tanto, el cálculo de potencia eólica disponible se realizará una vez conocidos los valores de velocidad promedio del viento durante el periodo de medición en cada punto, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 1.1 Velocidad promedio entre las dos componentes del viento (elaborado por el autor)*

<b>Puntos</b>	<b>Mediciones</b>		<b>Promedio</b>
	<b>Horizontales</b>	<b>Verticales</b>	
1	8,90 m/s	8,86 m/s	8,88 m/s
2	7,89 m/s	8,12 m/s	8,01 m/s
3	6,85 m/s	7,03 m/s	6,94 m/s
4	6,13 m/s	6,68 m/s	6,41 m/s
5	5,12 m/s	5,68 m/s	5,40 m/s
6	8,09 m/s	8,82 m/s	8,46 m/s
7	8,06 m/s	8,94 m/s	8,50 m/s

Para el cálculo del potencial eólico disponible, se tomará como ejemplo hipotético el área de impacto del aire, la cual es un rectángulo de 2,78 x 1,7 metros, que son los valores de dimensiones máximas del conjunto rotor del AEROLIN en cuanto a longitud del rotor y diámetro de barrido de los álabes respectivamente, por lo que el área de impacto del viento será de 4,73 m<sup>2</sup>.



*Figura 2.19 Dimensiones fundamentales del rotor, para el cálculo del potencial eólico de un módulo de 6 rotores. (elaborado por el autor)*

Una vez conocidos todos los datos se aplica la ecuación (1.1) para las distintas velocidades de cada punto dando y los resultados se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 1.2 Potencia eólica disponible en cada punto (elaborado por el autor)*

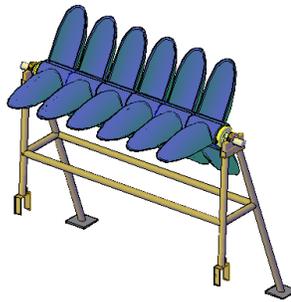
<i>Puntos</i>	<i>Velocidad(m/s)</i>	<i>Potencia (W)</i>
<i>1</i>	<i>8,88</i>	<i>1133,94</i>
<i>2</i>	<i>8,01</i>	<i>829,87</i>
<i>3</i>	<i>6,94</i>	<i>540,85</i>
<i>4</i>	<i>6,41</i>	<i>425,52</i>
<i>5</i>	<i>5,40</i>	<i>254,75</i>
<i>6</i>	<i>8,46</i>	<i>977,40</i>
<i>7</i>	<i>8,50</i>	<i>993,81</i>

Como se puede ver existen valores apreciables del potencial eólico disponible, por lo que en el lugar pudieran instalarse el prototipo AEROLIN en los puntos de medición que superen las velocidades medias del viento los 6 m/s (21,6 km/h), donde a partir de esta velocidad existen valores de potencia eólica aprovechable mayores que 349 W. Como se vio en los resultados antes mostrados el punto 5 no cumple con la condición ya que la

velocidad del viento no alcanza los 6 m/s (21,6 km/h), por lo que este punto será descartado para la instalación del AEROLIN.

## **2.4 Prototipo a instalar sobre la azotea**

El módulo prototipo a instalar en el edificio cuenta de 6 rotores que se podrán colocar acoplados en serie hasta 12. A continuación se muestra un prototipo, que en su parte delantera se apoyará sobre el muro de contención de la azotea y en su parte trasera, en la placa de la azotea sobre pedestales, para mayor seguridad y que no se afecte el edificio.



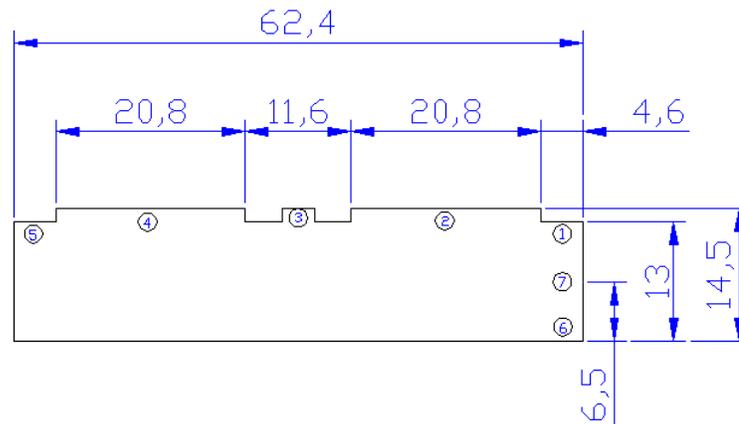
*Figura 2.20 Prototipo a instalar (AEROLIN) (elaborado por el autor)*

Como se ve en la figura anterior, está compuesto por un conjunto rotor de álabes toroidales, y la estructura de soporte es de tipo armadura hecha con perfiles de sección circular para que esta no sufra esfuerzos ocasionados por la velocidad del viento.

### **2.4.1 Instalación de prototipos en los puntos de mayor potencial del viento de acuerdo con el espacio disponible**

Para la instalación de los aerogeneradores se tendrá en cuenta solamente la longitud máxima del mismo ya que existe un gran espacio entre la baranda y el área central de la azotea, donde están patinejos, tanques de agua y otros accesorios colocados por los habitantes del lugar. Por lo que la colocación de los aerogeneradores no dificultará el tránsito del personal que suba a la azotea en determinado período de tiempo a realizar cualquier otra tarea cotidiana.

Basándonos en lo anteriormente planteado, a continuación se mostrará la siguiente figura de una vista en planta de la azotea con todas las cotas longitudinales en los distintos puntos donde pudieran ser instalados los aerogeneradores.



*Figura 2.21 Cotas longitudinales de los puntos de medición (elaborado por el autor)*

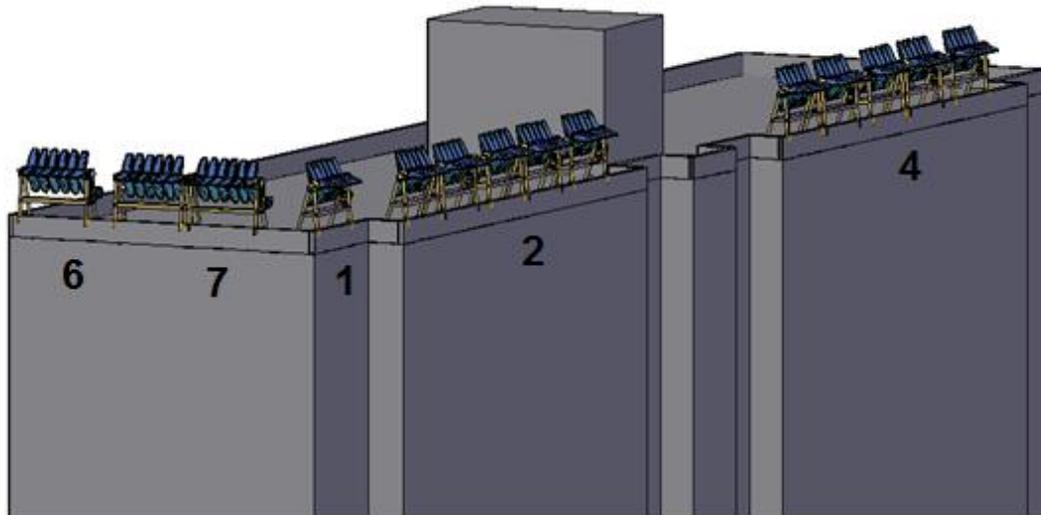


*Figura 2.22 Espacio disponible entre la baranda y el área central de la azotea (elaborado por el autor)*

La imagen de la derecha refleja el espacio que existe entre la caseta del elevador y la baranda y como se puede ver es la vía de acceso de una parte de la azotea a la otra, por lo que esto es un impedimento para la colocación de los aerogeneradores en este punto.

Los aerogeneradores se colocarán en los puntos de medición donde la velocidad del viento promedio, supere los 6 m/s. Una vez obtenidos los valores de potencia eólica, los puntos donde serán colocados los aerogeneradores pudieran ser los puntos 1, 2, 3, 4, 6 y 7, ya que el punto 5 no reúne el potencial requerido para la instalación.

Se debe resaltar que en el punto 3 o punto central de medición no cumple con la geometría requerida para la instalación de un prototipo de 6 rotores, aunque si existe un buen potencial disponible. Por tanto, en este lugar no se instalará ningún prototipo y la instalación quedará de la siguiente manera.



*Figura 2.23 Distribución de rotores en los puntos de mayor potencial de viento  
(elaborado por el autor)*

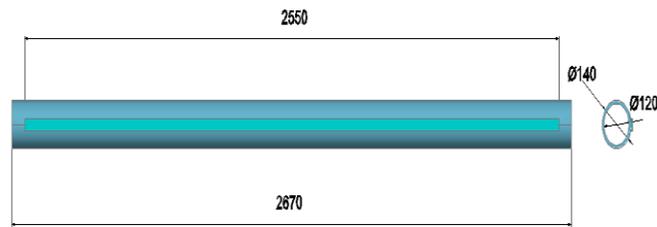
Como se puede ver la instalación contará con 14 módulos de 6 rotores cada uno, para un total de 84 rotores, los cuales serán conectados directamente a la red eléctrica para disminuir el consumo total del edificio, como se verá más adelante.

#### **2.4.2 Cálculos del momento de inercia másico, masa y peso del prototipo a instalar**

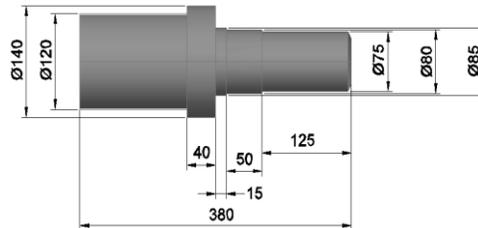
Antes que nada, es preciso aclarar que los cálculos que se harán más adelante se aplicarán solo para el conjunto rotor del AEROLIN.

Como todo conjunto mecánico el prototipo AEROLIN mencionado anteriormente, está constituido por piezas y elementos que se encuentran acoplados entre sí, a continuación, se hará un desglose de los componentes fundamentales del conjunto rotor para una mejor apreciación de este y dimensiones básicas para el cálculo de la masa, peso y momento de inercia de cada componente del mismo.

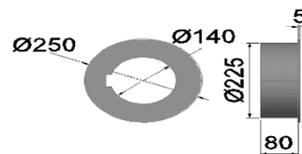
Tabla 1.3 Elementos que conforman el conjunto rotor (elaborado por el autor)



Tubo de aluminio 6061 con chaveta atornillada de 10 x 12 x 2550 m



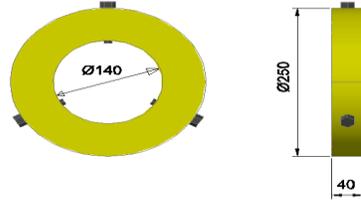
Extremos de transmisión del tubo rotor de aluminio 6061



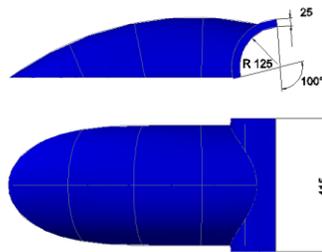
Tapón de rolos de aluminio 6061



Rolo de Polietileno PE 100



Anillo de fijación axial: Aluminio 6061 con Prisionero Galvanizado M10 X 1



Álabe Toroidal de PRFV

Para realizar el cálculo del momento de inercia másico, masa y peso del conjunto rotor, se aplicaron las ecuaciones (1.2), (1.3) y (1.4), a cada componente del AEROLIN y luego fueron sumados estos valores, dando como resultado:

$$m_{\text{rotor}} = 432,39 \text{ kg}$$

$$I_x_{\text{rotor}} = 84,27 \text{ kgm}^2$$

$$W_{\text{rotor}} = 4323,9 \text{ N}$$

Es necesario aclarar que, para realizar los cálculos de resistencia de la armadura, más adelante el peso aplicársele a la misma será de 4440 N, para una mejor precisión de estos.

### 2.4.3 Cálculo de la potencia nominal promedio, que entrega cada rotor a la red

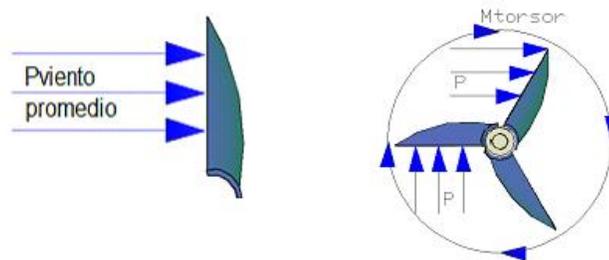
Como ya se dijo anteriormente la instalación estará formada por 14 módulos de 6 rotores de 6 álabes toroidales. Para ver el aporte que tendrán estos a la red del edificio, es necesario calcular la potencia nominal que pudieron haber generado los mismos durante el periodo que se hicieron las mediciones en cada punto.

Ya vistos los valores de velocidades promedio en los puntos donde serán instalados los aerogeneradores se llega a la conclusión, que para el cálculo que puede aportar cada rotor a la red, se tomará una velocidad intermedia entre estos valores de 7 m/s que además es la media establecida por los registros meteorológicos del país durante todo el año a una altura de 40 metros.

Primeramente, se calculará con la ecuación (1.7), la fuerza actuante sobre la zona principal del álabes que tiene un área cóncava de 0,64 m<sup>2</sup> por lo que,

$$P_{VIENTO} = \frac{1}{2} * 1,16 \text{ kg} / \text{m}^3 * (7 \text{ m} / \text{s})^2 * 0,64 \text{ m}^2$$

$$P_{VIENTO} = 18,18 \text{ N}$$



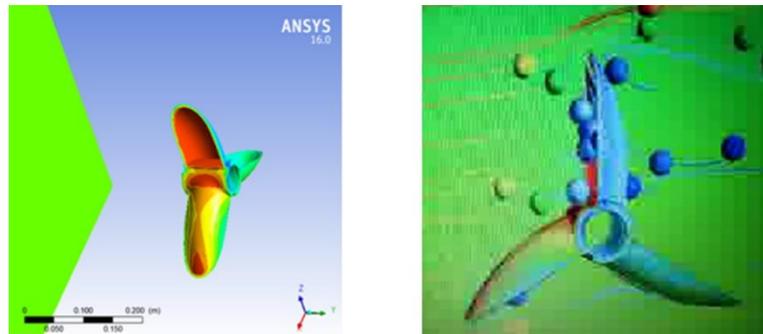
*Figura 2.24 Fuerza actuante sobre el álabes que genera el momento de torque en el rotor (elaborado por el autor)*

De acuerdo con el estudio experimental de las líneas de flujo derivadas de la velocidad del viento, (figura 2.12), se puede determinar que tanto la velocidad del viento ascendente por el lateral del edificio, como el actuante en la zona principal del flujo de viento horizontal, por lo general 71% del vertical, la fuerza resultante del viento que provoca el torque de giro en cada rotor es:

$$18,8N + \left[ \frac{(18,18N * 0,071)}{0,100} \right] \approx 31N$$

A la fuerza anterior, se le disminuye un 10% que se genera por el deslizamiento de las líneas de viento sobre el área secundaria de la superficie convexa del álabe, cuestión demostrada en experimentos y simulación, por lo que la fuerza final que actúa sobre cada rotor, en este caso que se analiza, es de 28 N.

El punto de concentración del viento por la geometría cóncava se puede apreciar en las imágenes de la siguiente figura:



*Figura 2.25 Concentración del viento en la superficie principal y secundaria del álabe*

*Fuente: (E. T. L. Mesa, 2017)*

La concentración del viento por la geometría toroidal del álabe provoca que la fuerza resultante se desplace cercana al extremo del mismo, por lo que en este caso el radio que se aplicará en el cálculo de momento es de 0,85 m.

Basándonos en lo anterior, se aplica la ecuación (1.6) para el cálculo del momento de torque que genera el giro del rotor, por lo que:

$$M_t = 28N * 0,85m$$

$$M_t = 23,8 Nm.$$

Lo cual significa que, en cada módulo de 6 rotores de álabes toroidales con diámetro de barrido de 1,7m y un viento medio de 7m/s (24,5 km/h) se genera un torque de:

$$23,8 Nm * 6 Rotores = 142,8 Nm.$$

Si se considera el factor de aprovechamiento real de la energía eólica, establecido por Betz y se ajusta al momento de torque calculado para los 6 rotores, entonces el valor de 142,8Nm del torque derivado de la velocidad del viento y área de enfrentamiento, será:

$$142,8 Nm * 0,59 = 84,25 Nm.$$

Para mayor seguridad en los cálculos, atendiendo a que el momento de inercia del aerogenerador, pueden ampliarse por elementos de máquina (transmisión por correas y acoplamiento rígido) y valores de posible rozamiento del sistema, se establece un coeficiente de seguridad de 1,2, por lo cual, al aplicarlo al Momento de Inercia calculado, queda como:

$$84,27 kgm^2 * 1,2 = 101,12 kgm^2$$

Si aplicamos la ecuación (1.8), a partir del reposo, con 30 segundos para estabilizar el movimiento, así como aplicando el valor del momento de inercia calculado se podrá determinar las rpm a las cuales girará el aerogenerador de 6 rotores y la Potencia resultante, dando como resultado:

$$\omega_2 = \frac{(84,25Nm * 30seg)}{101,12kgm^2} = 24,99rad / seg = 238,53rpm$$

Con este resultado se determina la potencia nominal que se puede obtener en la instalación de 6 rotores, aplicando la ecuación (1.5), de la cual se obtiene que:

$$N = 84,25Nm * 24,99rad / seg = 2105W \approx 2,1kW$$

Como se puede ver 2,1 kW es un valor apreciable de generación a pequeña escala. En la azotea serán situados 14 módulos de 6 rotores, pueden ser ahorrados del consumo del edificio, al conectarse directamente a la red del edificio 29,4 kW de generación eléctrica nominal en una hora.

## 2.5 Selección del generador eléctrico a aplicar en los aerogeneradores de álabes toroidales de 6 y 12 rotores

Según la tabla que se muestra a continuación, se puede apreciar que los aerogeneradores tanto de 6 rotores, como de 12, al tener el mismo tipo de álabe toroidal girarán ambos con las mismas rpm y lo que cambia es el momento torsor (Mt).

*Tabla 1.4 Momentos torsores y rpm de los módulos de 6 y 12 rotores, a varias velocidades del viento (elaborado por el autor)*

<i>V (m/s)</i>	<i>V (km/h)</i>	<i>Mt 6R (Nm)</i>	<i>Mt 12R (Nm)</i>	<i>rpm 6R</i>	<i>rpm 12R</i>
6	21,60	61,86	123,72	175,25	175,25
7	25,20	84,20	168,39	238,53	238,53
8	28,80	109,97	219,94	311,55	311,55
9	32,40	139,18	278,36	394,31	394,31
10	36,00	171,83	343,66	486,80	486,80

Las velocidades tomadas para los cálculos fueron las de mayor frecuencia que se ha medido en los planos vertical y horizontal, de los puntos de mayor potencial en la velocidad de los vientos, en el edificio objeto de estudio.

Como ya se vio anteriormente, para un módulo de 6 rotores la potencia nominal será de 2,1 kW, por lo que un módulo de 12 rotores entregará el doble de esta potencia con un valor de 4,2 kW. Esto trae consigo que se seleccionen para los módulos de 6 y 12 rotores, generadores eléctricos de imanes permanentes de 3 kW y de 5 kW respectivamente. Según una revisión exhaustiva se seleccionan para la instalación los de potencia nominal de 3000 W Modelo EN- 3000P y el de 5000 W Modelo EN-5000P, que presentan un par nominal o torque de 95,5 Nm y 159,2 Nm respectivamente y 300 rpm en ambos casos (Ver en el anexo 5).



*Figura 2.26 Generador eléctrico de imanes permanentes (EN) Fuente: Alibaba.com, proveedor Jiangsu*

## **2.6 Cálculo del sistema de transmisión por correas**

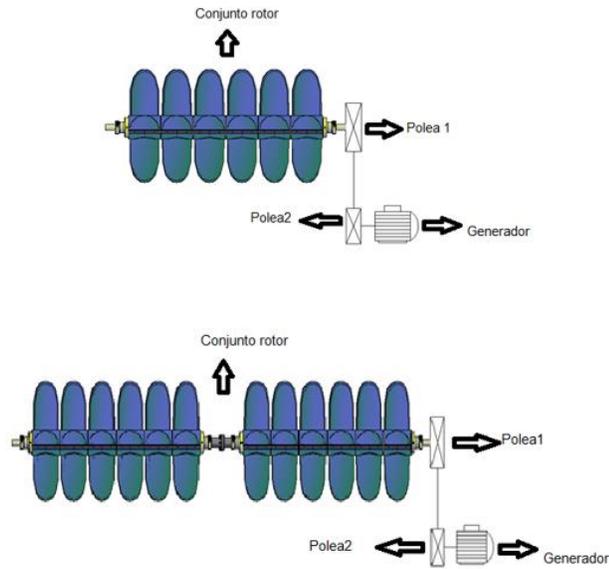
Como se puede apreciar en el epígrafe anterior, ambos modelos de generadores giran a 300 rpm nominales y lo mismo pasa con los módulos de 6 y 12 rotores que a una velocidad promedio de 7 m/s (25,2 km/h) giran ambos a 248,53 rpm  $\approx$  249 rpm.

Basándonos en lo anteriormente planteado, si colocamos a la salida del aerogenerador, una polea  $D_1 = 300$  mm con  $n_1 = 249$  rpm y el árbol de los generadores de 6 y 12 rotores girarán a 300 rpm, se podrá conocer el diámetro de la Polea  $D_2$ , al aplicar la ecuación (1.26), dando el siguiente resultado,

$$D_2 = \frac{300mm * 249rpm}{300rpm} = 249mm$$

Lo cual significa que con una polea conductora en el rotor de diámetro primitivo  $D_1 = 300$  mm y una polea conducida en el generador de  $D_2 = 249$  mm se garantizan las revoluciones

indicadas por el fabricante de los Generadores eléctricos EN- 3000P y EN-5000P de (300 rpm), quedando el siguiente esquema de transmisión para cada módulo:



*Figura 2.27 Esquema de transmisión de los módulos de 6 y 12 rotores (elaborado por el autor)*

En cuanto a la Potencia que se puede lograr, con la velocidad de viento de 7m/s actuando sobre el aerogenerador, va a depender del torque en cada caso.

Analizando primeramente la transmisión por correas entre el generador de 3000 W Modelo EN- 3000P y el módulo de 6 rotores, se tienen para los cálculos los siguientes datos:

$$D_1=300 \text{ mm}$$

$$n_1=249 \text{ rpm}$$

$$\omega_1=26,07 \text{ rad/seg}$$

$$M_{t1}=84,2 \text{ Nm}$$

$$N_1=2195 \text{ W}$$

$$D_2=249 \text{ mm}$$

$$n_2=300 \text{ rpm}$$

$$\omega_2=31,41 \text{ rpm}$$

Para conocer el Momento torsor de la polea conducida es necesario buscar el valor de la fuerza tangencial que ejerce la correa contra las poleas y se conoce que  $P_1=P_2$ . Aplicando la ecuación (1.6), se tiene la siguiente ecuación:

$$P_1 = \frac{M_{t1}}{R_1} \cdot \quad (2.1)$$

Dando como resultado que,  $P_1=561,3 \text{ N}=P_2$ . Aplicando la misma ecuación (1.6), se tiene:

$$M_{t2} = 561,3 \text{ N} * 0,124 \text{ m}$$

$$M_{t2}=69,88 \text{ Nm.}$$

Teniendo este valor, se aplica la ecuación (1.5), para la buscar el valor de la potencia que se puede lograr en el generador, dando como resultado 2194,9 W.

Este resultado confirma la elección del Generador Eléctrico en el modelo seleccionado, pues están en el rango de operación ya que tiene como potencia nominal 3000 W y par nominal 95,5 Nm.

Posteriormente se analizará la transmisión por correas entre el generador de 5000 W Modelo EN- 5000P y el módulo de 12 rotores, se tienen para los cálculos los siguientes datos:

$$D_1=300 \text{ mm}$$

$$n_1=249 \text{ rpm}$$

$$\omega_1=26,07 \text{ rad/seg.}$$

$$M_{t1}=168,4 \text{ Nm}$$

$$N_1=4390,18 \text{ W}$$

$$D_2=249 \text{ mm}$$

$$n_2=300 \text{ rpm}$$

$$\omega_2=31,41 \text{ rad/seg}$$

Realizando la metodología anterior se tiene que:

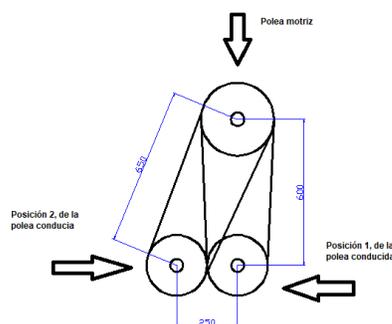
$$M_{t2}=139,2 \text{ Nm}$$

$$N_2=4372,27 \text{ W}$$

Al igual que el cálculo anterior este resultado confirma la elección del Generador Eléctrico en el modelo seleccionado, pues están en el rango de operación ya que este tiene como potencia nominal 5 kW y el par nominal es de 159,2 Nm.

Como bien se dijo en el capítulo anterior las correas más recomendables en esta aplicación son las trapezoidales de (perfil C), (Ver anexo 10).

Se conoce de cálculos anteriores que  $D_1=300 \text{ mm}$  y  $D_2=249 \text{ mm}$  y además se plantea para facilitar los cálculos que el generador eléctrico puede desplazarse de lugar unos 250 mm, esto para facilitar el montaje de la correa y que esta no sufra torcedura o pérdidas de material que acorten su vida útil de explotación. Las distancias entre centros cuando el generador se encuentre en los extremos se encontrarán entre 600 mm y 625 mm, como se muestra en el siguiente esquema de montaje. Para los cálculos se tomará un valor de (Atent = 625 mm), como distancia entre centros tentativa promedio.



*Figura 2.28 Posiciones extremas de la polea dentro del rango de deslizamiento del generador (elaborado por el autor)*

Ya conocidos todos los datos para el cálculo de la longitud de la correa, aplicamos la ecuación (1.27) de la cual tenemos que:

$$L_{CORREA} = 2 * 625mm + \frac{\pi(249mm + 300mm)}{2} + \frac{(249mm - 300mm)^2}{4 * 625mm} = 2119,4mm$$

Normalizando este valor en la tabla del catálogo de correas industriales, marca Dunlop, se escoge la correa trapezoidal C81, con una longitud normalizada de ( $L_n=2119$  mm), (Ver anexo 9).

Para una mejor seguridad del sistema de transmisión, este estará compuesto por 2 correas del tipo antes seleccionado.

Una vez seleccionada la longitud normalizada o real de montaje, será necesario buscar el valor real de distancia interaxial, aplicando la ecuación (1.28), con la condición que,  $L_n < L_{correa}$ , se tiene que

$$A_{wreal} = 625mm + \frac{2119mm - 2119,4mm}{2}$$

$$A_{wreal} = 628,8 \text{ mm.}$$

## **2.7 Conexión de los aerogeneradores a la red del edificio**

Para la interconexión de los aerogeneradores a la red eléctrica, será necesaria la instalación de otros dispositivos electrónicos que se encarguen de adecuar la energía producida por el aerogenerador para luego inyectarla a la red.

Por esto se seleccionará al Ingecon® Wind con transformador que puede adaptarse a una amplia gama de aerogeneradores para pequeñas instalaciones mini-eólicas de entre 2,5 kW y 5 kW. Este equipo, puede estar expuesto a la intemperie y a altas temperaturas.

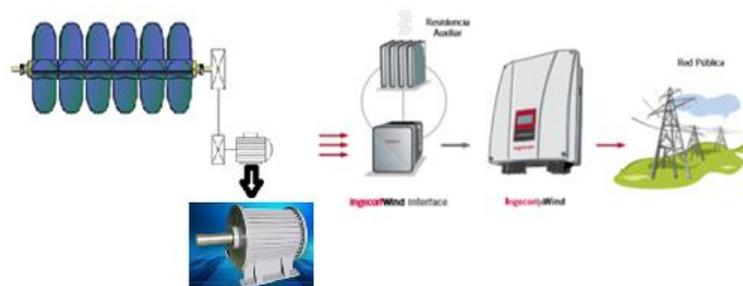


*Figura 2.29 Ingecon® Wind Interface (IWI) Fuente: Inversores para pequeñas instalaciones eólicas hasta 5 kW IngeconWind*

Además de conseguir la máxima extracción de energía en todo momento, el Ingecon® Wind con transformador garantiza la seguridad de la instalación mini-eólica.

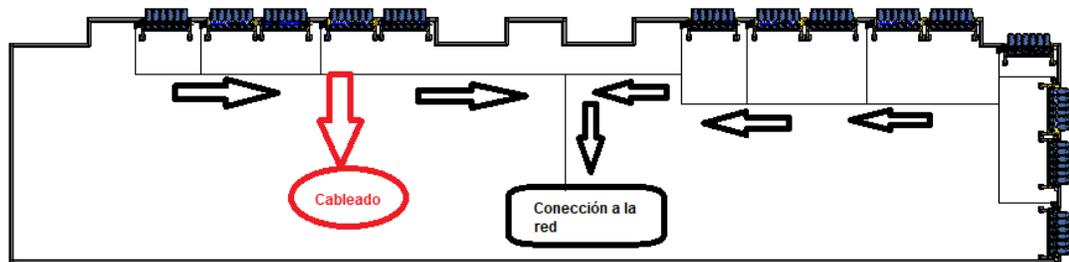
La instalación es sencilla y cumple con los requisitos exigidos por la normativa vigente en distintos países del mundo.

Las turbinas mini eólicas que se instalarán serán acopladas mediante un sistema de transmisión por correas al generador eléctrico de imanes permanentes, como se vio anteriormente, los cuales generan tensión de corriente alterna (AC) variable, en función de su velocidad de giro, en términos de tensión y frecuencia. El Ingecon® Wind Interface (IWI) convierte esta tensión (AC) a corriente continua (DC) y protege al Ingecon® Wind con transformador ante variaciones bruscas de tensión. El IWI puede descargar el exceso de energía producida en una resistencia de descarga, protegiendo así la instalación. El conjunto formado por el Ingecon® Wind con transformador y el IWI adecúan la energía eólica a los requerimientos de conexión de la red.



*Figura 2.30 Esquema de conexión a la red (elaborado por el autor)*

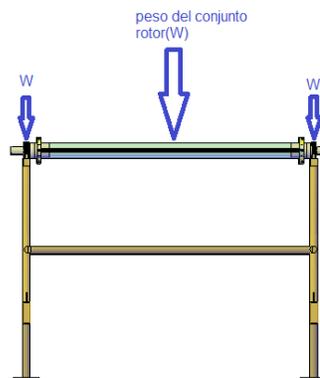
Una vez conectados estos dispositivos en cada rotor la corriente que sale de los mismos es viable para realizar el siguiente esquema.



*Figura 2.31 Esquema de conexión a la red de la instalación (elaborado por el autor)*

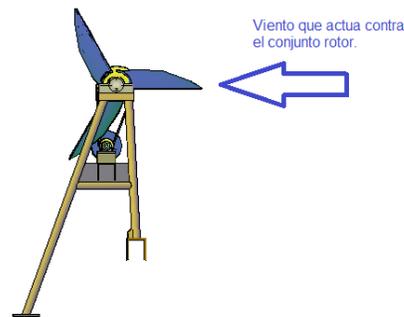
## **2.8 Cálculo de fuerzas internas en los elementos de la armadura, bajo la acción de la fuerza del viento y el peso del conjunto rotor**

El peso del conjunto rotor se conoce de cálculos realizados en el epígrafe (2.4.2) teniendo este un valor para los cálculos de 4440 N, este valor será ubicado en el centroide del conjunto rotor y la mitad de su valor será ubicado en los extremos de cada punto de apoyo de la armadura, como se muestra en la siguiente figura:



*Figura 2.32 Distribución del peso del rotor a los puntos de apoyo de la estructura (elaborado por el autor)*

Para el análisis del efecto del viento se toma como área de impacto 4,73 m<sup>2</sup>, la que genera el aerogenerador de forma tal que el mismo forme una superficie rectangular perpendicular a la dirección del viento, provocando así una mayor presión, lo que se conjuga como fuerza sobre la estructura. Esto se realiza con el objetivo de tener un margen amplio de impacto ya que dentro de ese margen se toma en cuenta las demás superficies de impacto del viento sobre estructura.



*Figura 2.33 Fuerza del viento sobre el área frontal del rotor (elaborado por el autor)*

Como medida de seguridad en los edificios altos de la ciudad se prohíbe la subida a la azotea al personal autorizado cuando los vientos sobrepasen los 100 km/h, ya que estos son considerados valores extremos. Por lo mismo se hace necesario saber si la estructura resistirá una vez sea instalada a valores de vientos extremos de esta magnitud.

Para el cálculo se tomará un valor de velocidad del viento, superior a 100 km/h, de 40 m/s (144 km/h), por lo que aplicando la ecuación (1.7) se tiene que;

$$F_v = \frac{1}{2} * 1,16 \text{ kg} / \text{m}^3 * (40 \text{ m} / \text{s})^2 * 4,73 \text{ m}^2$$

$$F_v = 4389,44 \text{ N}$$

Una vez obtenida esta fuerza se realizará la misma distribución que se hizo con el peso del rotor quedando el siguiente esquema para el cálculo, con valores de peso y fuerza del viento sobre los apoyos de la armadura, de 2220 N y 2194,72 N respectivamente. Haciendo el análisis de un solo punto de apoyo de la estructura ya que esta es simétrica.

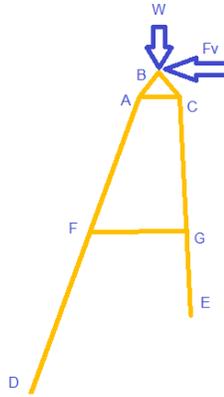


Figura 2.34 Ubicación de la mitad del peso y la mitad del valor de la fuerza del viento sobre el apoyo de la estructura (elaborado por el autor)

Las barras AB Y BC son las distancias que existen desde el eje de rotación hasta los tubos AD Y CE. No será necesario calcular los elementos FG Y AC debido a que son para aumentar la rigidez de la estructura, siendo AD y EC los más cargados.

Primeramente, nos centraremos en el cálculo de la fuerza que actúan en las barras AB Y BC basándonos en el siguiente esquema.

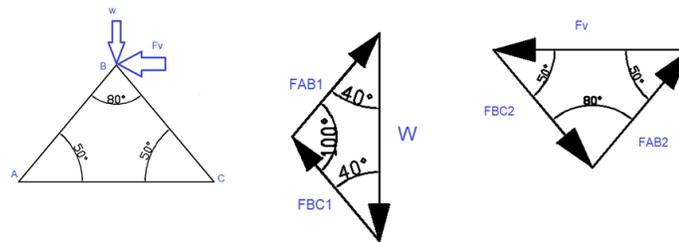


Figura 2.35 Fuerzas trasladadas sobre las barras AB Y BC. (elaborado por el autor)

Donde se tiene las siguientes ecuaciones:

$$\frac{W}{\text{sen}100^\circ} = \frac{FBC_1}{\text{sen}40^\circ} = \frac{FAB_1}{\text{sen}40^\circ} \quad (2.2)$$

$$\frac{F_v}{\text{sen}80^\circ} = \frac{FBC_2}{\text{sen}50^\circ} = \frac{FAB_2}{\text{sen}50^\circ} \quad (2.3)$$

Dando como resultado:

$$FBC_1 = FAB_1 = 1449 \text{ N}$$

$$FBC_2 = FAB_2 = 1707,18 \text{ N}$$

Utilizando las ecuaciones (1.10) y (1.11), se hace la sumatoria de las fuerzas trasladadas hacia los elementos AB y BC, se tiene las siguientes ecuaciones:

$$FAB = FAB_1 + FAB_2 \quad (2.4)$$

$$FBC = FBC_1 - FBC_2 \quad (2.5)$$

Dando como resultados:

$$FAB = 3156,18 \text{ N}$$

$$FBC = 258,18 \text{ N}$$

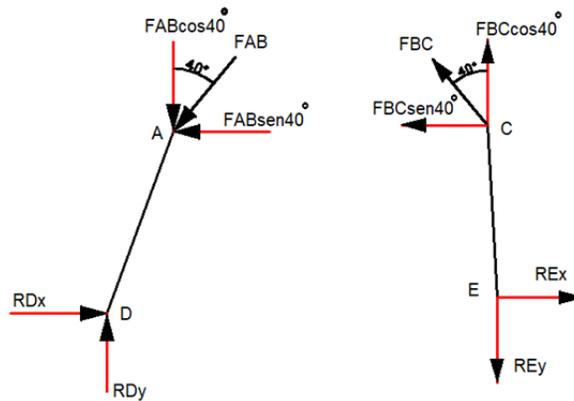


Figura 2.35 Reacciones sobre los apoyos D y E (elaborado por el autor)

Para buscar los valores de las reacciones en estos apoyos, tomando como referencia la figura anterior, se tienen las siguientes ecuaciones

$$FAB * \text{sen}40^\circ = RD_x \quad (2.6)$$

$$FAB * \cos 40^\circ = RD_y \quad (2.7)$$

$$FBC * \cos 40^\circ = RE_y \quad (2.8)$$

$$FBC * \text{sen}40^\circ = RE_x \quad (2.9)$$

Sustituyendo los valores calculados anteriormente se tienen los siguientes resultados:

$$RD_x = 2028,75 \text{ N}$$

$$RD_y = 2417,77 \text{ N}$$

$$RE_y = 197,77 \text{ N}$$

$$RE_x = 165,95 \text{ N}$$

Hallando las fuerzas internas en las barras AD y CE.

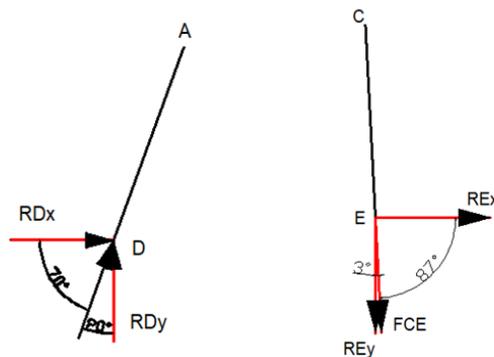


Figura 2.36 Fuerzas internas en la barra AD Y CE (elaborado por el autor)

Para buscar el valor de la fuerza interna en cada una de estas barras se tienen las siguientes ecuaciones:

$$RD_y * \cos 20^\circ + RD_x * \cos 70^\circ = FAD \quad (2.10)$$

$$RE_y * \cos 3^\circ + RE_x * \cos 87^\circ = FEC \quad (2.11)$$

Sustituyendo los valores ya calculados anteriormente se tienen los siguientes resultados:

$FAD=2965,83$  N. Elemento sometido a compresión.

$FEC=206,18$  N. Elemento sometido a tracción.

## **2.9 Cálculos de resistencia de la estructura y los álabes**

### **2.9.1 Comprobación de resistencia de la sección con mayor compresión en el caso del tubo con mayores dimensiones**

Se le realiza el análisis al tubo de dimensiones ( $\varnothing_{Ext}68\text{mm}$  y  $\varnothing_{int}60\text{mm}$ ) (Ver anexo 6).

La sección con mayor compresión es la AD. Se tienen los datos:

$L$ : largo de la barra que es 2217 mm

$I$ =momento de inercia= $413400$  mm<sup>4</sup>

$A$ =área transversal =  $804$  mm<sup>2</sup>

$E$ : módulo de Young que es 204 000 MPa

$\sigma_y$ : Límite de fluencia del acero ASTM A570-85 Grado30 que es 207 MPa

$r=22,67$  mm

Ambos extremos están empotrados por lo que se utiliza la ecuación (1.16) con  $c_1 = 0,5$  por lo que:

$Le = 2217$  mm \* 0,5

$Le=1108,5$  mm

Para analizar si la columna se considera corta o larga se debe comparar la esbeltez de la columna con la esbeltez crítica por lo que se deben calcular ambas.

Para calcular la esbeltez se utiliza la ecuación (1.17) dando como resultado:

$\lambda = 48,89$

Posteriormente se calcula la esbeltez crítica con la ecuación (1.19), dando como resultado:

$$C_c = 139,5$$

Por tanto  $48,89 < 139$ , si se cumple esta condición decimos entonces que la columna se considera corta. Por lo que se utiliza la ecuación (1.20) para calcular el esfuerzo crítico y la (1.21) para calcular el factor de seguridad. Dando como resultado:

$$\sigma_{crit} = 194,28 \text{ MPa}$$

$$FS = 1,7$$

Para ver si la columna resiste se necesita comparar la fuerza admisible con la fuerza aplicada sobre la columna, por lo que se calcula el esfuerzo admisible con la ecuación

$$\sigma_{adm} = 114,28 \text{ MPa}$$

$$P_{adm} = 91883 \text{ N}$$

Por tanto, como  $91883 \text{ N} > 2965,83 \text{ N}$ , si se cumple esta condición entonces podemos afirmar que el elemento AD va a soportar las cargas a que se encuentran sometidas.

### **2.9.2 Comprobación de la resistencia de la sección con mayor tracción en el caso del tubo con menor longitud**

En el caso del elemento EC es el que está sometido a mayor tracción por lo que se realiza la siguiente comparación:

Se le realiza el análisis al tubo de dimensiones transversales ( $\emptyset_{Ext}68\text{mm}$  y  $\emptyset_{Int}60\text{mm}$ ).

Para realizar la comprobación de resistencia a tracción se toma el límite de fluencia del material que es 207 MPa y un factor de seguridad 1,7. Además se tienen como datos la fuerza que es 206,18 N y el área de la sección transversal del tubo que es 804 mm<sup>2</sup>.

Utilizando las ecuaciones (1.13) y (1.14) para luego aplicar la condición de resistencia se tiene que.

$$\sigma_{adm} = \frac{207MPa}{1,7} = 121,76MPa$$

$$\sigma_{adm} \geq \frac{206,18N}{804mm^2} = 0,25MPa$$

$$121,76 MPa > 0,25 MPa$$

Por tanto, si se cumple esta condición entonces no va a existir problema en la barra, por lo que resistirá la fuerza a tracción.

### 2.9.3 Cálculo de resistencia a cortante de los tornillos

Según Norma ISO 898-1 los tornillos que se recomiendan para emplear en uniones de estructuras de acero son de los grados 4.6, 5.6, 6.8, 8.8 o 10.9. Por tanto, se seleccionarán para los anclajes tornillos M16 de grado 4.6, (Ver anexo 8)

Debido a las condiciones geométricas del lugar la estructura se fijará en pedestales de concreto que se construirán sobre la azotea y a la propia baranda de protección. Basándonos en el esquema del epígrafe anterior el apoyo en la baranda se denotará con la letra E, mientras que el de los pedestales con la D:

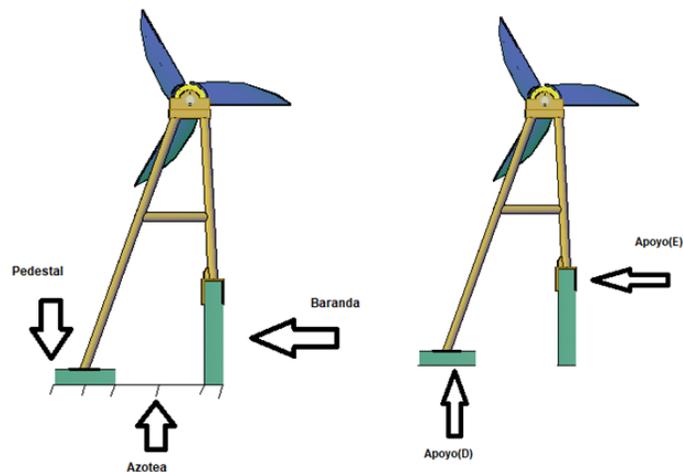


Figura 2.37 Posiciones de los apoyos de la estructura sobre la azotea (elaborado por el autor)

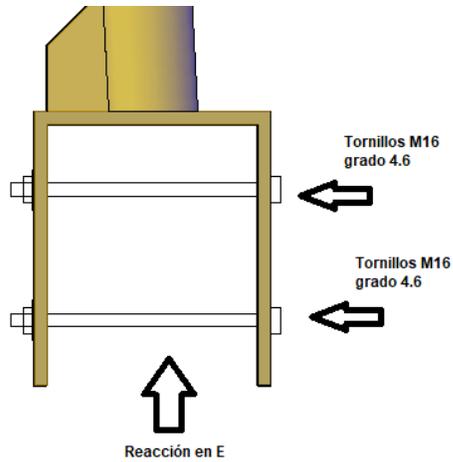


Figura 2.38 Cortante en el apoyo E (elaborado por el autor)

En este apoyo se colocarán 2 tornillos M16 de longitud 220 mm, para la fijación de la estructura, por lo que el área de la sección transversal de estos es de 200 mm<sup>2</sup>, la fuerza que se aplica en este apoyo que puede ocasionar el corte en los tornillos, no es más que la reacción (REy), calculada anteriormente, con un valor de 197,77 N y la resistencia a cortante de los tornillos es de 38,60 MPa (Ver anexo 8), por tanto, si aplicamos la ecuación (1.13) para luego aplicar la condición de resistencia se tiene que:

$$\sigma_{adm} \geq \frac{197,77N}{4 * 200mm^2}$$

38,60 MPa ≥ 0,24 MPa, por tanto, resistirán los tornillos a cortante en este apoyo.

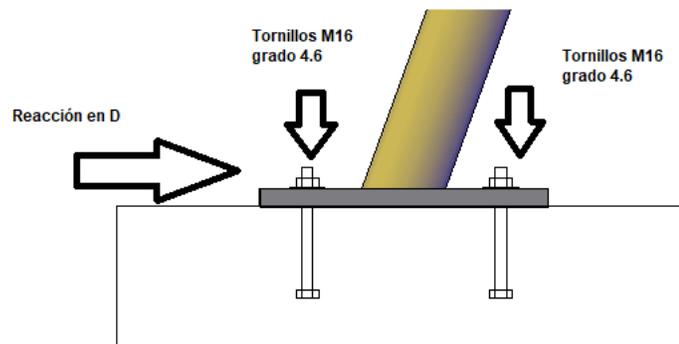


Figura 2.39 Cortante en el apoyo D (elaborado por el autor)

En este apoyo se colocarán 4 tornillos M-16 grado 4.6, con longitud 60 mm para la fijación de la estructura, por lo que el área de la sección transversal de estos es de 200 mm<sup>2</sup>, la fuerza que se aplica en este apoyo que puede ocasionar el corte en los tornillos, no es más que la reacción (RDx), calculada en el epígrafe anterior, de 2028,75 N. Al ser el mismo tipo de tornillo que se utilizó en el otro apoyo tienen la resistencia admisible a cortante de 38,60 MPa, por tanto, si aplicamos la ecuación (1.13) para luego aplicar la condición de resistencia se tiene que,

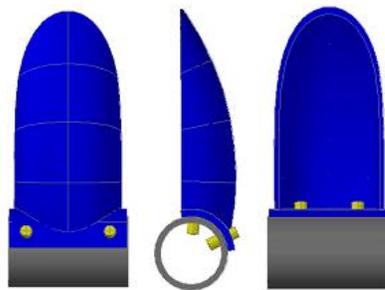
$$\sigma_{adm} \geq \frac{2018,75N}{8*200mm^2}$$

38,60 MPa  $\geq$  1,26 MPa, por tanto, en este apoyo también los tornillos resistirán la fuerza aplicada.

#### 2.9.4 Cálculos de resistencia a los álabes

Primeramente, se hará un análisis estático del álabe bajo la acción de la fuerza ocasionada al chocar el flujo de aire contra toda la superficie cóncava del interior del toroide y el peso propio del álabe.

Es de vital importancia realizar este análisis porque nos permitirá saber si el conjunto rotor puede realizar su función en condiciones extremas, sin que ocurra la ruptura o el desprendimiento de los álabes, por tanto, para los cálculos se escogerá una velocidad del viento de 40m/s al igual que el cálculo de la armadura, la cual sí soporta trabajar bajo estas condiciones.



*Figura 2.40 Fijación de los álabes al tubo de polietileno (elaborado por el autor)*

Como se puede ver los álabes estarán sujetos al tubo de polietileno mediante 4 tornillos galvanizado de cabeza hexagonal de ½ x 2 ½ pulg, en los cuales ocurren reacciones al impactar la fuerza del viento ( $F_v$ ) sobre estos, la misma tienen un valor de 593,68 N y lo mismo ocurre bajo la acción del peso propio del mismo con un valor de 112 N, en el esquema siguiente se muestra con detalles la ubicación de los tornillos y los puntos de aplicación de las fuerzas.

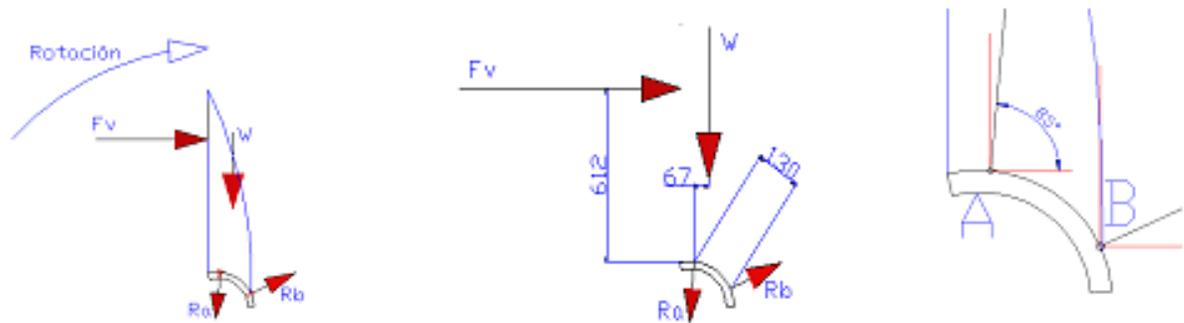


Figura 2.41 Análisis de las fuerzas en los álabes (elaborado por el autor)

Aplicando la ecuación (1.12) para hacer momento en (A) y guiándonos por las cotas de la figura del centro, se tiene la siguiente ecuación:

$$0 = -F_v * 0,612m - W_A * 0,067m + RB * 0,13m \quad (2.12)$$

En la cual se sustituyen los valores dando como resultado:

$$RB = \frac{(F_v * 0,612m + W_A * 0,067m)}{0,13m}$$

$$RB = \frac{(593,68n * 0,612m + 112N * 0,067m)}{0,13m}$$

$$RB = 2852,5 \text{ N}$$

Si se llevan las reacciones a sus componentes, se puede representar en el esquema siguiente:

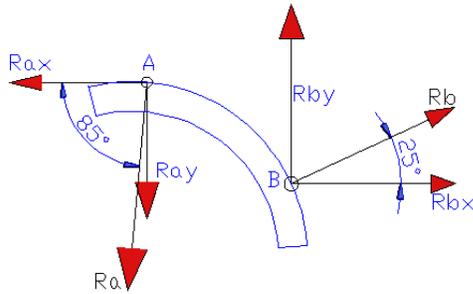


Figura 2.42 Componentes de las fuerzas en los puntos A y B (elaborado por el autor)

Para llevar las reacciones a sus componentes en los ejes (x) y (y), se tienen las siguientes ecuaciones:

$$RB_y = RB * \text{sen}25^\circ \quad (2.13)$$

$$RB_x = RB * \text{cos} 25^\circ \quad (2.14)$$

Sustituyendo en estas ecuaciones el valor de FB, se tiene que:

$$RB_y = 2852,5N * \text{sen}25^\circ = 1205,5N$$

$$RB_x = 2852,5N * \text{cos} 25^\circ = 2585,24N$$

Por tanto, aplicando las ecuaciones (1.10) y (1.11) se tiene las siguientes ecuaciones:

$$F_v - RA_x + RB_x = 0 \quad (2.15)$$

$$-W_A - RA_y + RB_y = 0 \quad (2.16)$$

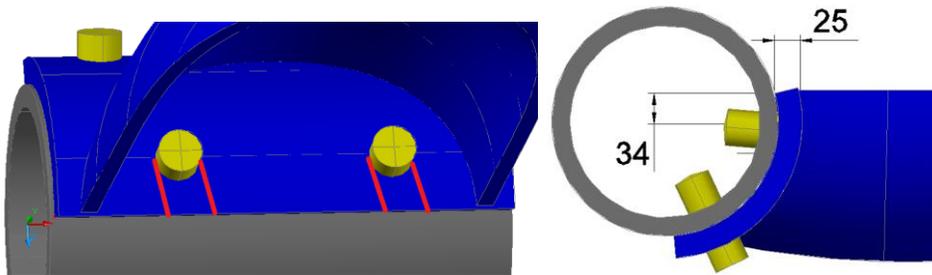
De las cuales se despejan los valores de (RAx) y (RAy) y luego se sustituyen valores, dando los siguientes resultados:

$$RA_x = F_v + RB_x = 593,68N + 2585,24N = 3178,92N$$

$$RA_y = -W_A + RB_y = -112N + 1205,5N = 1093,5N$$

El valor de las fuerzas actuantes en los puntos de reacción por los tornillos de fijación, se distribuyen en función del número de tornillos, dos exteriores y dos interiores, no obstante para el cálculo de resistencia es importante precisar el área de mayor concentración de las tensiones, así como la evaluación de que a medida que el viento aumente, así variará la fuerza que genera y por tanto es con esos valores límites que se evaluará la resistencia del álabe, al igual que el efecto de la fuerza centrífuga actuante, que es normal a la superficie de apoyo del álabe y que aumenta en correspondencia con la velocidad angular del rotor.

Se pudo determinar que en el punto del álabe donde se concentra la mayor fuerza o reacción actuante es en el ( $A_x$ ) que se ubica en los tornillos que se fijan en la parte interior del álabe y además en su dirección también señala un esfuerzo cortante para el tornillo y la sección más peligrosa en la abrazadera del álabe, precisamente la correspondiente a esa misma dirección.



*Figura 2.43 Sección más peligrosa en el álabe (elaborado por el autor)*

Para el cálculo de resistencia de acuerdo con la imagen anterior, se tiene como sección más peligrosa un área de: 34 x 25 mm en cada lateral de los dos tornillos interiores independiente del efecto de fijación de los exteriores, para un mayor coeficiente de seguridad, lo que da como resultado un área en cada lateral de: 850 mm<sup>2</sup> (0,00085 m<sup>2</sup>)

Antes de realizar el cálculo de esfuerzo a cortante es preciso buscar el valor de ( $Q$ ) con la ecuación que se muestra más adelante, pues el esfuerzo a cortante depende de este parámetro:

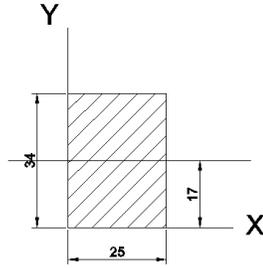


Figura 2.44 Parámetros para buscar los valores ( $Q$  y  $I_x$ ) (elaborado por el autor)

$$Q = A * \bar{Y} \quad (2.17)$$

Sustituyendo valores se tiene el siguiente resultado:

$$Q = 0,00085m^2 * 0,017m = 1,44 \times 10^{-5} m^3$$

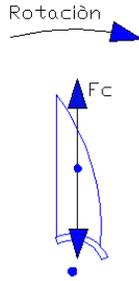
Otro parámetro de vital importancia para los cálculos es ( $I_x$ ) y ( $t$ ), teniendo estos valores de,  $3,24 \times 10^{-7} m^4$  y  $0,025m$  respectivamente.

La fuerza generada por el viento a  $40 \text{ m/s}$  ( $144 \text{ km/h}$ ) en el punto crítico A es de  $1093,5 \text{ N}$  y distribuida en los cuatro laterales interiores es de  $273,37 \text{ N}$ . Sustituyendo todos los valores mencionados en la ecuación de esfuerzo cortante (1.15) se tiene que:

$$\tau = \frac{273,37N * (1,44 \times 10^{-5} m^3)}{(3,24 \times 10^{-7} * 0,025m)} = 485991,11Pa = 0,48MPa$$

Es conocido que el esfuerzo cortante admisible es aproximadamente  $0,6$  del de tracción, por lo que con el uso de las propiedades del PRFV que indica que la resistencia a tracción transversal es de  $10$  a  $70 \text{ MPa}$ , por tanto, a cortante será de  $6$  a  $42 \text{ MPa}$ , por lo que en el caso que se analiza, el álabe resistirá ya que se cumple que  $0,48 \text{ MPa} \leq 6 \text{ MPa}$ .

El movimiento de giro del rotor con sus álabes provoca a su vez una fuerza centrífuga que tiende al desprendimiento del álabe y que es mayor en función de la velocidad de giro.



*Figura 2.45 Fuerza centrífuga (elaborado por el autor)*

De cálculos anteriores se conoce que la masa del álabe es de 11,5 kg y que las revoluciones del rotor para una velocidad del viento de 40 m/s (144 km/h), es de 635 rpm (66,49 rad/seg) y el radio de barrido de los álabes de 0,762 m.

Aplicando la ecuación (1.9) se tiene que:

$$F_c = 11,5 \text{ kg} * (66,49 \text{ rad / seg})^2 * 0,762 \text{ m}$$

$$F_c = 38740,5 \text{ N}$$

Analizando esta fuerza como esfuerzo cortante en las secciones laterales de los 4 tornillos, que en este caso se distribuye entre 8, la fuerza en la sección será de 4842,56 N.

Con este valor y aplicando la ecuación (1.15) se tiene que  $\tau = 8157866,7 \text{ Pa}$  (8,1 MPa), por lo que es mayor el esfuerzo del cálculo anterior, pero como el esfuerzo admisible a cortante puede variar de 6 a 42 MPa, entonces el álabe puede resistir si la fabricación del álabe se realiza con un PRFV que tenga como propiedad fundamental un esfuerzo admisible a cortante mayor que 8,1 MPa.

Por tanto, para álabes con esta propiedad el aerogenerador podrá permanecer en estas condiciones extremas de vientos de 40 m/s (144 km/h), lo cual no se recomienda ya que a los edificios altos no se permite el acceso a las azoteas en vientos mayores a 100 km/h.

## 2.10 Selección del electrodo y cálculos de resistencia de las uniones soldadas

La unión de los elementos de la estructura se va a realizar con soldadura por arco eléctrico para ello se va a utilizar el electrodo E-6013.

El cálculo de soldadura se hará para la sección más crítica de la armadura que en este caso es en el apoyo A y luego todas las otras juntas a soldar se harán con la geometría del cordón calculado en la zona crítica.

Para calcular si la soldadura resiste, utilizaremos las ecuaciones (1.25) y (1.14) planteadas en el capítulo anterior, teniendo los siguientes datos,  $h_c = 4$  mm por lo que  $h = 2,828$  mm,  $P = 2965,83$  N,  $L = 213,62$  mm,  $N = 1$ , el límite de fluencia del electrodo E-6010 ( $\sigma_y$ ) = 340 MPa y factor de seguridad igual a 1,5, nos da como resultado:

$$\tau = \frac{2965,83N}{2,828mm * 213,62mm * 1} = 4,9MPa$$

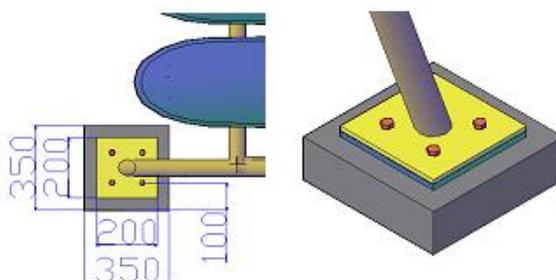
$$\tau_{adm} = \frac{340MPa}{1,5} \approx 227MPa$$

Aplicando la condición de resistencia se tiene que  $227 \text{ MPa} \geq 4,9 \text{ MPa}$ , por lo tanto, la soldadura va a resistir sin problemas los esfuerzos generados por esta fuerza aplicada.

Se hará un segundo cordón en la zona que falta para evitar hendiduras por donde pueda pasar la humedad evitando así la corrosión. Además, que esto aumenta su resistencia.

## 2.11 Construcción de pedestales y selección del acoplamiento

Debido a que la azotea del edificio tiene desniveles de fabricación, para colocar las estructuras y lograr un buen alineamiento entre los ejes de los rotores se fabricarán pedestales de concreto. Estos deben ser de 70 a 150 mm mayor que la placa base de la estructura metálica por cada lado y a lo menos debe existir de 100 a 150 mm de hormigón entre el borde del pedestal y cualquier punto de los pernos de anclaje.

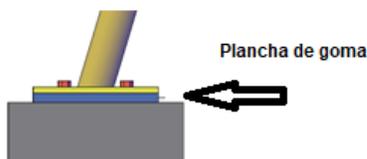


*Figura 2.46 Pedestales de concreto (elaborado por el autor)*

Estos pedestales no afectarán la estructura de la azotea ya que la edificación está construida con elementos de hormigón prefabricados acoplados entre si los cuales tienen alta resistencia.

El cimiento será construido mediante una fundición in situ, con cemento P350 y barras de acero de 3/8 ancladas a la azotea. El cimiento será de 350x350 mm y las alturas variarán de acuerdo a los desniveles de cada punto donde se vayan a fundir estos.

Debido a que el equipo generará vibraciones es indispensable colocar en sus apoyos planchas de goma anti vibratorias del tipo AVP-16 (Ver anexo 7), estas son resistentes a la intemperie e insensibles a sales y al agua. Se pueden mecanizar con una sierra circular o de banday taladrar con broca espiral o barrena. Así mismo pueden adherirse sobre planchas de acero o elementos de nivelación.

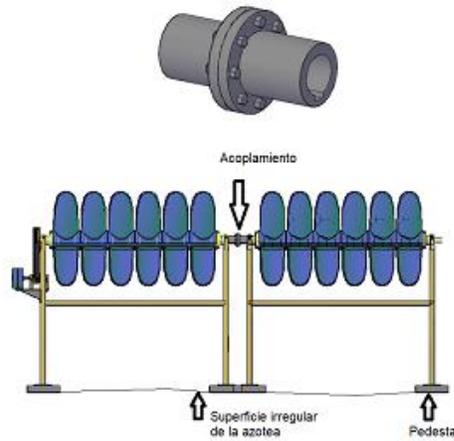


*Figura 2.47 Ubicación de planchas de goma antivibratoria (elaborado por el autor)*

### **2.11.1 Acoplamiento entre rotores**

Una vez construidos los pedestales ya se habrán resuelto los problemas de alineamiento entre los ejes de rotación de los rotores, y así se podrán acoplar los módulos de 6 rotores

por mediación de acoplamientos rígidos en los puntos donde se pueda, como se muestra en la imagen siguiente:



*Figura 2.48 Acoplamiento entre rotores (elaborado por el autor)*

## **2.12 Método anticorrosivo aplicado a las estructuras**

La estructura estará expuesta a la intemperie y en especial al aerosol marino debido a que está en una zona muy cercana al mar donde la corrosión afecta todas las superficies metálicas existentes. Para evitar la corrosión se emplearán como métodos anticorrosivos, la aplicación de pinturas anti óxidos las cuales garantizan una protección eficiente durante 5 años. Esto no quiere decir que se le aplique mantenimiento a la instalación cada este periodo, ya que el lugar deberá tener un encargado de monitorear la instalación para inspeccionar en qué estado se encuentra la misma.



*Figura 2.49 Pintura que se le aplicará a la estructura Fuente: Pinturas Condor*

## Conclusión del Capítulo 2

- El consumo total del edificio será de 745151 kW al año, el cual será disminuido con 14 módulos de 6 rotores de álabes toroidales, los cuales entregan una potencia nominal de 2,1 kW cada uno a velocidades medias del viento de 7m/s.
- Se utilizarán los generadores eléctricos modelos EN- 3000P y EN-5000P, para los módulos de 6 y 12 rotores.
- Se utilizará el inversor Ingecon®Wind Interface (IWI) para entregar la corriente eléctrica a la red pública.
- Los perfiles tubulares con dimensiones ( $\text{ØExt}68\text{mm}$  y  $\text{Øint}60\text{mm}$ ), de acero ASTM A570-85 Grado 30, van a soportar el peso del conjunto rotor y la acción de la fuerza del viento al chocar contra el área de impacto de los álabes, a velocidades de 40 m/s (144 km/h).
- La unión por soldadura de los elementos de la estructura, va a resistir a las cargas a que está sometida y valores del viento estables de 40 m/s (144 km/h).
- Los tornillos de la base van a resistir la cortadura que va a generar el viento a velocidades estables de 40 m/s (144 km/h).
- Los álabes no se desprenderán del conjunto rotor a velocidades de 40 m/s (144 km/h) y tendrán que ser fabricados con PRFV, que tenga como propiedad fundamental un esfuerzo admisible a cortante mayor que 8,1 MPa.
- La transmisión por correas estará formada por dos poleas de diámetros  $D_1=300$  mm y  $D_2=249$  mm, una correa trapezoidal del tipo C81, con longitud 2119mm y una distancia entre centros de 628,8mm.
- Se utilizarán acoplamientos rígidos para unir los módulos de 6 rotores y así convertirlos en 12.
- Para lograr el alineamiento entre los ejes de los rotores se fundirán pedestales de concreto.
- Para la protección anticorrosiva se utilizará disolución de fosfatado y aplicación de dos capas de pintura anti óxido gris mate.

### **CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS Y DEL COSTO DE LA INSTALACIÓN**

En este capítulo se hará el análisis de los resultados sobre la base de los métodos y cálculos desarrollados en el capítulo 2, y como cierre se hace un análisis económico basado en los costos de la instalación y su aprovechamiento una vez instalada.

#### **3.1 Análisis de parámetros de funcionamiento de los módulos de 6 y 12 rotores a distintas velocidades del viento.**

Como ya se conoce del capítulo anterior el cálculo de la potencia eléctrica que entrega un módulo de 6 rotores se realizó para una velocidad promedio anual de 7 m/s, por lo que sería importante conocer el aporte energético en (kW) de este módulo a distintas velocidades promedios del viento ya que este pudiera ser instalado en otros lugares donde la velocidad del viento promedio no coincide con la del lugar de estudio del presente proyecto. También se conoce que la potencia que entrega un módulo de 12 rotores es el doble de la de 6, para ello la siguiente tabla muestra el comportamiento de la potencia al incrementar la velocidad del viento.

V (m/s)	V (km/h)	Potencia (kW) 6 rotores	Potencia (kW) 12 rotores
3	10,80	0,07	0,14
4	14,40	0,22	0,44
5	18,00	0,54	1,08
6	21,60	1,13	2,26
7	25,20	2,10	4,20
8	28,80	3,59	7,18
9	32,40	5,70	11,40
10	36,00	8,76	17,52
11	39,60	12,82	24,32
12	43,20	18,16	36,32
13	46,80	25,01	50,02
14	50,40	33,65	67,30

15	54,00	44,34	88,68
16	57,60	57,40	114,80
20	72,00	140,15	208,30
30	108,00	709,51	1419,02
40	144,00	2242,42	4484,84

Una vez que se conozcan los valores de potencia de los módulos AEROLIN de 6 y 12 rotores, se hace necesario conocer parámetros como el momento torsor y las rpm a las que girará el rotor ya que estos son los indicadores para la selección del generador eléctrico adecuado para la instalación y también la del inversor encargado de inyectar la electricidad producida por el generador de imanes permanentes a la red, para ello se tiene la siguiente tabla Excel.

V (m/s)	V (km/h)	Mt (Nm) 6 rotores	rpm de 6 y 12 rotores	Mt (Nm) 12 rotores
3	10,80	15,46	43,81	30,92
4	14,40	27,49	77,89	54,98
5	18,00	42,96	121,70	85,92
6	21,60	61,86	175,25	123,72
7	25,20	84,20	238,53	168,40
8	28,80	109,97	311,55	219,94
9	32,40	139,18	394,31	278,36
10	36,00	171,83	486,80	343,66
11	39,60	207,91	589,03	415,82
12	43,20	247,43	700,99	494,86
13	46,80	290,39	822,69	580,79
14	50,40	336,78	954,13	673,56
15	54,00	386,61	1095,30	773,22
16	57,60	439,88	1246,21	879,76
20	72,00	687,32	1947,20	1374,64
30	108,00	1546,46	4381,20	3092,92
40	144,00	2749,26	7788,80	5498,52

### **3.2 Análisis de resistencia de los perfiles de la estructura**

El análisis se hizo para un valor de velocidad del viento de 40 m/s (144 km/h) y como se pudo ver resistió los esfuerzos de tracción y compresión sin problemas ya que será construida con tubos de acero ASTM A570-85 Grado 30 con dimensiones ( $\text{ØExt}68\text{mm}$  y  $\text{ØInt}60\text{mm}$ ). No obstante, cuando se anuncien vientos con velocidades de alrededor de los 100 km/h los rotores serán bajados, pues esta instalación se encuentra en zonas donde si ocurriera desprendimiento de algún elemento pudiera ocasionar daños materiales en la localidad.

### **3.3 Análisis de los métodos de unión de los elementos de la estructura y el anclaje al suelo**

Al analizar la resistencia de la soldadura con electrodo E-6013 se pudo verificar que soportará la máxima fuerza que genera la acción del viento contra el rotor a 40 m/s (144 km/h) y el peso del mismo (2220 N) realizadas por las barras a tracción o compresión, por lo que se puede utilizar cualquier tipo de electrodo compatible de mayor resistencia que tenga menos costo que el antes mencionado.

En el caso de los tornillos de anclaje al suelo y a la baranda del edificio, se verificó que los tornillos M-16 grado 4.6, van a resistir sin problemas al cortante provocado por el viento a velocidades de 40 m/s, evitando que se voltee la estructura.

### **3.4 Análisis de la resistencia de los álabes**

Ya conociendo que la estructura de soporte sobre la que se colocarán los rotores va a soportar los esfuerzos generados por la acción de la fuerza del viento a velocidades de 40 m/s (144 km/h), se pudo comprobar que los álabes no se desprenderán del tubo de polietileno al que están sujeto mediante tornillo galvanizado de cabeza hexagonal de  $\frac{1}{2} \times 2 \frac{1}{2}$  pulg, cuando la velocidad del viento alcance la misma velocidad antes mencionada. Pero esto se basa en que los álabes sean construidos con PRFV y que tenga como propiedad fundamental, que la resistencia a cortante admisible sea mayor que 8,1 MPa.

### 3.5 Análisis de los acoples entre rotores

Como ya se sabe para la unión de los módulos de 6 rotores se utilizaron acoplamientos rígidos, después de alinear los ejes a acoplar mediante la construcción de pedestales de concreto. En caso de desalineamiento y de la no posibilidad de construcción de estos pedestales se pudieran utilizar acoplamientos flexibles tipo cardán ya que estos cumplen con buena eficiencia su tarea.

### 3.6 Análisis del sistema de transmisión

Debido a que estas máquinas se encontrarán muy cerca de viviendas y de áreas públicas, se necesita que los elementos que lo componen emitan el menor ruido posible ya que esto está contra las normas ambientales vigentes en todo el mundo. Por esto se seleccionaron en este caso, transmisiones por correas con dimensiones de poleas  $D_1=300$  mm y  $D_2=249$  mm, ya que estas cumplen con la condición antes planteada y además su fabricación o compra implican menos costos. En la transmisión el generador eléctrico puede desplazarse en sentido horizontal unos 250 mm, tal diseño fue previsto así para el buen montaje de la correa y en caso de remplazarla pudieran escogerse cualquiera que esté dentro del rango de las distancias entre centros máximas ( $600 \text{ mm} \geq A_w \leq 650 \text{ mm}$ ).

### 3.7 Análisis costo de la instalación

El siguiente análisis se realizará primeramente para un módulo de 6 rotores y posteriormente para uno de 12. Para un módulo de 6 rotores se seleccionó un generador de 3 kW y para uno de 12 uno de 5 kW. También el análisis incluye el costo de la estructura de soporte del aerogenerador en ambos casos.

#### 3.7.1 Costo de un módulo de 6 rotores tipo AEROLIN con álabes toroidales para 3 kW de potencia.

Componente	Cantidad	Costo en CUC	Costo en CUP
Tubo de Aluminio 6061 $\varnothing_{EXT}140\text{mm}\varnothing_{INT}120\text{mm}$	2,70 m	37.50	11.25
Perfil cuadrado de Al 6061 12 x 12 mm	2,60 m	4.00	1.20

Componente	Cantidad	Costo en CUC	Costo en CUP
Laminado redondo Al 6061 Ø140mm	0,80 m	12,00	3,60
Laminado redondo Al 6061 Ø250mm	1,20 m	27,00	8,10
Tubo Polietileno PE 100 ØEXT250mmØINT225mm	2,60 m	28,5	8,55
Angular AC 100 x 100 x 8 mm	1,50 m	18,00	5,40
Laminado plano de espesor8mm	0,50 m <sup>2</sup>	9,25	2,77
Tubo redondo AC ØEXT68mmØINT60mm	6,00 m	45,00	13,50
Tubo rectangular de 50 x 70 x 4 mm	0,75 m	5,00	1,50
Lámina de fibra de vidrio Tipo E de 300 gr/m <sup>2</sup> en rollo de 37 kg/ 120 m <sup>2</sup>	1 unidad	440,00	132,00
Cera desmoldante	7,50 kg	80,00	24,00
Resina de Poliester H-834	10,00 kg	100,00	30,00
Película desmoldante	6,00 kg	98,00	29,40
Catalizador K – 2000	5,00 kg	100,00	30,00
Rodamiento de contacto angular SKF 7216 BEP	2 unidades	55,00	16,50
Polea (Correa C) de dos canales de Ø300mm	1 unidad	20,00	6,00
Polea (Correa C) de dos canales de Ø249mm	1 unidad	18,33	5,49
Correa Trapezoidal C Long. Efectiva 2119mm	2 unidades	33,50	10,05
Pedestales de concreto	2 unidades	40,00	12,00
Generador de CA trifásico del imán permanente EN- 3000P de kW	1 unidad	550,00	165,00
Componentes del sistema de funcionamiento eléctrico (Inversor, Convertidor, rectificador, transformador,	Según ofertas y necesidad	3500,00	1050,00

etc.			
Tornillos, arandelas, varillas de soldar, cable eléctrico y otros insumos de fabricación	Según ofertas y necesidad	1000,00	300,00
Total		6221,08	1866,32

### 3.7.2 Costo de un módulo de 12 rotores tipo AEROLIN con álabes toroidales para 5 kW de potencia.

Componente	Cantidad	Costo en CUC	Costo en CUP
Tubo de Aluminio 6061 $\varnothing_{EXT}140mm\varnothing_{INT}120mm$	5,40 m	75,00	22,50
Perfil cuadrado de Al 6061 de 12 x 12 mm	5,20 m	8,00	2,40
Laminado redondo Al 6061 de $\varnothing140mm$	1,60 m	24,00	7,20
Laminado redondo Al 6061 de $\varnothing250mm$	2,40 m	54,00	16,20
Tubo Polietileno PE 100 de $\varnothing_{EXT}250mm\varnothing_{INT}225mm$	5,20 m	57,60	17,28
Angular AC 100 x 100 x 8 mm	3,00 m	36,00	10,80
Laminado plano de espesor 8mm	1,00 m <sup>2</sup>	18,50	5,55
Tubo redondo AC $\varnothing_{EXT}68mm\varnothing_{INT}60mm$	12,00 m	90,00	27,00
Tubo rectangular de 50 x 70 x 4 mm	1,50 m	10,00	3,00
Lámina de fibra de vidrio Tipo E de 300gr/m <sup>2</sup> en rollo de 37kg/ 120m <sup>2</sup>	2 rollos	880,00	264,00
Cera desmoldante	15,00 kg	160,00	48,00
Resina de Poliester H-834	20,00 kg	200,00	60,00
Película desmoldante	12,00 kg	196,00	58,80
Catalizador K - 2000	10,00 kg	200,00	60,00

Rodamiento de contacto angular SKF 7216 BEP	4 unidades	110,00	33,00
Polea de dos canales de Ø300mm	1 unidad	60,00	18,00
Polea de dos canales de Ø449mm	1 unidad	50,00	15,00
Correa trapezoidal C-81 de longitud primitiva 2119mm	2 unidades	36,50	10,95
Pedestales de concreto	4 unidades	80,00	24,00
Acoplamientos rígidos	1 unidad	35,00	10,50
Generador de CA trifásico del imán permanente modelo EN-5000P de 5kW	1 unidad	1200,00	360,00
Componentes del sistema de funcionamiento eléctrico (Inversor, Convertidor, rectificador, transformador, etc.	Según ofertas y necesidad	3500,00	1050,00
Tornillos, arandelas, varillas de soldar, cable eléctrico y otros insumos de fabricación	Según ofertas y necesidad	2000,00	600,00
Total		9080,60	2724,18

Los valores de costo pueden variar según las ofertas y cotizaciones de los suministradores, no obstante, el obtenido es un valor válido para el proyecto de inversión.

### **3.7.3 Análisis del costo de la Protección anticorrosiva**

La pinturas anti óxidos seleccionada en el capítulo anterior tiene un precio por unidad de 5,70 CUC. Para el recubrimiento de todas las superficies de acero de todos los aerogeneradores será necesario comprar 4 unidades, por lo que la inversión en pintura de este tipo será de 22,8 CUC.

### **Costo final de la instalación**

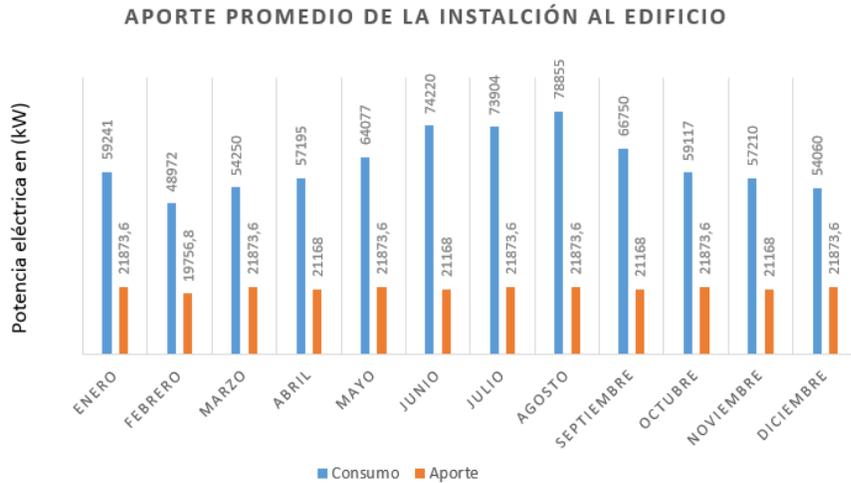
La instalación estará formada por 4 módulos de 6 rotores (24 884,32 CUC) y por 5 módulos de 12 rotores (45 403,00 CUC), por lo que el valor aproximado de la instalación en el edificio será de 70287,5 CUC.

A este valor habrá que sumarle el precio de las 4 unidades de pintura gris mate, dando un valor total de 70310.12CUC, que es el presupuesto final que se necesita para montar la instalación.

### 3.8 Análisis del aporte de la instalación a la red local y al medio ambiente.

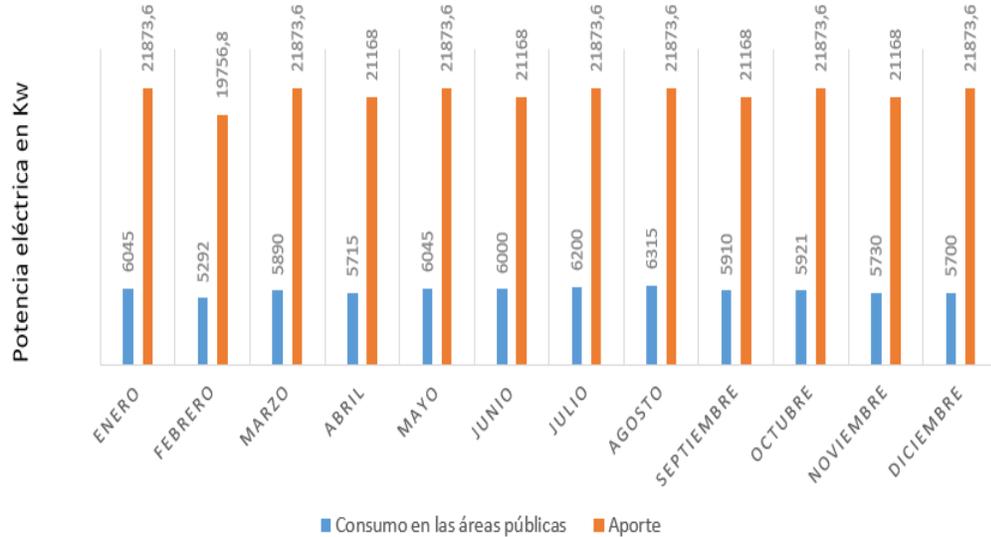
La instalación de los aerogeneradores, está destinada para reducir el consumo del edificio 14 plantas y además pudiera ser empleada de igual manera en zonas de turismo que tengan edificios altos donde se generen componentes de viento que puedan ser aprovechadas al impactar contra estos.

El ahorro de la instalación por horas es de 29,4 kW. Debido a que los meses no tienen la misma cantidad de días se presenta el siguiente gráfico que refleja los valores de aporte de la instalación con respecto al consumo general del edificio en cada mes.



Sumando todos los valores de consumo del edificio que brinda el gráfico, en un año este sería de 745151 kW, y si se hace lo mismo con el aporte de los aerogeneradores este sería de 257544 kW al año, lo que representaría una disminución anual del consumo del edificio del 34,5%.

Este consumo cubriría todo lo que requieren las áreas públicas y sobraría un excedente de electricidad como se muestra en el siguiente gráfico:



Como se puede ver en el gráfico anterior el consumo energético de las áreas públicas en el año es de 70763 kW que representará un 27,4% del aporte de la instalación por lo que existe un excedente de electricidad de 72,6% que pudiera cubrir parte del consumo general de los 156 apartamentos del edificio, con el que los residentes del edificio se pueden beneficiar disminuyendo el costo de corriente que pagan cada mes, lo que a su vez aporta un sentido de pertenencia de los vecinos por cuidar y mantener la instalación en todo momento.

Los valores de este excedente se muestran en el gráfico siguiente, donde se vincula con el consumo de los 156 apartamentos.



El consumo anual de los 156 apartamentos tiene un valor de 674388 kW, mientras que 186781 kW se pueden utilizar anualmente para disminuir el consumo eléctrico de las residencias. Con estos valores se puede decir que solamente se necesitarán incorporar de la red pública al edificio 487607 kW de electricidad al año.

Basándonos en datos de la generación eléctrica por consumo de petróleo de la termoeléctrica Antonio Guiteras de Matanzas, la cual es la más eficiente del país, se puede decir que para generar 1 kW se requieren 0,266 kg/h de combustible. Como la instalación aportará 29,40 kW por horas, se necesitarán para la generación eléctrica en este tiempo 7,82 kg/h de combustible, lo que sería en un día 187,68 kg, y para cada mes del año se representa en el siguiente gráfico:



Como se muestra en el gráfico el mes donde menos se ahorrará combustible es febrero y aun siendo así representa un ahorro favorable en este período de tiempo. Si sumamos todos los valores de cada mes tendríamos el ahorro de combustible anual que aportaría los aerogeneradores al país con un valor de 68503,20 kg de combustible o lo que sería lo mismo 68,50 Toneladas de crudo.

Si se analiza el costo del barril de petróleo a nivel mundial, Cuba se ahorraría en el año con un solo AEROLIN de 6 rotores instalado en el edificio, 2683,35 CUC, por lo que la instalación ahorrará en este mismo período, 37567 CUC. Basándonos en este ahorro el costo total de la inversión se recuperará en aproximadamente 18 meses.

En la ciudad de Matanzas existen 3 edificios altos con alturas y situación geográfica similar a la del “14 plantas”, por lo que la velocidad promedio del viento durante el año oscila por los 7m/s. Esto significa que además de la instalación del presente trabajo, si se pudieran instalar en los demás edificios 14 módulos de 6 rotores, el ahorro en el año será alrededor de 274 Toneladas de combustible, o lo que es lo mismo 150268 CUC.

Desde el punto de vista ambiental la instalación de aerogeneradores constituye un aporte importante y se corresponde con las políticas y acciones desarrolladas en Cuba desde comienzo de la década de los 90, en que se comienza a prestar especial atención al tema del cambio climático, incorporándolo desde entonces en la agenda ambiental. Mucho se ha insistido en la necesidad de que todos los sectores nacionales, en particular el sector energético por sus impactos socio-ambientales y sobre el cambio climático, incluyan en sus estrategias ambientales y desarrollen de manera efectiva, todas las acciones que permitan una mejor adaptación a los efectos de este grave problema ambiental, minimizando sus impactos.

En tal sentido, los diferentes Programas de la Revolución Energética en curso, procuran avanzar hacia la independencia energética del país, al mismo tiempo que se enfocan en la mitigación del cambio climático, en término de reducciones en las emisiones a la atmósfera de los gases causantes de este fenómeno, y en mejora de la calidad ambiental y socio-ambiental.

En la actualidad los esfuerzos se concentran en el empeño de lograr mayor eficiencia energética y sobre todo al desarrollo y utilización de las fuentes renovables de energía, que se aspira a elevar hasta el 24 % de la matriz energética total, es en ese contexto que la presente investigación enfocada en la generación a partir de aerogeneradores colocados en edificios altos de la ciudad de Matanzas adquiere una relevancia en cuanto a su valor ambiental y socio-ambiental, pues se trata del desarrollo de una forma de energía limpia, sin ruidos ni emisión de contaminantes, con mínimo impacto sobre la flora y la fauna, y con una mayor calidad estético-escénica.

### **Conclusiones del Capítulo 3**

- Se necesitará para la instalación de los aerogeneradores, un presupuesto total de 70310.12 CUC.
- La instalación aportará 257544 kW al año, lo que representa un 34,50% del consumo anual del edificio.
- La inversión se recuperará en aproximadamente 18 meses después de puestos en marcha todos los aerogeneradores.

## CONCLUSIONES

1. Se pudo establecer la geometría de la instalación a partir del estudio de los puntos de mayor potencial de viento actuante sobre el edificio, la estructura de soporte, el número de rotores y el aporte de estos a la red y los límites de resistencia de los álabes y de la estructura tipo armadura, con perfiles tubulares, unidos por soldadura y fijados en la base mediante tornillos.
2. Se pudo demostrar mediante cálculos de resistencia que los perfiles tubulares de dimensiones ( $\varnothing_{Ext}$ 68mm y  $\varnothing_{int}$ 60mm), de acero ASTM A570-85 Grado 30, con los que fueron construidos las estructuras, van a soportar el peso de los aerogeneradores y esfuerzos ocasionados por velocidades de vientos de 40 m/s (144 km/h). Además, se verificó que los álabes resistirán también tales condiciones climáticas y para ello deberán ser construidos de (PRFV) con resistencia a cortante mayor o igual a 8,10 MPa.
3. Se garantizará la protección de la estructura por un plazo de 5 años sin que haya que darle mantenimiento, con la aplicación de disolución de fosfatado y de dos capas de pintura anticorrosiva Gris Mate.
4. Se logrará disminuir el consumo anual del edificio (745151 kW) en un 34% (253 351 kW), con un significado económico y social reflejado por un costo total de la instalación de \$70310,12 CUC, que evaluado con el ahorro por consumo de petróleo en generación eléctrica para el país, más el beneficio económico de los residentes en el edificio, se puede afirmar que la inversión se recuperará totalmente en menos de 18 meses de aplicación, no obstante, el beneficio económico y social para los residentes, así como para el Municipio de Matanzas, comenzará desde su puesta en marcha.

## RECOMENDACIONES

1. Continuar con estudios del viento en zonas urbanas y edificios altos para la instalación de aerogeneradores de álabes toroidales.
2. Continuar el estudio para la selección de sensores de velocidad y torque, que garanticen ante vientos muy fuertes la desconexión eléctrica y frenado del rotor o la transferencia del sistema a generadores eléctricos de mayor potencia.
3. Que continúe las gestiones con las direcciones del gobierno y el partido para lograr aprobar la aplicación de estas variantes de aerogeneradores en zonas urbanas y edificios altos, para la disminución del consumo eléctrico en los lugares donde sean instalados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alcalá.EADIC, U. d. (2012). *Energía eólica*. Paper presented at the Conceptos Generales de la Energía Eólica, Madrid.

Antich, A. C. (2016) *Importante desarrollo acelerado de la energía eólica en Cuba*. Radio Habana Cuba, Habana.

Berdugo, O. I. O. (2011). *Diseño y construcción de un prototipo de turbina eólica de eje vertical para generación a baja potencia*. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

Castro, R. J. C. d. E., La Habana, Cuba. (2017). Decreto-Ley No. 345 del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía. 23.

Dumlop. (2016). *Correas de transmisión industrial*. In D. A. S.A (Ed.), (pp. 42). Argentina.

Fernández Castañeda, F., Hernández Ortega, R., & Gómez Ríos, I. (2016). *Transmisiones flexibles*.

García, S. A. (2018). *Estudio del potencial eólico en edificios altos de la ciudad de Matanzas*. Universidad de Matanzas, Cuba.

Hagy, W. F. (2007). *Sistemas Eólicos Pequeños para Generación de Electricidad. Energía Eficiencia y Energía Renovable*. .

Hernández, F. G. (2010). *Diseño y construcción de un generador eléctrico para un aerogenerador de baja potencia* Universidad Michuacana de San Nicolás de Hidalgo, Mexico.

Hibbeler, R. C. (2004). *Mecánica vectorial para ingenieros: estática*: Pearson Educación.

Hibbeler, R. C. (2007). *Structural analysis*: Pearson Educación.

Hibbeler Russell, C. J. P. M., 8va. (2011). *Mecánica de materiales*.

Hufnagel, W. (1992). *Manual del aluminio*: Reverté.

INDURA, S. (2005). Manual de soldadura. In: Industria y Comercio. Recuperado de: <http://www.indura.com.pe/doc/peru....>

Mesa, C. E. T. L., Toledo, C. R. V., Alfonso, M. J., García, I., & García, S. A. (2016). Diseño de aerogeneradores para zonas urbanas.

Mesa, E. T. L. (2017). Instalación de aerogeneradores para aprovechar el flujo de viento turbulento en altos edificios y en el que expulsan las enfriadoras o chiller de hoteles y otras instalaciones

Mesa, E. T. L. (2018). Instalación de aerogeneradores de álabes toroidales sobre enfriadora (chiller) del hotel blau en varadero, matanzas, cuba. .

Morimitsu, D. T. (2015). *Diseño de un generador eólico de eje vertical de baja potencia*. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira.

Núñez, J. C. A. (2004). *Diseño y Construcción de un Prototipo de Generador Eólico de Eje Vertical*. Universidad de Chile Santiago de Chile.

Pittsburg, D. R. A. P. P. (2004). *Ciencia e ingeniería de los materiales* (4a ed.).

Rodríguez, R. J. V. (2019). *Diseño de instalación tipo conífera para múltiles mini aerogeneradores de álabes toroidales*. (5), Universidad de Matanzas, Matanzas.

Sosa, J. Z. G. L. A. (2012). *Diseño de un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius para electrificación rural*. Universidad Pública de Navarra, Bolivia.

Viamonte, I. G. L. (2019). Energía Eólica. *Boletín Informativo Renovable.cu*, 16.

## ANEXOS

Propiedades físicas	Valor	Unidades
Densidad	1,8 – 2,0	gr / cm <sup>3</sup>
Contenido de vidrio	45 - 80	%
Absorción de agua	< 1 %	peso

Propiedades Mecánicas	Valor	Unidades	
Dureza Barcol	> 40	---	
Impacto IZOD con entalla	> 200	<u>kJ / m<sup>2</sup></u>	
	<b>Longitudinal</b>	<b>Transversal</b>	
Resistencia a la tracción	200 - 550	10 - 70	MPa
Resistencia a la flexión	170 - 240	10 - 70	MPa
Resistencia a la compresión	170 - 450	10 - 70	MPa
Módulo a tracción	20.000 – 42.000	6.000 – 12.000	MPa
Módulo a compresión	25.000 – 39.000	8.000 – 16.000	MPa
Módulo a flexión	23.000 – 43.000	7.000 – 18.000	MPa
Elongación en rotura	1,5 - 2	%	

### *Anexo Propiedades del (PRFV)*

19DE diciembre 2019					
Mediciones Horizontales				Mediciones verticales	
Pto/medicion	1	2	3	1	2
1	11,12	11,45	10,00	12,13	11,23
2	9,23	9,00	9,56	10,00	9,34
3	8,14	8,60	8,90	7,13	6,00
4	6,33	6,46	7,00	6,60	7,00
5	4,12	4,77	5,34	5,56	4,34
6	7,33	8,56	9,00	10,00	9,45
7	8,45	9,67	10,00	9,34	9,00

### *Anexo 2 Velocidad máxima registrada durante el período de medición*

22 DE enero 2019							
Mediciones Horizontales				Mediciones verticales			
Pto\medicion	1	2	3		1	2	
1	6,25	6,33	6,89		6,45	5,00	
2	5,30	5,00	5,22		4,56	5,00	
3	4,25	3,24	4,32		4,23	4,55	
4	2,13	2,34	3,33		2,56	2,00	
5	1,25	1,34	1,43		1,56	1,40	
6	5,34	5,55	6,00		6,90	6,00	
7	6,78	7,00	7,45		8,80	7,21	

Anexo 3 Velocidad mínima registrada durante el período de medición

medicion	puntos	nov	dic	ene	febr	marzo	abril	promedio
horizontales	punto1	8,52	9,67	8,46	8,48	9,15	9,13	8,90
	punto2	6,56	8,34	7,92	7,11	9,51	7,89	7,89
	punto3	5,80	7,65	6,80	6,37	7,44	7,04	6,85
	punto4	4,36	6,22	6,56	5,06	8,44	6,13	6,13
	punto5	3,63	4,58	5,81	4,17	7,39	5,12	5,12
	punto6	8,75	8,50	7,02	7,43	8,37	8,46	8,09
	punto7	8,15	8,22	7,67	7,88	8,00	8,45	8,06
verticales	punto1	8,93	9,56	7,68	8,60	9,12	9,28	8,86
	punto2	7,69	8,34	7,92	7,04	9,62	8,12	8,12
	punto3	6,45	6,63	6,98	6,34	8,75	7,03	7,03
	punto4	5,99	6,52	6,62	5,03	9,28	6,68	6,68
	punto5	4,96	5,24	6,15	3,78	8,30	5,68	5,68
	punto6	8,76	8,72	7,16	8,20	11,26	8,82	8,82
	punto7	8,46	8,47	7,88	8,76	11,12	8,94	8,94

Anexo 4 Tabla de las mediciones promedios por puntos en cada mes

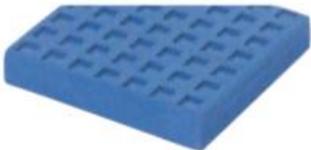
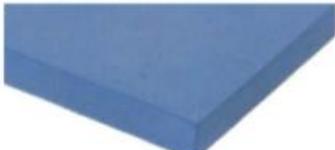
Modelo	EN-1000P	EN-2000P	EN-3000P	EN-5000P	EN-10KP
Potencia nominal (w)	1000 w	2000 w	3000 w	5000 w	10kw
Potencia máxima (w)	1500 w	2500 w	4800 w	7000 w	13kw
Voltaje nominal (v)	48 v	V/48 V/96 v	96/120 v	96/120/220 v	120 V/220 V/ 240 V
Velocidad nominal giratoria (r/m)	500r/m	500r/m	300r/m	300r/m	170r/m
Peso neto superior (kg)	14,5 kg	18 kg	70 kg	80 kg	180 kg
Corriente de salida	AC	AC	AC	AC	AC
Par de arranque (N * M):	0.62Nm	0,78 Nm	0.96Nm	1.1Nm	1,28 Nm
Par nominal (N * M):	19.1Nm	31,8 Nm	95.5Nm	159.2Nm	561,7 Nm
Generador	3 Fase de imán permanente generador síncrono				
Aislamiento de clase:	F				
La vida de servicio:	Más de 20 años				
Rodamiento	HRB o para tu pedido				
Material del eje	DE ACERO INOXIDABLE	De hierro			
Material de la carcasa	De aleación de aluminio	De acero al carbono			
Imán permanente Material	De la tierra rara NdFeB				
Clase de protección	IP54				
Lubricación	Lubricación de grasa				
Temperatura de trabajo	-40 °C-80 °C				

Anexo 5 Datos generales de los generadores eléctricos.

$\phi F$	e	Sección A (cm)	Masa M (Kg/m)	Superficie U (m <sup>2</sup> /m)	I <sub>x</sub> (cm <sup>4</sup> )	W <sub>x</sub> (cm <sup>3</sup> )	I <sub>y</sub> (cm)
60.2	1.5	2.757	2.171	0.188	11.815	3.934	2.070
60.2	2	3.644	2.871	0.188	15.3379	5.113	2.056
60.2	2.5	4.53	3.557	0.188	18.89	6.28	2.04
60.2	3	5.372	4.232	0.188	21.8742	7.291	2.018
60.2	3.5	6.23	4.894	0.188	25.15	8.36	2.01
60.2	4	7.06	5.544	0.188	28.02	9.31	1.99
68	1.5	3.134	2.460	0.214	17.323	5.095	2.352
68	2	4.146	3.255	0.214	22.295	6.646	2.335
68	2.5	5.144	4.038	0.214	27.621	8.124	2.310
68	3	6.126	4.809	0.214	32.417	9.534	2.301
68	3.5	7.09	5.567	0.214	36.99	10.88	2.28
68	4	8.04	6.313	0.214	41.34	12.16	2.27
76	1.5	3.51	2.76	0.24	24.37	6.41	2.63
76	2	4.649	3.649	0.239	31.8454	83.80	2.617
76	2.5	5.773	4.532	0.239	39.0288	10.271	2.600
76	3	6.880	5.401	0.239	45.9063	12.081	2.584
76	3.5	7.97	6.258	0.24	52.50	13.82	2.570
76	4	9.05	7.10	0.24	58.81	15.48	2.550
80	2	4.901	3.847	0.251	37.2963	9.324	2.758
80	2.5	6.087	4.778	0.251	45.7467	11.437	2.742
80	3	7.257	5.697	0.251	53.8648	13.466	2.725
80	3.5	8.41	6.603	0.251	61.66	15.42	2.71
80	4	9.55	7.4971	0.251	69.15	17.29	2.69



Anexo 6 Tabla de datos de los tubos utilizados en la estructura

TIPOS DE PLANCHAS		
<b>PLANCHA TIPO AVP</b>  AVP - 16 16 mm.	<b>PLANCHA TIPO AVP - P2</b>  AVP - P2 14 mm.	<b>PLANCHA TIPO AVP - SLP - P2</b>  AVP - SLP - P2 5 mm.
<b>CARACTERÍSTICAS</b> Espesor: 16 mm. Carga nominal: 8 Kg/cm <sup>2</sup> Carga de trabajo: de 3 a 20 Kg/cm <sup>2</sup> Módulo elástico: 3700 kg/cm <sup>2</sup> Temperatura: -30°C a +120°C Dureza: 90 IRHD aprox. Coef. de rozamiento: - Acero: 0,7 - Madera: 0,75 - Hormigón: 0,8 Amortiguación: 16%	<b>CARACTERÍSTICAS</b> Espesor: 14 mm. Carga nominal: 8 Kg/cm <sup>2</sup> Carga de trabajo: de 3 a 50 Kg/cm <sup>2</sup> Módulo elástico: 7000 kg/cm <sup>2</sup> Temperatura: -30°C a +120°C Dureza: 90 IRHD aprox. Coef. de rozamiento: - Acero: 0,7 - Madera: 0,75 - Hormigón: 0,8 Amortiguación: 16%	<b>CARACTERÍSTICAS</b> Espesor: 5 mm. Carga nominal: 8 Kg/cm <sup>2</sup> Carga de trabajo: de 3 a 50 Kg/cm <sup>2</sup> Módulo elástico: 6600 kg/cm <sup>2</sup> Temperatura: -30°C a +120°C Dureza: 90 IRHD aprox. Coef. de rozamiento: - Acero: 0,7 - Madera: 0,75 - Hormigón: 0,8

Anexo 7 Goma antivibratoria

GRADO	DIAMETRO DEL TORNILLO (mm)						
	12	14	16	20	22	24	27
4.6	21,71	29,55	38,60	60,32	72,98	86,86	109,93
5.6	27,14	36,95	48,25	75,40	91,23	108,57	137,41
6.8	32,57	44,33	57,90	90,48	109,48	130,28	164,89
8.8	43,43	59,11	77,21	120,64	145,97	173,72	219,86
10.9	54,28	73,89	96,50	150,80	182,46	217,14	274,82

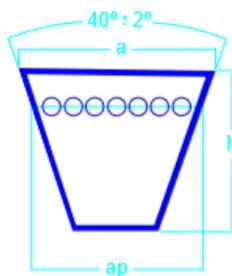
Anexo 8 Valores de resistencia a cortante del tornillo



Tabla N° 6		Longitud primitiva nominal					
Conos (in)	Sección Z (mm)	Sección A (mm)	Sección B (mm)	Sección C (mm)	Sección D (mm)	Sección E (mm)	
67	-	1742	1743	1775	-	-	
68	-	1767	1770	1788	-	-	
69	-	1785	1794	1826	-	-	
70	-	1813	1818	1847	-	-	
71	-	1841	1846	1877	-	-	
72	-	1862	1878	1897	-	-	
73	-	1887	1900	1928	-	-	
74	-	1913	1924	1953	-	-	
75	-	1937	1947	1979	-	-	
76	-	1963	1973	1989	-	-	
77	-	1989	1999	2015	-	-	
78	-	2013	2024	2042	-	-	
79	-	2033	2043	2068	-	-	
80	-	2065	2075	2094	-	-	
81	-	2093	2103	2119	-	-	
82	-	2116	2126	2145	-	-	
83	-	2133	2151	2170	-	-	
84	-	2167	2177	2196	-	-	
85	-	2193	2203	2221	-	-	
86	-	2220	2230	2247	-	-	
87	-	2245	2258	2273	-	-	
88	-	2273	2283	2299	2313	-	
89	-	2299	2304	2326	2339	-	
90	-	2319	2329	2348	2366	-	



Anexo 9 Tabla de longitud normalizada de la correa, según Dumlop S. A



- a Ancho base superior.
- h Altura o espesor.
- ap Ancho primitivo.

Sección	a mm	h mm	ap mm
Z	10	6	8.5
A	13	8	11
B	17	11	14
C	22	14	19
D	32	19	27
E	38	25	32

Anexo 10 Dimensiones de la sección transversal de las correas.