

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE  
MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**



**TECNOLOGICO  
DE MONTERREY.®**

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL DESEMPEÑO DE POTENCIA  
DE LA TURBINA DE VIENTO  
BERGEY BWC XL.1**

**TESIS**

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO  
ACADÉMICO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS  
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ENERGÉTICA**

**POR:**

**ALFREDO MORALES HERNÁNDEZ**

**MONTERREY, N.L.**

**DICIEMBRE 2005**

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE  
MONTERREY**

**CAMPUS MONTERREY**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**

Los miembros del comité de tesis recomendamos que el presente proyecto de tesis presentado por el Lic. Alfredo Morales Hernández sea aceptado como requisito parcial para obtener el grado académico de Maestro en Ciencias con especialidad en:

**INGENIERÍA ENERGÉTICA**

Comité de Tesis:

---

Dr. Oliver Probst Oleszewski  
Asesor

---

Dr. Armando Llamas Terrés  
Sinodal

---

Dr. Ciro Ángel Rodríguez González  
Sinodal

Aprobado:

---

Dr. Federico Viramontes Brown  
Director del Programa de Graduados en Ingeniería  
Diciembre 2005

## AGRADECIMIENTOS

A mi asesor Dr. Oliver Probst que me guió y me dio la oportunidad de participar en este proyecto tan interesante.

A mis sinodales Dr. Ciro Rodríguez y Dr. Armando Llamas por aceptar escuchar las experiencias de esta Tesis.

Al Ingeniero Miguel Ibarra del Campo Agrícola del Tecnológico de Monterrey por las prestaciones para la realización de la presente Tesis.

A mis Padres Carolina y Miguel, hermanos Sandra y Miguel y amigos Alejandro, Gabriel y Paulo que siempre me apoyan en cada proyecto que emprendo.

A Isabel Fuentes y Pascual Morales que siempre están conmigo.

A Lorena por su apoyo incondicional

A mis compañeros y amigos Fabiola Gutiérrez, Gloria López, Brenda Rodríguez, Mirna Saldivar, David Martínez, Jorge Elizondo, Osvaldo Valdez, Esteban Suárez, Adrián González, Aníbal Morones, Jesús José Gonzales y a todos aquellos que de alguna forma contribuyeron a la realización de esta Tesis. .

Un especial agradecimiento a Jaime Martínez que siempre me ha brindado su ayuda y porque sus enseñanzas me han ayudado a conseguir la realización de esta Tesis.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
OBJETIVOS.....	2
CAPITULO 1 .....	3
FUNDAMENTO TEÓRICO.....	3
1.1 Generación eoloeléctrica .....	3
1.2 Panorama de la generación eoloeléctrica en el Mundo .....	4
1.3 Panorama de la generación eoloeléctrica en México.....	4
1.4 Generación eoloeléctrica en pequeña escala .....	5
1.5 Consideraciones de tamaño de pequeñas turbinas.....	6
1.6 El viento.....	6
1.7 Potencia del viento.....	7
1.8 Potencia mecánica extraída .....	8
1.9 Partes de una pequeña turbina de viento .....	8
1.10 Prueba en campo de pequeñas turbinas de viento .....	10
1.11 Curvas de desempeño de potencia.....	11
1.12 Estándar IEC 61400-12 Wind turbine power performance testing .....	13
1.13 Evaluación del desempeño aerodinámico.....	15
CAPITULO 2 .....	16
DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE PRUEBAS Y SISTEMA EOLOELÉCTRICO.....	16
Descripción del módulo de pruebas.....	17
2.1 Sitio de pruebas .....	17
2.2 Infraestructura.....	19
2.3 Instrumentación .....	21
2.3.1 Transductores de potencia y frecuencia eléctrica .....	22
2.3.2 Sensores meteorológicos .....	24
2.3.3 Unidad de adquisición de datos.....	28
2.3.4 Cableado de instrumentación.....	29
2.4 Localización de la instrumentación .....	29
2.4.1 Ubicación de los sensores de viento.....	32
Descripción del sistema eoloeléctrico .....	32
2.5 Sistema eoloeléctrico.....	32
2.5.1 Rotor .....	33
2.5.2 Generador .....	34
2.5.3 Sistema de orientación y protección.....	34
2.5.4 Rectificador .....	35
2.5.5 Controlador de carga .....	35
2.5.6 Banco de baterías.....	35
2.5.7 Inversor.....	36
2.5.8 Carga.....	36
2.5.9 Características del sistema.....	37
CAPITULO 3 .....	38
EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE POTENCIA DEL SISTEMA EOLOELÉCTRICO BERGEY XL.1 .....	38
3.1 Plan de pruebas.....	39

1.	<i>Periodo de pruebas</i> .....	39
2.	<i>Demanda de carga</i> .....	40
4.	<i>Método de análisis</i> .....	41
3.2	Condiciones ambientales durante el periodo de pruebas.....	46
3.3	Operación del sistema.....	47
3.4	Factores que reducen el desempeño .....	48
3.5	Presentación y discusión de los resultados experimentales.....	48
3.5.1	Datos 10 minutos .....	48
3.5.2	Datos 1 minuto .....	53
3.5.3	Curvas de Potencia (Datos 1 y 10 minutos) .....	57
3.5.4	Mediciones vs Curva del fabricante y Modelo BEM .....	58
CAPITULO 4 .....		63
EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO AERODINÁMICO GLOBAL DE LA TURBINA BERGEY BWC XL.1 .....		63
4.1	Plan de pruebas.....	64
1)	<i>Cargas de prueba</i> .....	64
2)	<i>Periodo de pruebas</i> .....	65
3)	<i>Adquisición de datos</i> .....	65
4)	<i>Método de análisis</i> .....	65
4.2	Operación del sistema.....	66
4.3	Presentación y discusión de los resultados experimentales.....	67
4.3.1	Datos 1 minuto .....	67
4.3.2	Curvas de potencia.....	68
4.3.3	Coefficiente de Potencia .....	70
4.3.4	Comparación con el modelo BEM .....	72
CONCLUSIONES.....		77
Trabajo Futuro .....		79
ANEXO A .....		82
ANEXO B .....		99
ANEXO C .....		107

## INTRODUCCIÓN

Los métodos tradicionales de generación de electricidad utilizan como principal insumo el petróleo que mediante la combustión obtienen energía contribuyendo al agotamiento de los recursos naturales y al deterioro del medio ambiente. El incremento en la preocupación de temas ambientales ha propiciado la búsqueda de fuentes de electricidad más sustentables. Las turbinas de viento junto con la energía solar y las celdas de combustible son posibles soluciones para la producción de energía más amigable con el ambiente porque con una adecuada administración pueden explotarse ilimitadamente.

Se dice que la energía del viento será una de las fuentes más prominentes de energía eléctrica en los años venideros. La tecnología de grandes turbinas de viento ha experimentado avances sorprendentes en las últimas décadas sin embargo la de pequeñas turbinas se ha visto opacada porque esta lejos de una madurez y economía competitiva. Para mejorar esta situación algunos Centros de Investigación y pequeñas empresas se han dado a la tarea de diseñar nuevas turbinas de viento que sean más eficientes, robustas y competitivas económicamente.

El grupo de energía eólica del Tecnológico de Monterrey tiene entre uno de sus objetivos el Desarrollo de proyectos<sup>1</sup> con pequeñas turbinas de viento. El proceso de desarrollo exige la caracterización en campo de las turbinas de viento diseñadas. En esta tesis se diseña e implementa un Módulo de Pruebas en campo para pequeñas turbinas de viento y se evalúa experimentalmente el desempeño de potencia de la turbina Bergey XL.1

El módulo está localizado en el campo agrícola experimental del Tecnológico de Monterrey en el Municipio de Apodaca, Nuevo León<sup>2</sup>. El módulo cuenta con la instrumentación y la infraestructura necesaria para las pruebas en campo de pequeñas turbinas de viento.

En el capítulo 2 se evalúa experimentalmente el sistema eoloelectrico Bergey XL.1 y con los resultados se verifica el desempeño de potencia que da el fabricante y el que resulta del Modelo Matemático. El Modelo Matemático fue desarrollado como parte de la Tesis de Jaime Martínez y sirve para predecir el desempeño de potencia del sistema.

En la última parte de la Tesis se evalúa el desempeño aerodinámico global de la turbina Bergey XL.1 que se refiere al estudio de la capacidad de convertir en potencia eléctrica la potencia disponible en el viento dado un diseño aerodinámico de aspas, generador eléctrico y un sistema de protección para vientos altos. Aunque no es una prueba de aerodinámica lo que se busca es medir la potencia eléctrica dado un diseño de aspas específico conociendo a priori el desempeño del generador y del sistema de protección para vientos altos.

---

<sup>1</sup> Proyecto CONACYT #40273.

<sup>2</sup> A partir del 18 de Julio de 2005 por causas ajenas al proyecto el modulo de pruebas se reinstaló en el en el Campo Agrícola Experimental del ITESM situado en el Municipio de Hualahuises, N.L.

## OBJETIVOS

### Objetivo 1

Diseñar e implementar un módulo de pruebas que cuente con la infraestructura e instrumentación necesaria para las pruebas en campo del desempeño de potencia de pequeñas turbinas de viento.

### Objetivo 2

Evaluar experimentalmente el desempeño de potencia del sistema eoloeléctrico<sup>3</sup> Bergey XL.1. Para lograrlo se necesita obtener la Curva de Potencia y el Coeficiente de Potencia  $C_p(\lambda)$  del sistema eoloeléctrico. Las curvas experimentales sirven para verificar y validar la curva proporcionada por el fabricante y las obtenidas con el Modelo Matemático BEM. El Modelo Matemático BEM predice el desempeño de potencia de la turbina Bergey BWC XL.1.

### Objetivo 3

Evaluar experimentalmente el desempeño *aerodinámico global* del sistema Bergey BWC XL.1. La evaluación del desempeño aerodinámico global se refiere al estudio de la capacidad de convertir en potencia eléctrica la potencia disponible en el viento dado un diseño aerodinámico de aspas, generador eléctrico, rectificador y un sistema de protección para vientos altos. En esta etapa se requiere obtener un buen rango de la curva  $C_p(\lambda)$  que se logra mediante la variación de carga en forma predeterminada sin la conexión del controlador electrónico de carga, baterías e inversor.

Actualmente no existe un estándar aceptado mundialmente para la prueba del desempeño de potencia de pequeños aerogeneradores o turbinas de viento. En el caso de grandes aerogeneradores se tiene el estándar IEC 61400-12 desarrollado por la Comisión Electrotécnica Internacional en el cual basaremos nuestras primeras mediciones.

---

<sup>3</sup> Sistema eoloeléctrico comprende la turbina de viento, controlador de carga, baterías, inversor y cableado.

---

# CAPITULO 1

## FUNDAMENTO TEÓRICO

La electricidad es un fenómeno que para la mayoría de las personas es difícil de entender, debido a su naturaleza microscópica. Los electrones, aquellas partículas subatómicas que tienen carga negativa viajan a través de materiales y dispositivos dando lugar a la corriente eléctrica. El descubrimiento de la electricidad podría referirse al año 600 A.C., cuando el filósofo Griego Thales hizo las primeras observaciones de electricidad estática. La electricidad tiene una rica historia de teoría y experimentos particularmente en los últimos 300 años, hoy en día, casi no existe actividad alguna que no lleve implícita el uso de electricidad.

### 1.1 Generación eoloeléctrica

La energía cinética del viento ha sido utilizada para usos productivos desde hace mucho tiempo, desde los barcos de vela hasta los molinos de viento que mediante mecanismos más complejos se utilizaban para moler granos y bombear agua. En algunas partes del mundo los molinos de viento eran una parte integral de la economía rural, aunque estos vinieron en desuso cuando se masificó la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Los molinos de viento fueron fuente de inspiración para la creación de modernos molinos que eran capaces de producir energía eléctrica a partir de la extracción de la energía cinética del viento.

La generación de energía eléctrica mediante la utilización de mecanismos que aprovechan la energía cinética del viento ha aumentado en las últimas décadas y le da nombre a la llamada generación eoloeléctrica. Esta generación eoloeléctrica se logra mediante la utilización de aerogeneradores o turbinas de viento que varían en tipo y tamaño, según la aplicación. Más adelante se hablará detalladamente de los aerogeneradores y con el fin de aclarar la visión se habla acerca del panorama mundial y nacional de la tecnología eoloeléctrica.



## 1.2 Panorama de la generación eoloeléctrica en el Mundo

En 1973, la crisis petrolera internacional ocasionó el resurgimiento de la tecnología eoloeléctrica y para los años 80's comenzó su comercialización -aunque de manera incipiente-. Desde entonces, la investigación y el desarrollo tecnológico ha mantenido un paso constante que ha permitido reducir los costos de energía por capacidad instalada.

Para el año 2005, en el mundo se encuentran instalados alrededor de 20,000 MW eoloeléctricos. Los países líderes en capacidad instalada son: Alemania, Estados Unidos, España, Dinamarca, India, Países Bajos, Gran Bretaña, China, Italia y Suecia. La Unión Europea se propone contar con 40 000 MW para el año 2010 y en los Estados Unidos se habla de 10,000 MW. En la actualidad, los aerogeneradores<sup>4</sup> que dominan el mercado son los de 500 y 750 kW con diámetros de área de barrido de 40 metros. Aunque, desde hace unos años ya se comercializan máquinas de capacidad nominal de 1.6 MW con diámetros de rotor de 60 metros. En el sector ya se prueban prototipos de hasta 5MW de capacidad nominal.

En general, de las tecnologías que hacen uso de las energías renovables, la energía eólica es la que se desarrolla más rápido. La tendencia en el futuro se puede predecir basándose en los objetivos que se han puesto algunos países que quieren cubrir parte de la generación eléctrica nacional con energía del viento [1].

## 1.3 Panorama de la generación eoloeléctrica en México

En 1999 el Comité Ejecutivo del Acuerdo Eólico de la IEA(International Energy Association) por unanimidad de los 17 países integrantes aconsejó a los Funcionarios Mexicanos establecer un programa público de I+D (Investigación y Desarrollo) en el tema de la energía eólica, con prioridades sobre evaluación de recurso eoloenergético, construcción de centros de evaluación de aerogeneradores para desarrollo de capacidad técnica local y construcción de proyectos eoloeléctricos demostrativos, acompañado de medidas para impulso del mercado.

Sin embargo, la situación actual de la generación eoloeléctrica en México es todavía muy insípida, contrastando con el potencial de aprovechamiento que podría alcanzar entre 3,000 y 5,000 MW de capacidad instalada<sup>5</sup> según evaluaciones incipientes.

En relación a grandes aerogeneradores, ya están en operación algunos en México, entre ellos se encuentran siete aerogeneradores marca Vestas de 225 kW, instalados en la planta de la CFE localizada en La Venta, Oaxaca. Otro aerogenerador de 600 kW de la compañía española Gamesa, instalado en Guerrero Negro, Baja California Sur. La compañía Apasco tiene instalado un aerogenerador de la marca Zond Systems de 550kW de capacidad nominal, aunque esté ya no se encuentra en operación debido a que una descarga atmosférica dañó una aspa y está no ha sido reparada.

---

<sup>4</sup> Se usa indistintamente aerogenerador o turbina de viento

<sup>5</sup> Según estimaciones realizadas por la CFE y el IEE

Además, se tiene noticias de otros proyectos aprobados en Santa Catarina y Dr. González en el Estado de Nuevo León y otro proyecto en construcción en La Venta, Oaxaca con 100MW de capacidad, denominado parque eólico “La Venta II”. Aunado al potencial en Oaxaca, se han identificado otros sitios en los estados de Baja California Norte, Baja California Sur, Coahuila, Hidalgo, Quintana Roo y Zacatecas [2].

En México, el aprovechamiento de la energía del viento en *pequeñas escala* se realiza principalmente para el bombeo de agua. El mecanismo preferido son las aerobombas de aspas múltiples o papalotes, que en su mayoría se encuentran diseminados en el Norte y Sureste del país. Aunque también existen proyectos que utilizan pequeñas turbinas de viento para generar electricidad.

Un ejemplo interesante es la generación de energía en pequeña escala para el uso en villas eco-turísticas tales como; Costa de cocos Eco/Resort en Quintana Roo, San Juanico Village en Baja California y Xcalak Village en Quintana Roo[16]. Cabe resaltar que para este tipo de proyectos (alejados de la red eléctrica) el costo por electrificar con sistemas que utilizan energías renovables resultó menor al costo por instalación de líneas de transmisión de la compañía suministradora. Además, hay más turbinas diseminadas en varios estados del País, donde su principal utilización es para alimentar pequeñas cargas de uso doméstico alejadas de la red eléctrica.

#### 1.4 Generación eoloeléctrica en pequeña escala

La generación de energía eléctrica en muy pequeña escala mediante el aprovechamiento del viento sólo puede generar un número pequeño de kWh al año, pero en términos absolutos, estas turbinas hacen la diferencia en la vida diaria de muchas personas que viven en localidades remotas. Las pequeñas turbinas son máquinas que se utilizan principalmente para alimentar cargas que están alejadas de la red eléctrica. Típicamente se combinan con un banco de baterías para almacenar la electricidad que generan, y poderla acoplar a la demanda de hogares, granjas y pequeños negocios. En el mercado actual se ofrecen con una capacidad menor de 35 KW pero se pueden integrar arreglos con varios aerogeneradores para lograr alimentar cargas más grandes[3]. Regularmente, este tipo de turbinas se combinan con generadores diesel que tienen una función de respaldo. Además, se pueden combinar con sistemas fotovoltaicos, microturbinas hidráulicas y otros, dando lugar a los sistemas que se conocen como sistemas híbridos. Entre las aplicaciones más comunes se tienen la electrificación de viviendas remotas, la carga de baterías, calentamiento de agua, respaldo de sistemas conectados a la red, alimentación de sistemas remotos de telecomunicaciones, entre otras aplicaciones más. La figura 1.1 muestra un ejemplo de un sistema híbrido en San Juanico, Baja California Sur, México.



Figura 1.1. Sistema híbrido solar- eoloeléctrico

En la actualidad existen más de 40 empresas que fabrican pequeñas turbinas en el mundo entero y ellas producen más de 40 modelos diferentes [9].

En México, la empresa Potencia Industrial S.A de C.V diseña y manufactura una pequeña turbina de 5 kW[4] llamada Colibrí, donde su producción es principalmente para exportación. También, existen varias empresas que se dedican a la distribución de turbinas de viento cuyos proveedores se encuentran en el mayor de los casos en Estados Unidos.

## 1.5 Consideraciones de tamaño de pequeñas turbinas

La IEC 61400<sup>6</sup> define una pequeña turbina como la que tiene un área de barrido menor de 200m<sup>2</sup>, la cual corresponde a una potencia de salida específica. La tabla que a continuación se muestra, define los parámetros de operación para categorías de pequeños aerogeneradores o pequeñas turbinas de viento.

Tabla 1.1. Parámetros de operación de pequeñas turbinas [5]

Categoría	Potencia (kW)	Radio del aspa(m)	Máx. $\Omega$ (RPM)	Tipo de generador
micro	$\leq 1.2$	1.5	700	Imán permanente(PM)
mid-rang	1.0-5.0	2.5	400	PM o inducción
mini	20-100	5	200	PM o inducción

En la actualidad se habla de que se debe inclinar la balanza por definir a una turbina por el área de barrido de las aspas y no por la capacidad de su generador. Sin embargo, la mayoría de las empresas que las comercializan todavía las definen según su potencia nominal y esto puede ser fácilmente confundible debido a la dependencia a la velocidad de viento para la cuál se define esta potencia [9].

En esta tesis se utiliza el término *pequeña turbina* para referirse a la turbina de 1kW nominal y 2.5 de diámetro que se evalúa en el módulo de pruebas.

## 1.6 El viento

El viento es un fenómeno natural variable en el tiempo y en el espacio, que puede ser definido como aire en movimiento, y considerado como una forma indirecta de la energía solar. El viento se origina principalmente por diferencias de calentamiento en la superficie del planeta. El aire caliente se eleva y circula en la atmósfera para después bajar a la superficie a áreas más frescas. El movimiento resultante a gran escala del viento es fuertemente influenciado por fuerzas de Coriolis debidas a la rotación de la tierra. El resultado es un patrón global de circulación de aire a gran escala.

La falta de uniformidad en la superficie del planeta reflejada en los océanos y continentes, provoca que el patrón de viento sea distribuido a través de zonas más pequeñas, limitadas por la amplia gama de superficies presentes en el planeta. Estas variaciones interactúan en una forma compleja y no lineal, para producir un movimiento caótico, que son el origen de las variaciones diarias del viento en cada punto del planeta [6].

<sup>6</sup> IEC: International Electrotechnical Commission. Organización Internacional dedicada a la estandarización en el área eléctrica y electrónica.

## 1.7 Potencia del viento

La energía cinética  $e_c$  de una masa  $m$  que se mueve a una velocidad  $v$  es:

$$e_c = \frac{1}{2}mv^2$$

*Ecuación 1.1. Energía cinética de una masa*

y la masa de un fluido de densidad  $\rho$  que atraviesa un área  $A$  en un tiempo  $t$ , perpendicular al flujo, es:

$$m = A\rho vt$$

*Ecuación 1.2. Masa de un fluido*

Como el viento es aire en movimiento, entonces la energía del viento a través de una sección  $A$  durante un tiempo  $t$ , es:

$$e_c = \frac{1}{2}A \cdot \rho \cdot t \cdot v^3$$

*Ecuación 1.3. La energía del viento*

Donde:

- $\rho$  es la densidad del aire
- $v$  es la velocidad del aire

Entonces la potencia del viento es:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3$$

*Ecuación 1.4. Potencia en el viento*

De la ecuación anterior se nota que la potencia en el viento es una función de la densidad del aire, del área por la cuál pasa la masa de aire y la velocidad o rapidez instantánea del viento. Incrementando cualquiera de estos factores se puede aumentar la potencia disponible en el viento.

Es importante notar que la densidad del aire es directamente proporcional a la presión atmosférica e inversamente proporcional a la temperatura. Al nivel del mar, la densidad del aire tiene un valor estándar de  $\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$  (1013.3 mbar, aire seco, 15 °C). Para cuestiones de energía del viento en un sitio determinado la densidad de aire puede calcularse mediante,

$$\rho = 1.225 \left( \frac{288.15}{T} \right) \left( \frac{P_a}{1013.3} \right) \text{ (kg/m}^3\text{)}$$

*Ecuación 1.5. Densidad del aire según la presión atmosférica y temperatura*

Donde:

- $T$  es la temperatura ambiente promedio en el sitio, en °K durante un cierto periodo de tiempo

$P_a$  es la presión atmosférica promedio en el sitio, en mbar, durante el mismo periodo

Cambios en la elevación también pueden producir cambios en la densidad del aire. La densidad del aire es inversamente relacionada a la elevación y directamente a la temperatura, es decir, la densidad del aire se reduce con el incremento en la elevación o incremento de la temperatura.

## 1.8 Potencia mecánica extraída

La eficiencia de conversión de energía de un sistema eoloelectrico esta dada por el coeficiente de potencia  $C_p$ , la eficiencia del sistema de engranes (si lo hay), la eficiencia del alternador y la eficiencia del convertidor electrónico de potencia. El coeficiente de potencia del rotor es una variable adimensional que cuantifica la capacidad de las aspas del aerogenerador para aprovechar la potencia disponible en el viento. El coeficiente de potencia  $C_p$  tiene un máximo teórico de 0.59, conocido como el Límite de Betz.

La potencia mecánica disponible en flecha del rotor esta dada por la siguiente ecuación:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3$$

*Ecuación 1.6. Potencia mecánica*

El coeficiente de potencia  $C_p$  es la razón entre la potencia mecánica extraída en la flecha de la turbina y la potencia disponible en el viento para la misma área de barrido como si la turbina no estuviera presente. Una variedad de factores afectan este coeficiente de potencia, incluyendo diseño y número de aspas, perfil, acabado de las aspas y ángulo de ataque. Este coeficiente es más útil cuando se presenta en función de una variable llamada velocidad típica o relación de velocidad en la punta<sup>7</sup>  $\lambda$ :

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{v}$$

*Ecuación 1.7. Velocidad típica*

donde

$\Omega$ : es la velocidad angular del rotor

R: es el radio de las aspas

v: es la velocidad libre del viento [8]

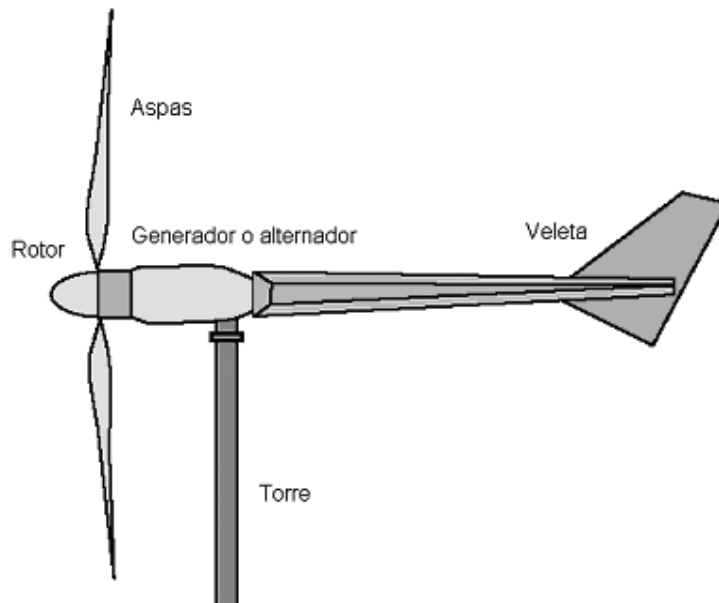
En las siguientes secciones se hablará más acerca de las curvas de potencia y  $C_p$ .

## 1.9 Partes de una pequeña turbina de viento

A diferencia de las grandes turbinas de viento, las pequeñas turbinas cuentan con muy pocos componentes, que constituyen una gran variedad de formas y tamaños. Sin embargo, actualmente se ha ido homogenizando las formas, difiriendo tan solo en la modo en como generan electricidad y como son controlados. Además, se sigue la línea de diseño de turbinas de viento arriba y eje horizontal.(ver figura 1.2)

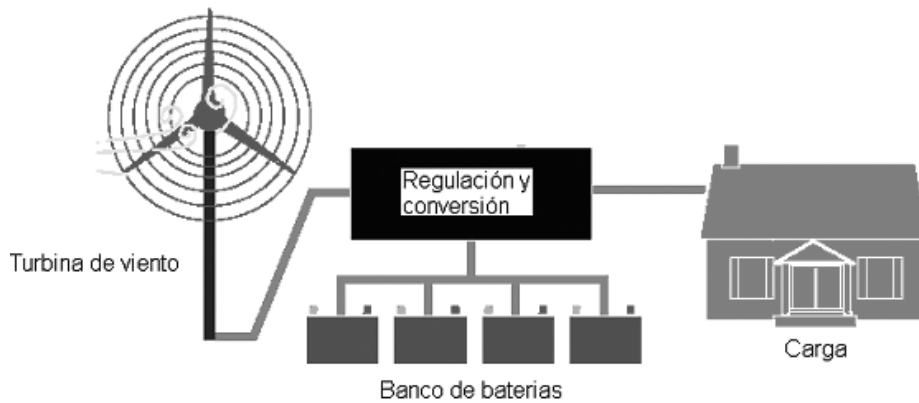
---

<sup>7</sup> Por sus siglas en Inglés “tip speed ratio”



*Figura 1.2. Partes de una pequeña turbina de viento*

- **Rotor**  
El rotor es la parte del aerogenerador o turbina que convierte la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. El desempeño global del rotor depende del coeficiente de potencia.
- **Aspas**  
Las aspas son el mecanismo por el cuál la energía es capturada, éstas tienen la forma de un perfil aerodinámico que trata de aprovechar la mayor potencia disponible en el viento.
- **Sistema de orientación y frenado**  
El sistema de orientación pone a la turbina en la dirección en que se aprovecha mejor la energía del viento, esto lo hace mediante una veleta que se orienta en dirección paralela al viento. El mecanismo de orientación para pequeñas turbinas se hace normalmente en forma mecánica. Es decir, no incluye ningún elemento activo.
- **Generador eléctrico**  
El generador convierte la potencia mecánica del rotor en electricidad. El generador más común en pequeñas turbinas es el de imanes permanentes ya sea de flujo axial o flujo radial.
- **Controlador**  
El controlador es el dispositivo electrónico que monitorea las condiciones de la turbina. Dependiendo de estas condiciones, el sistema de control ajusta la operación del sistema para optimizar el desempeño de la turbina. Además, que controla el nivel de carga de las baterías para evitar sobrecarga y daño.



*Figura 1.3. Sistema eolieléctrico*

- **Baterías**  
La mayoría de pequeñas turbinas que generan corriente directa o corriente directa rectificadora utilizan bancos de baterías para almacenar la energía. El tamaño del banco depende de la carga a alimentar y del sistema que lo está alimentando
- **Inversor**  
Es el dispositivo electrónico que convierte la corriente de directa DC a corriente alterna AC para su uso en aparatos de uso común como televisores, refrigeradores, focos entre otros.

### **1.10 Prueba en campo de pequeñas turbinas de viento**

Las pruebas en campo de pequeñas turbinas de viento se llevan a cabo por dos principales razones. La primera, como parte del proceso de desarrollo, manufactura e investigación de nuevos diseños y su objetivo es validar los modelos usados en el proceso de diseño. La segunda, para probar o validar el desempeño de potencia de una turbina de viento por razones comerciales. La segunda razón es la más común y como consecuencia en la que los objetivos están mejor definidos. Las mediciones de desempeño están documentadas en estándares internacionales que dan recomendaciones para las pruebas en campo, con el fin de asegurar la consistencia y exactitud de los datos, además de especificar el método de análisis del desempeño de turbinas de viento.

Las pruebas de desempeño de potencia son las que se llevan a cabo con más frecuencia para verificar la garantía de producción energética que dan las empresas manufactureras de turbinas de viento. Sin embargo, estas no son las únicas y también se realizan pruebas para determinar las características de emisiones de ruido y pruebas para estudiar fatigas, cargas mecánicas y calidad de la energía.

Esta Tesis abarca dos tipos de pruebas en campo; se hace una verificación del desempeño de potencia de una turbina de viento y se evalúa el desempeño aerodinámico global del rotor para validar el modelo desarrollado en el proceso de caracterización experimental del sistema.

## 1.11 Curvas de desempeño de potencia

El desempeño de potencia de una turbina puede ser caracterizado principalmente por dos indicadores; la curva de potencia y la curva  $C_p$  (coeficiente de potencia). La curva de potencia indica que tanta potencia una turbina produce para cualquier velocidad de viento, y la curva  $C_p$  indica la eficiencia con que la turbina convierte la energía disponible en el viento en energía eléctrica o mecánica cuando esta operando con ciertos parámetros de diseño. El método usual de presentar el desempeño de potencia es la curva  $C_p-\lambda$ , la figura 1.4 muestra un ejemplo de una curva típica *ideal* de una turbina de tres aspas de velocidad rotacional constante.

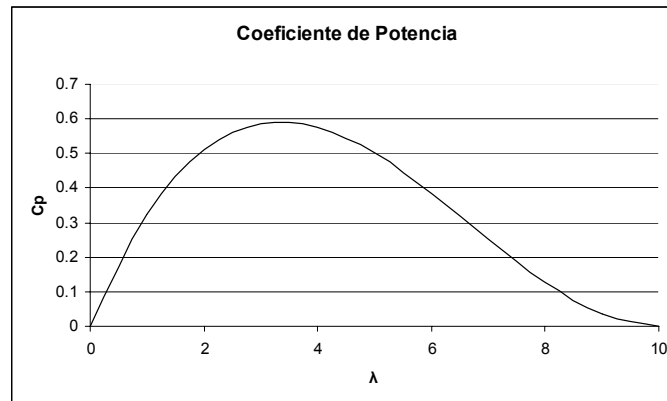


Figura 1.4. Ejemplo de una curva Velocidad Típica versus Coeficiente de Potencia aerodinámico

El *coeficiente de potencia* describe la fracción de potencia en el viento que puede ser convertida por la turbina a trabajo mecánico. El coeficiente de potencia se define como

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v A}$$

*Ecuación 1.8. Coeficiente de potencia*

Donde,  $P$  es la potencia extraída,  $\rho$  es la densidad del aire,  $v$  es la rapidez libre del viento y  $A$  es el área barrida por el rotor. El valor máximo teórico de  $C_p$  es 0.593 y es conocido como el límite de Betz, aunque en la actualidad ninguna turbina alcanza este límite debido a que el diseño de las aspas no es perfecto y por las pérdidas aerodinámicas y mecánicas. El  $C_p$  también podría ser definido como:

$$C_p = \frac{\text{Potencia\_extraída}}{\text{Potencia\_disponible}} = \frac{\text{Potencia\_extraída}}{0.593 \cdot \frac{1}{2} \rho v^3 A}$$

*Ecuación 1.9. Coeficiente de potencia*

El coeficiente de potencia usualmente se gráfica contra la variable adimensional  $\lambda$  conocida en inglés como “tip speed ratio”. Se define como:



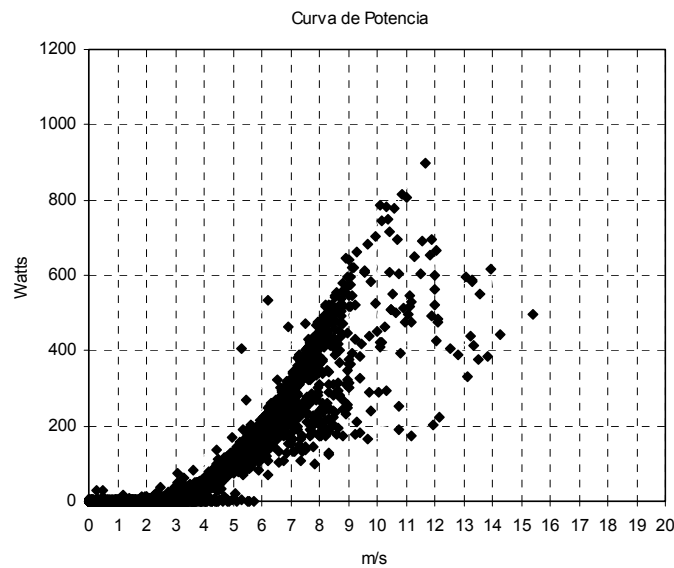
$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R}{v}$$

*Ecuación 1.10. Tip speed ratio*

Donde,  $\Omega$  es la velocidad tangencial en la punta del aspa en rad/s,  $R$  es el radio del rotor y  $v$  es la velocidad libre del viento. El coeficiente de potencia que se evalúa en esta Tesis es el Eléctrico que incluye pérdidas de potencia en generador, conexiones, líneas y sistema de frenado.

La *curva de potencia* es una grafica que indica cuánta potencia genera la turbina de viento para una velocidad de viento específica. Estas curvas se pueden obtener con mediciones en campo de viento y potencia generada por la turbina. Para medir el viento se utiliza un anemómetro situado sobre una torre cercana al aerogenerador, pero no tan cerca porque el aerogenerador puede crear turbulencia y provocar que las mediciones sean inexactas. Los datos obtenidos de estas mediciones pueden ser bastante esparcidos debido a la variación del viento en el intervalo de tiempo de medición (ver la figura 1.5).

En general no es fácil obtener curvas de potencia exactas, como ejemplo, si para mediciones en donde la medición del viento tiene un error del 3%, entonces el error en la potencia del viento será del 9%(el contenido de energía del viento es proporcional al cubo de la velocidad de viento).



*Figura 1.5 .Ejemplo de datos experimentales de medición de potencia*

Para obtener una curva continua que represente mejor la potencia generada por la turbina de viento, se debe tomar un promedio de los datos en los intervalos definidos. El método que se usa para la promediación se llama el método de Bins, este método es una aproximación para obtener una curva característica de una turbina, y se obtiene promediando los datos de potencia que caen dentro de cierto intervalo de velocidades de viento. Al aplicar el método de Bins a los datos de la figura 1.5 nos genera la curva de la figura 1.6. Este método, se explicara más a detalle en el capítulo 3.

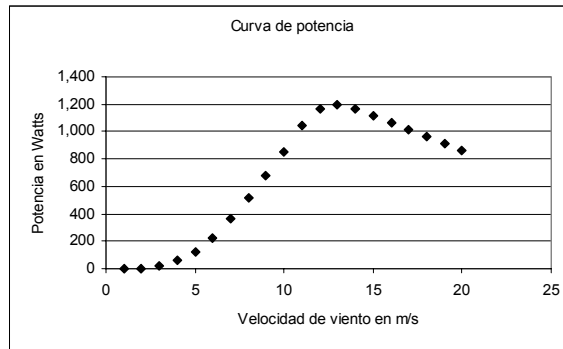


Figura 1.6 . Ejemplo de una Curva de potencia

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de turbulencia, y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencias locales y los terrenos complejos pueden implicar que ráfagas de viento impacten el rotor desde varias direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización cualquiera [11,6].

### 1.12 Estándar IEC 61400-12 Wind turbine power performance testing

Las turbinas de viento han tenido un desarrollo rápido en los últimos años, lo que ha provocado que las organizaciones nacionales e internacionales se encarguen de regularizar técnicamente algunos aspectos del diseño, operación y prueba de estos sistemas. La IEC<sup>8</sup> actualmente desarrolla un rango específico de estándares que se aplican a turbinas de viento, específicamente el estándar IEC61400-12 cubre la prueba en campo del desempeño de potencia de turbinas de viento. La IEC no es la única organización que desarrolla estándares para turbinas de viento, otras como la MEASNET, CENELEC, AWEA entre otras que también tienen estándares, aunque la IEC es la más aceptada mundialmente y la que se utiliza en esta tesis como base para el desarrollo de las pruebas de campo de la turbina de viento Bergey XL.1.

La IEC es una organización mundial para la estandarización de los comités nacionales electrotécnicos. El objetivo de la IEC es promover la cooperación internacional en todas las cuestiones que conciernen a la estandarización en los campos de la electrónica y eléctrica. Para lograr esto la IEC publica estándares internacionales con la ayuda de comités nacionales gubernamentales y no gubernamentales además con la ISO (International Organization for Standardization).

El objetivo del estándar IEC 61400-14 es dar la metodología para asegurar la consistencia y exactitud en las mediciones y análisis del desempeño de potencia de sistemas de turbinas de viento. Este estándar menciona que aplica para todos los tipos y tamaños de turbinas conectadas a la red eléctrica lo que excluye las pequeñas turbinas que no son conectadas a la red eléctrica. Por otro lado, los pocos intentos de estándares que se han tratado de implementar para pequeñas turbinas, esencialmente son el mismo método que el IEC 61400-12 por lo se optó por utilizar estas recomendaciones para las pruebas que son llevadas a cabo en esta tesis, con sus respectivas restricciones que se tratan en los capítulos posteriores. Existen algunos intentos por estandarizar las pruebas

<sup>8</sup> La IEC por sus siglas en Ingles International Electro-technical Commission

para pequeñas turbinas, la AWEA, la CanWEA<sup>9</sup> y varios fabricantes están trabajando en conjunto para lograr un consenso para las pruebas de pequeñas turbinas de viento.

La metodología de prueba es parte esencial del estudio de una turbina, y de él depende si las conclusiones que se dan satisfacen los estándares internacionales. Los puntos más importantes que cubre el estándar se mencionan a continuación y para mayores detalles favor de consultar la bibliografía [12].

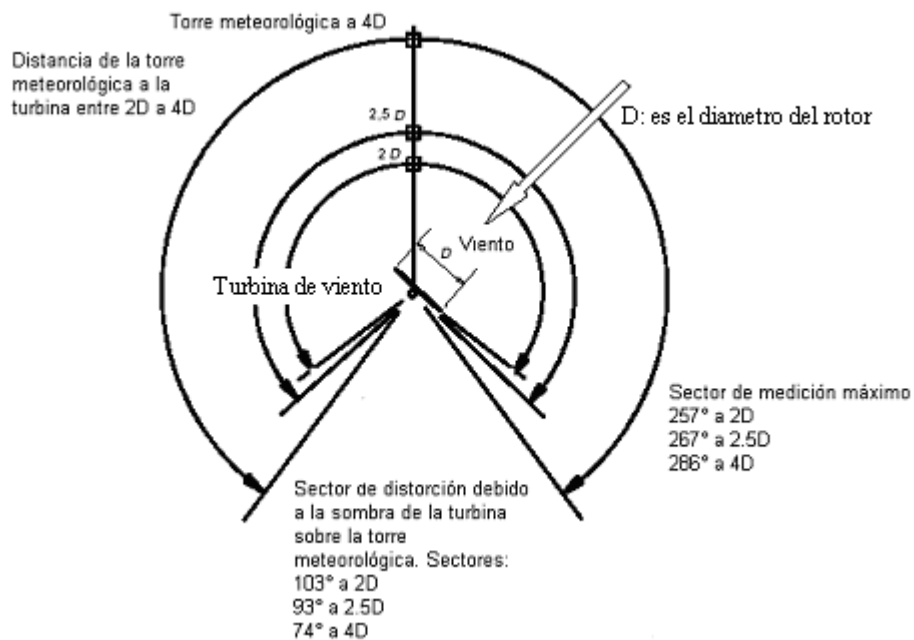


Figura 1.7. Requerimientos de distancia y sectores de medición de la torre meteorológica

El estándar especifica criterios de condiciones de prueba tales como:

- Características y correcciones del lugar de prueba
- Distancias y sectores de medición (ver figura 2.4)
- Equipo de prueba como anemómetros, transductores de potencia, etc.
- Correcciones por condiciones atmosféricas
- Obtención de datos
- Selección de datos
- Corrección de datos
- Normalización de datos
- Determinación de la curva de potencia
- Determinación de la producción anual de energía
- Determinación del coeficiente de potencia
- Formatos de reporte
- Evaluación de la incertidumbre en las mediciones

<sup>9</sup> AWEA: American Wind Energy Association y CanWEA: Canadian Wind Energy Association

El procedimiento de prueba consiste en tomar series de mediciones de rapidez y dirección de viento, presión y temperatura atmosférica, potencia eléctrica y rapidez rotacional del rotor. Estas mediciones se hacen sobre un rango amplio de mediciones de viento, tanto como sea posible. Todos los datos se revisan para asegurar su exactitud y consistencia [12]. En este capítulo no se detallan los puntos anteriores, sin embargo en el transcurso de la Tesis se tratarán más profundamente.

### **1.13 Evaluación del desempeño aerodinámico**

Es frecuente que para validar los modelos empleados en el diseño de nuevas turbinas de viento se tenga la necesidad de evaluar la aerodinámica de la turbina en condiciones reales. Probar la aerodinámica de pequeñas turbinas en un túnel de viento puede ser prohibitivo en costo y en la mayoría de los casos inalcanzable para los fabricantes y centros de investigación, para las grandes ni pensarlo debido a las dimensiones que pueden llegar a alcanzar. Además, probar las turbinas en túneles de viento implica generar condiciones que nunca van a presentarse cuando las turbinas estén operando. Debido a esto, es preferible hacer pruebas en campo que den información que sea de utilidad en el proceso de diseño. En la actualidad no existe estándar que hable de estas pruebas, por lo que el interesado debe plantear la metodología que mejor se ajuste a las necesidades del proyecto.

En el caso de evaluación del desempeño aerodinámico, los indicadores principales de diseño son los mismos que los usados para las pruebas del desempeño de potencia, aunque con ciertas variantes. Las variantes son ciertas características que en las pruebas permiten evaluar el desempeño de las aspas en vez del sistema total. Sin embargo, no es posible separar completamente algunos subsistemas tales como el alternador de imanes permanentes, rectificador, sistema de orientación y cableado –en nuestro caso-. El controlador de carga, baterías e inversor se desconectan en estas pruebas, debido a que estos de alguna forma interfieren en el desempeño de la turbina.

---

## CAPITULO 2

### DESCRIPCIÓN DEL MÓDULO DE PRUEBAS Y SISTEMA EOLOELÉCTRICO

El grupo de energía eólica del Tecnológico de Monterrey tiene entre uno de sus objetivos el desarrollar pequeñas turbinas de viento. El proceso de desarrollo de estos sistemas exige su caracterización con pruebas en campo. La caracterización en campo tiene como objetivos; evaluar la operación de los componentes aerodinámicos, eléctricos, mecánicos y electrónicos en condiciones reales, y además evaluar el desempeño aerodinámico de las turbinas desarrolladas. Por lo anterior se diseñó e instaló un módulo de pruebas para pequeñas turbinas de viento con la infraestructura e instrumentos necesarios para que las pruebas cumplieran con los estándares internacionales.

El módulo de pruebas para pequeñas turbinas de viento está localizado en el campo agrícola experimental del Tecnológico de Monterrey en el Municipio de Apodaca, Nuevo León<sup>10</sup>. El módulo cuenta con las instalaciones necesarias para las pruebas en campo de pequeñas turbinas de viento; instrumentación, sensores y torre para montar la turbina de viento. La limitante que tiene, es que no se pueden probar turbinas con diámetros de rotor mayor a 3m, aunque podrían probarse modificando ligeramente la estructura de los brazos que soportan los anemómetros y veletas, además que el peso de la turbina no sea excesivo.

Como primera experiencia, se caracteriza un sistema disponible comercialmente, el Bergey XI.1 de capacidad nominal 1kW y diámetro de rotor de 2.5m. Este sistema fue desarrollado por la compañía Bergey, que tiene sus oficinas centrales en Oklahoma, EUA y es considerada como una de las mejores turbinas de viento en su tipo.

---

<sup>10</sup> A partir del 18 de Julio de 2005 por causas ajenas al proyecto el modulo de pruebas se reinstaló en el en el Campo Agrícola Experimental del ITESM situado en el Municipio de Hualahuises, N.L.

## Descripción del módulo de pruebas

### 2.1 Sitio de pruebas

El módulo de pruebas esta instalado en el campo experimental agrícola del Tecnológico de Monterrey, localizado en la carretera Miguel Alemán kilómetro 21.5 en el municipio de Apodaca, estado de Nuevo León. Abarca una extensión de 90 hectáreas a 380m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son latitud  $25^{\circ} 46'$  Norte y longitud  $100^{\circ} 10'$  Este.

Las figuras 2.1 y 2.2 muestran vistas de la ubicación del campo agrícola, se puede ver que se encuentra a las afueras de la ciudad y la extensión del campo. Dentro del campo no existen obstáculos que provoquen distorsión de flujo cerca del módulo, tan solo hay algunos edificios (3m de altura) y pocos árboles que no sobrepasan los 10m de altura. La principal ocupación del campo es la siembra de algunas hortalizas y la cría de peces y ganado.



Figura 2.1. Ubicación Campo Agrícola Experimental



Figura 2.2. Ubicación del Campo Agrícola Experimental

Las fotos de la figura 2.3 a la 2.6 muestran las vistas que se presentan en el lugar donde esta instalada la torre. Las imágenes panorámicas anteriores fueron obtenidas con un software disponible gratuitamente en la Internet [10].



*Figura 2.3 . Vista al Este*



*Figura 2.4. Vista al Noroeste*



*Figura 2.5. Vista al Noreste*



*Figura 2.6. Vista al sur*

Para evitar posibles fuentes de distorsión que pudieran influir en las mediciones, el lugar se evaluó considerando los siguientes aspectos:

- Sector de medición más conveniente
- Lejanía de obstáculos como edificios, árboles u otras estructuras altas

El estándar menciona que si el lugar de pruebas cumple con las condiciones del Anexo A (Evaluación del sitio de pruebas) no se debe realizar ninguna corrección por distorsión de flujo. El anexo A menciona las condiciones que el lugar de pruebas debe cumplir, tales como distancias entre la torre meteorológica y la turbina en prueba, variaciones en el plano del terreno, turbinas cercanas y obstáculos como árboles, edificios, etc.

Debido a que el módulo quedó instalado en un lugar sin obstáculos considerables, no se aplicaron correcciones por distorsión de flujo. Además, los anemómetros y veletas quedaron en la misma torre que la turbina, por lo que se considera que el flujo de viento que pasa por los anemómetros es casi el mismo que pasa por el plano del rotor [12].

## 2.2 Infraestructura

El objetivo del módulo de pruebas es permitir evaluar o verificar en campo el desempeño de una pequeña turbina de viento. Para poder cumplir este objetivo, se ocuparon instrumentos, sensores e infraestructura que permitieron realizar las pruebas para la caracterización experimental.

Una parte de la infraestructura fue una *torre* tubular arriostrada de 32m de altura sobre la que va montada la turbina y los sensores. Esta torre puede ser levantada o bajada de forma relativamente sencilla, lo que permite que cambios de equipos en prueba ó sensores, puedan realizarse en forma rápida. La figura 2.7 muestra el momento en que se está levantando la torre para el inicio de las pruebas.

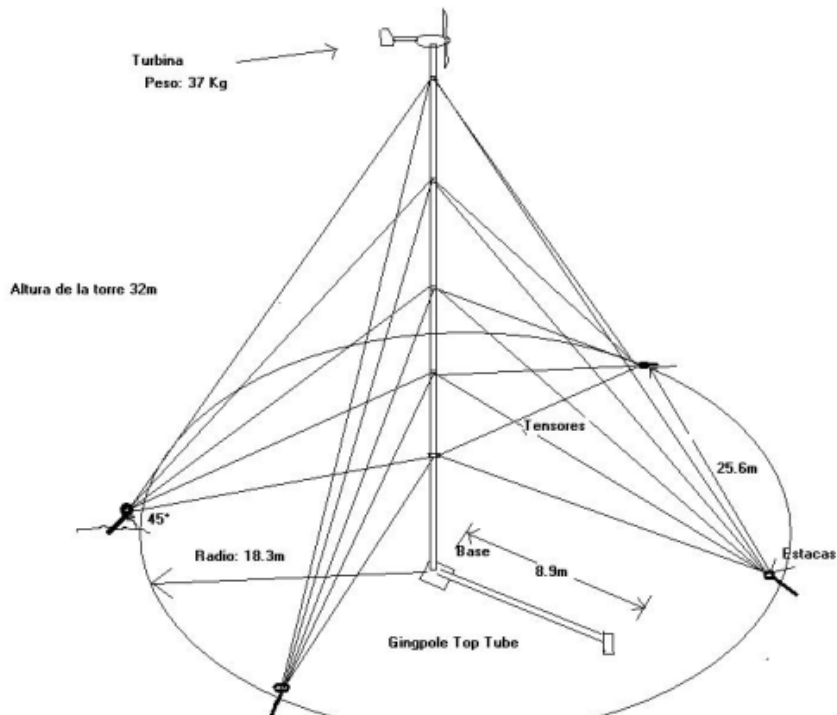


*Figura 2.7. Levantamiento de la torre*

La torre es de la marca NRG Systems, y cuenta con 10 segmentos de tubo de acero de 3 metros de largo y 4.5 pulgadas de diámetro, además un segmento adicional de 2m de largo sobre el que va montado la turbina. Se utiliza un tubo de 9 metros de largo que sirve como brazo de palanca para bajar o levantar la torre. Además, cuenta con tensores de acero que se instalan cada 6 metros sobre lo largo de la torre. Estos tensores van sujetos a 4 anclas ubicadas en cuatro puntos alrededor de la torre a una



distancia de 18.3m. La figura 2.8 muestra un diagrama de la torre y la figura 2.9 muestra una foto de la torre ya instalada.



*Figura 2.8 Diagrama de la torre*



*Figura 2.9 Vista de la torre*

A la torre, se le instalaron dos brazos de aluminio que sirven para montar a distancias específicas los anemómetros y veletas (Ver figura 2.10). El objetivo de instalar dos brazos fue que se midiera el viento en dos puntos, para poder analizar el viento que “entra” y que “sale” del plano del rotor, sin embargo, este análisis no se incluye en esta tesis y se deja como tema para futuros proyectos.



*Figura 2.10. Brazos*

La distancia entre los anemómetros y veletas al plano del rotor es de 5m. El Estándar recomienda una distancia entre 2 a 4 veces el diámetro del rotor, que en el caso de aerogeneradores más grandes se instalan en una torre separada. Los brazos se orientaron para que no interfirieran con el viento que llega a la turbina y se instalaron 3m abajo del centro del rotor. En la figura 2.10 se ve que los brazos tienen una ligera inclinación hacia arriba para mejorar la estabilidad de los brazos y para que los anemómetros estuvieran a una altura más representativa del viento que pasa por el plano del rotor.

Para instalar otros componentes del sistema como baterías, inversor, controlador de carga, cargas de prueba y el transductor de potencia en CD<sup>11</sup> se ocupó una pequeña oficina situada a 21m de la base de la torre. La figura 2.11 muestra el espacio utilizado.



*Figura 2.11. Componentes instalados*

Para finalizar esta sección, es importante subrayar que antes de iniciar la instalación del módulo, se pasó por un proceso largo de identificación del lugar, selección de instrumentos y sensores, y finalmente el diseño de la configuración final de la instalación.

### **2.3 Instrumentación**

La prueba en campo del desempeño de una pequeña turbina de viento requiere de sensores y transductores especializados para las mediciones meteorológicas y eléctricas, además de una unidad de adquisición de datos. Las variables meteorológicas necesarias son rapidez y dirección de viento, temperatura, presión atmosférica y humedad. Las variables eléctricas son potencia real en dos puntos (en CA y CD) y frecuencia. La unidad de adquisición de datos es el dispositivo electrónico que se encarga de obtener y grabar las mediciones provenientes de los sensores y transductores.

---

<sup>11</sup> Durante el transcurso de la Tesis se hace referencia a los términos CA y CD, que significan Corriente Alterna y Corriente Directa respectivamente.

### 2.3.1 Transductores de potencia y frecuencia eléctrica

Las mediciones de potencia se realizaron con transductores y se basaron en mediciones de corriente y voltaje de cada fase. El rango de medición se ajustó a los picos y a la potencia generada por la turbina de viento.

#### a) *Transductor de potencia de CA*

El transductor de potencia para corriente alterna mide potencia eléctrica en watts en un circuito de tres fases- tres cables calculando la potencia mediante la medición de voltaje y corriente. El transductor utilizado fue el P-142X5Y de la marca Ohio Semitronics que tiene como característica especial la medición de potencia trifásica en frecuencias de 5-500 Hz. La figura 2.12 muestra el transductor de potencia de CA y la tabla 2.1 muestra sus características más importantes.



Figura 2.12. Configuración de los transductores de potencia CA y frecuencia.

Con el objetivo de mejorar la resolución del transductor, este se re-calibró para ajustar sus mediciones a potencias más bajas. Originalmente podía medir potencias de 15kW a escala completa y ahora puede medir 7kW a escala completa. La tabla 2.1 lista sus principales características y en la sección 2.4 se describe la localización de cada uno de los sensores.

Tabla 2.1. Características del transductor de potencia P-142X5Y

Entrada	
Voltaje	0-50 Volts
Corriente	0-70 Amperes CA
Potencia	0-7kW
Rango de frecuencia	5-500Hz
Factor de potencia	Cualquiera
Señal de salida	
Señal de salida	+/-0-5Volts
Exactitud	+/- 1.0 a escala completa
Respuesta en el tiempo	(90%) 500 milisegundos
Otros	
Voltaje de alimentación	85-135 VCA, 50-400Hz
No. de serie	04110657
Compañía que calibró	Ohio semitronics

b) *Transductor de potencia de CD*

El transductor de CD se utiliza para medir potencia real en el punto que es entregada la energía eléctrica, es decir, entre el controlador de carga y las baterías. El transductor es el PC8-002-01X5SY de la marca Ohio Semitronics y mide una señal rectificada con alto contenido de armónicas, provocada por el amplificador PWM que tiene el controlador de carga. Este transductor fue re-calibrado para medir potencias de 3.5kW a escala completa.



*Figura 2.13. Transductor PC8 de Ohio Semitronics*

La figura 2.13 muestra al transductor y la tabla 2.2 muestra sus principales características.

*Tabla 2.2. Características del transductor PC8-002-01X5SY*

<b>Entrada</b>	
<b>Voltaje</b>	0-50 Volts (Monofásico)
<b>Corriente</b>	0-70 Amperes
<b>Potencia</b>	0-3.5kW
<b>Rango de frecuencia</b>	DC-400Hz
<b>Factor de potencia</b>	Cualquiera
<b>Señal de salida</b>	
<b>Señal de salida</b>	0-5Volts
<b>Exactitud</b>	+/- 1.0 a escala completa
<b>respuesta en el tiempo</b>	(90%) 250 milisegundos
<b>Otros</b>	
<b>Voltaje de alimentación</b>	85-135 VCA, 50-400Hz
<b>No. de serie</b>	04110669
<b>Compañía que calibró</b>	Ohio Semitronics

c) *Transductor de frecuencia eléctrica*

La caracterización en campo demanda medir la velocidad rotacional del rotor. Una forma fácil de conocer esta velocidad es medir la frecuencia de la señal eléctrica que sale del generador y después realizar el ajuste para especificar la velocidad rotacional. En nuestro caso, existe una relación de 10, dependiente del número de polos en el generador. Es decir, para una frecuencia eléctrica de 10Hz corresponde una frecuencia mecánica de 100 rpm.

Este parámetro se midió con un transductor de frecuencia de la marca Ohio Semitronics. El transductor es el AFT-065X5 que tiene un rango de medición de 0 a 65Hz y acepta voltajes de 3 a 575 Volts. Éste, junto al transductor de CA fue montado dentro un gabinete que se colocó en la torre a 27m de altura. En la figura 2.12, se muestra el transductor (la caja verde de abajo) y la tabla 2.3 lista sus características principales.

Tabla 2.3 Características del transductor AFT-065X5

Entrada	
Frecuencia	0-65Hz
Voltaje	3-575 Volts (Monofásico)
Rango de frecuencia	DC-400Hz
Señal de salida	
Señal de salida	+/-0-5Volts
Exactitud	+/- 0.1 a escala completa
Respuesta en el tiempo	< 200 milisegundos
Otros	
Voltaje de alimentación	115 VCA 50/60 Hz
No. de serie	04110551
Compañía que calibró	Ohio Semitronics

Toda la información anterior fue obtenida de las especificaciones del fabricante[13].

### 2.3.2 Sensores meteorológicos

#### a) Sensor de rapidez de viento (Anemómetro)

El sensor utilizado para medir la rapidez de viento fue un anemómetro de copas. La elección e instalación del anemómetro requirió de ciertas consideraciones que se especifican en el estándar IEC 61400-12.

A continuación, se mencionan las recomendaciones que fueron tomadas en cuenta para la instalación de este dispositivo.

- El sensor debe colocarse a  $\pm 2.5\%$  de la altura del Hub.
- El anemómetro debe estar calibrado.
- El anemómetro se debe montar en la dirección predominante del viento antes de la turbina.
- Ningún otro instrumento debe montarse cerca del anemómetro para evitar meter distorsión en las mediciones.
- Colocar el sensor a una distancia de 2 a 4 veces el diámetro del rotor.

El anemómetro es de la marca NRG y el modelo es el Maximum #40. Este tiene un magneto de cuatro polos que induce una señal senoidal en una bobina con frecuencia proporcional a la rapidez del viento.



Figura 2.14. NRG Maximum Anemometer

Como ya se mencionó, se instalaron dos anemómetros en dos posiciones opuestas. El anemómetro 1 fue calibrado individualmente por el fabricante, mientras que el anemómetro 2 se utilizó con los factores de calibración promedio del modelo. La tabla 2.4 y la 2.5 muestran las características de los sensores 1 y 2 respectivamente.

*Tabla 2.4. Características del Anemómetro 1 Maximum #40*

<b>Descripción</b>	
<b>Tipo de Sensor</b>	Anemómetro de copas
<b>Señal de salida</b>	
<b>Tipo de señal</b>	Onda senoidal AC de bajo nivel en mV
<b>Función de transferencia</b>	$m/s = (Hz \times 0.7672) + 0.463$
<b>Exactitud</b>	0.052 m/s
<b>Rango de señal de salida</b>	0 Hz a 125 Hz
<b>Respuesta característica</b>	
<b>Umbral</b>	0.78 m/s
<b>Otros</b>	
<b>No. de serie</b>	19324
<b>Fecha de calibración</b>	14 de Octubre de 2004
<b>Compañía que calibró</b>	Otech Engineering

*Tabla 2.5. Características del Anemómetro 2 Maximum #40*

<b>Descripción</b>	
<b>Tipo de Sensor</b>	Anemómetro de copas
<b>Señal de salida</b>	
<b>Tipo de señal</b>	Onda senoidal AC de bajo nivel en mV
<b>Función de transferencia</b>	$m/s = (Hz \times 0.765) + 0.35$
<b>Exactitud</b>	0.1 m/s
<b>Rango de señal de salida</b>	0 Hz a 125 Hz
<b>Respuesta característica</b>	
<b>Umbral</b>	0.78 m/s
<b>Otros</b>	
<b>Fecha de calibración</b>	Octubre 2004
<b>Compañía que calibró</b>	NRG systems

La posición en la cual quedaron instalados estos sensores se especifica en la sección 2.4.

*b) Sensor de dirección del viento (Veleta)*

El objetivo de medir la dirección de viento es conocer los datos que caen dentro del *sector de medición*, lo que indica que datos se tienen que excluir de la base de datos. El sensor utilizado fue una veleta de la marca NRG, que da un voltaje proporcional a la dirección del viento, dado un voltaje de alimentación. Se instalaron dos veletas en direcciones contrarias con respecto a la turbina, la ubicación exacta se da en la sección 2.4.

En la figura 2.15 se muestra la veleta y en la tabla 2.6 se muestra sus características principales.



Figura 2.15. Veleta NRG #200P

Tabla 2.6. Características de la veleta NRG #200P

Descripción	
<b>Tipo de Sensor</b>	Veleta de potenciómetro de rotación continua
<b>Rango del Sensor</b>	360° mecánicos, rotación continua
Señal de salida	
<b>Tipo de señal</b>	Voltaje DC análogo de un potenciómetro plástico conductor, 10K ohms
<b>Función de transferencia</b>	La señal de salida es una voltaje proporcional al voltaje de excitación
<b>Exactitud</b>	Linealidad del potenciómetro 1%
<b>Banda muerta</b>	8° Máximo, 4° Típico
<b>Rango de la señal de salida</b>	0 V al voltaje de excitación
Alimentación	
<b>Voltaje de alimentación</b>	de 1V a 5VDC
Características de Respuesta	
<b>Umbral</b>	1 m/s

c) *Densidad del aire*

La energía en el viento depende de la densidad del aire, por lo tanto se hicieron correcciones para normalizar los resultados a una densidad de aire estándar. Para saber la densidad del aire, se midió la temperatura y la presión atmosférica. Para temperaturas altas se recomienda medir la humedad relativa y realizar las recomendaciones dadas por el estándar.

c.1) *Sensor de temperatura*

El sensor de temperatura utilizado es el NRG #110S. Este sensor usualmente se utiliza para monitorear temperatura en sitios remotos, incluye una referencia interna, amplificadores y circuito de linealidad encerrados en una cubierta especial, llamada protección contra radiación. En la figura 2.16 se muestra el sensor y en la tabla las características importantes.



Figura 2.16. Sensor NRG #110S

Tabla 2.7. Características del sensor de temperatura

Descripción	
<b>Tipo</b>	Sensor con circuito integrado de temperatura
<b>Rango del sensor</b>	-40 °C a 52.5 °C
Señal de salida	
<b>Tipo de señal</b>	Voltaje análogo lineal en Volts
<b>Función de transferencia</b>	Temp = (Voltaje x 55.55) - 86.38 °C
<b>Exactitud</b>	no linealidad es +/- 0.33 °C máxima
Alimentación	
<b>Voltaje de alimentación</b>	4 V a 35 V DC
Características de respuesta	
<b>Constante de tiempo térmica</b>	5 minutos

c.2) *Sensor de presión barométrica*

El sensor de presión atmosférica o barométrica es el NRG BP20, provee una señal de voltaje que es proporcional a la presión absoluta e incluye una compensación por temperatura. La figura 2.17 y la tabla 2.8 muestran el sensor y sus principales características respectivamente.



Figura 2.17. Sensor NRG BP20

Tabla 2.8. Características del sensor de presión barométrica

Descripción	
<b>Tipo de sensor</b>	Sensor de presión absoluta de circuito integrado micro maquinado
<b>Rango del sensor</b>	15 kPa a 115 kPa (4.43 pulgadas a 34.0 pulgadas de Hg)
Señal de salida	
<b>Tipo de señal</b>	Voltaje análogo lineal en V
<b>Función de transferencia</b>	Presión absoluta en kPa = (Voltaje x 21.79) + 10.55 típico
<b>Exactitud</b>	+/- 1.5 kPa máx. offset no corregido (+/- 0.443 pulgadas de Hg)
Alimentación	
<b>Voltaje de alimentación</b>	7 V a 35 V DC
<b>Corriente de alimentación</b>	15 mA máx. (8 mA típico)



c.3) *Sensor de Humedad relativa*

El sensor utilizado para las mediciones de humedad fue el RH-5 de NRG systems que proporciona una señal de salida con buena linealidad y sensibilidad. La figura 2.18 y la tabla 2.9 muestran respectivamente el sensor y las características principales.



Figura 2.18. Sensor RH-5 NRG Systems

Tabla 2.9. Características del sensor RH-5

<b>Descripción</b>	
<b>Tipo de Sensor</b>	Sensor de humedad con resistor de polímetro
<b>Rango del sensor</b>	0 a 95% humedad relativa
<b>Señal de salida</b>	
<b>Tipo de señal</b>	Voltaje análogo lineal
<b>Función de transferencia</b>	% humedad relativa = Voltaje x 20
<b>Exactitud</b>	+/- 5% RH de 5 a 95% RH (a 25 °C )
<b>Rango de la señal de salida</b>	Salida completa:0 a 5V para 0 a 100% RH, con una resistencia de carga mayor que 10kohms
<b>Alimentación</b>	
<b>Voltaje de alimentación</b>	10 V a 36 V DC, 12 V a 1.2 mA típica
<b>Ambiental</b>	
<b>Rango de temperatura de operación</b>	-40 °C a 54 °C (-40 °F a 130 °F)
<b>Rango de humedad de operación</b>	0 a 95% humedad relativa

Todos los datos de los sensores fueron proporcionados por el fabricante. Para mayores detalles se puede visitar la página del fabricante NRG Systems [14] ó en el anexo C de la tesis.

### 2.3.3 Unidad de adquisición de datos

La unidad de adquisición de datos fue la Nomad 2 de la marca Secondwind, con 12 entradas para anemómetros y 8 entradas analógicas. La figura 2.19 y la tabla 2.10 muestran respectivamente la unidad de adquisición y sus características principales.



Figura 2.19. Unidad de adquisición de datos

Tabla 2.10 .Características principales

Nomad 2
Características
12 entradas para anemómetros con una exactitud de $\pm 0.02\%$
8 entradas analógicas (veletas, temperatura, etc.) con una exactitud de $\pm 0.2\%$
Muestreo de datos a 1 Hz
Intervalos de almacenaje de 1, 10, 60 minutos y una hora
Calculo de promedio, desviación estándar, máximo, mínimo, total, ciclos
Memoria de 32MB del tipo flash card

En el Anexo C se incluye las hojas de especificaciones de todos los dispositivos utilizados en estas pruebas [15].

### 2.3.4 Cableado de instrumentación

El cableado es una parte importante del sistema de instrumentación, debido a que un buen cableado elimina la mayor parte del ruido que puede interferir con las señales. Las fuentes importantes de ruido son las debidas a:

- Capacitancia entre cables
- Inductancia entre cables
- Lazos de tierra

Para evitar este ruido, se utilizó cable trenzado con blindaje de aluminio. En la figura 2.20 se puede ver la cubierta de aluminio que ayuda a minimizar el ruido debido a capacitancias entre cables y el trenzado de los cables que aminora el ruido por inductancia entre cables. Además, se puede ver el conductor desnudo de puesta a tierra del cable.



Figura 2.20. Cable de instrumentación

Para realizar un buen aterrizaje de toda la instrumentación y equipos eléctricos, se instalaron 3 electrodos. El primero se instaló a cuatro metros de la base de la torre, conectado a los pararrayos de la torre sirve como protección para descargas atmosféricas. El segundo se instaló a un metro de la base de la torre y sirve para obtener una buena referencia de tierra para todos los instrumentos y sensores. El tercer y último se instaló cerca de la oficina, se conectó al controlador, inversor y baterías por protección contra contacto accidental de un conductor no puesto a tierra.

### 2.4 Localización de la instrumentación

La localización de la instrumentación se realizó respetando las recomendaciones del estándar IEC 61400-12. La figura 2.21 muestra la localización de los sensores y de la unidad de adquisición de datos. Nótese que la medición de potencia en corriente alterna (CA) se realizó a 5 metros del alternador y la de corriente directa (CD) se hace 53

metros después del alternador. La medición en CA no incluye las pérdidas en el rectificador, cables y controlador, sin embargo la de CD sí incluye estas pérdidas. Las curvas de potencia que dan los fabricantes “usualmente” se especifican para el punto entre el controlador y baterías, lugar donde se instaló el sensor de CD. El objetivo del transductor de CA fue medir la potencia lo más cerca del generador, con el fin de discriminar las pérdidas en cables y dispositivos.

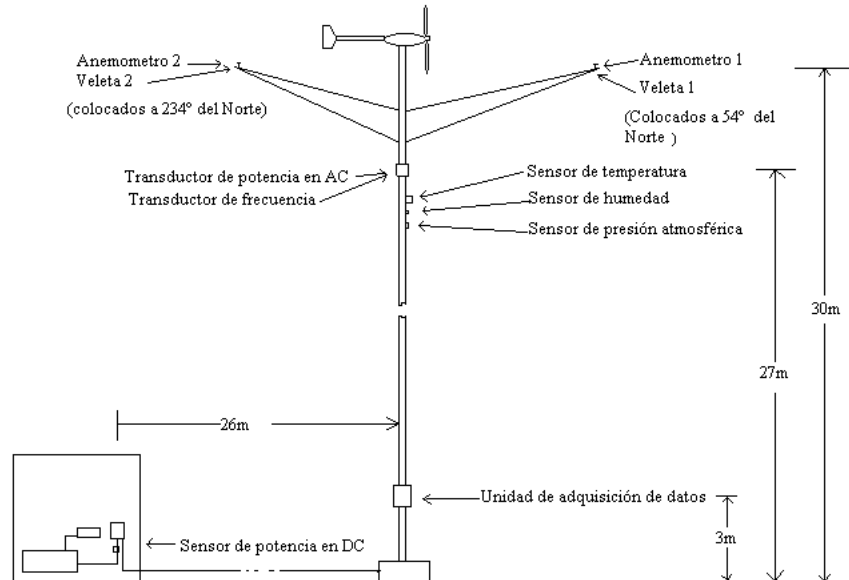


Figura 2.21. Localización de los sensores y transductores

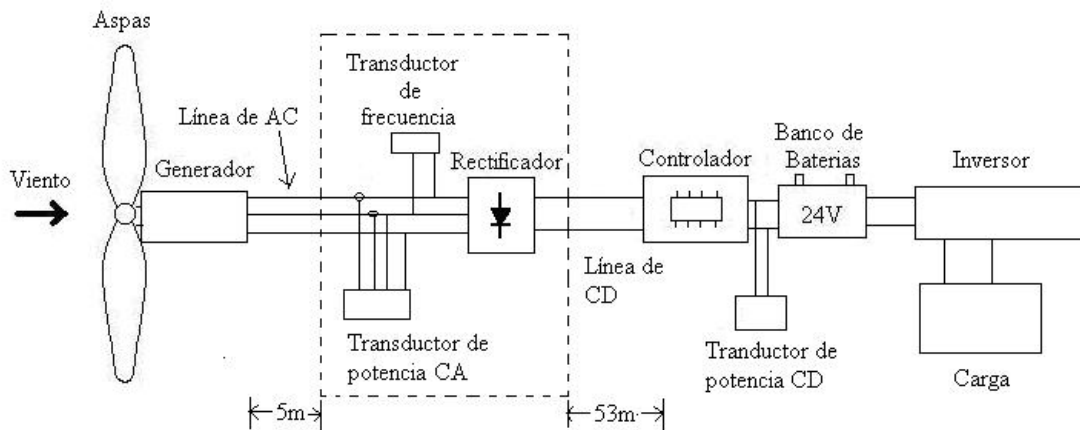
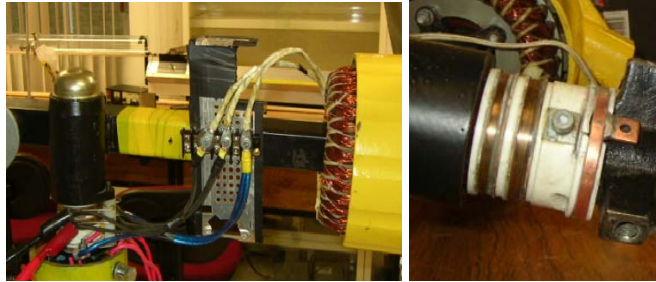


Figura 2.22. Diagrama de la localización de los transductores de potencia

Para poder realizar las mediciones en corriente alterna se tuvo que modificar ligeramente el sistema. El sistema original tenía dentro de la carcasa el generador de imanes permanentes y un rectificador. El generador tiene una conexión delta, lo que implica que salen tres conductores sin neutro. Estos conductores van al rectificador, del cual salen otros dos conductores que conducen corriente directa y que llegan al controlador de carga a 53 metros de distancia. Para evitar que se enreden los cables en el punto de conexión entre turbina y torre, el sistema tenía dos anillos deslizantes con

sus escobillas respectivas. La modificación consistió en añadir un anillo extra para bajar los cables de alterna y así poder medir la frecuencia del voltaje que da el generador. Nótese que era imposible medir la frecuencia dentro de la carcasa, ya que implicaba que pasaran dos cables de instrumentación y un cable de alimentación de los transductores. Se puede ver en la figura 2.23 la modificación que se realizó y se estima que no interfiere en forma significativa con el desempeño del sistema.



*Figura 2.23. Anillo deslizante instalado*

La figura 2.12 muestra las conexiones dentro del gabinete. En el rectificador (lado derecho) se ve la entrada de tres conductores y la salida de dos conductores más gruesos, que van directo al controlador de carga. En la parte izquierda superior se ven las donas para medir corriente y debajo de ellas los transductores

La foto de la figura 2.24 muestra el gabinete justo abajo de los brazos de aluminio. Además, se pueden ver los anemómetros, veletas, sensor de temperatura, sensor de humedad y sensor de presión atmosférica.



*Figura 2.24. Vista de la localización de los sensores*

La unidad de adquisición de datos se instaló en la torre a 3 metros sobre el nivel del piso. Cada uno de los sensores envía la señal a esta unidad para su pre-procesamiento y almacenaje.

### 2.4.1 Ubicación de los sensores de viento

La figura 2.25 muestra el diagrama de ubicación de los sensores de viento, se puede ver que un par de sensores quedan montados en el brazo 1, a  $54^\circ$  grados en el sentido de las manecillas del reloj del norte magnético. El segundo par de sensores de viento quedan instalados en el brazo 2, a  $234^\circ$  del norte. El anemómetro calibrado con mejor exactitud quedó instalado en el brazo 1, donde se pensaba eran los vientos predominantes.

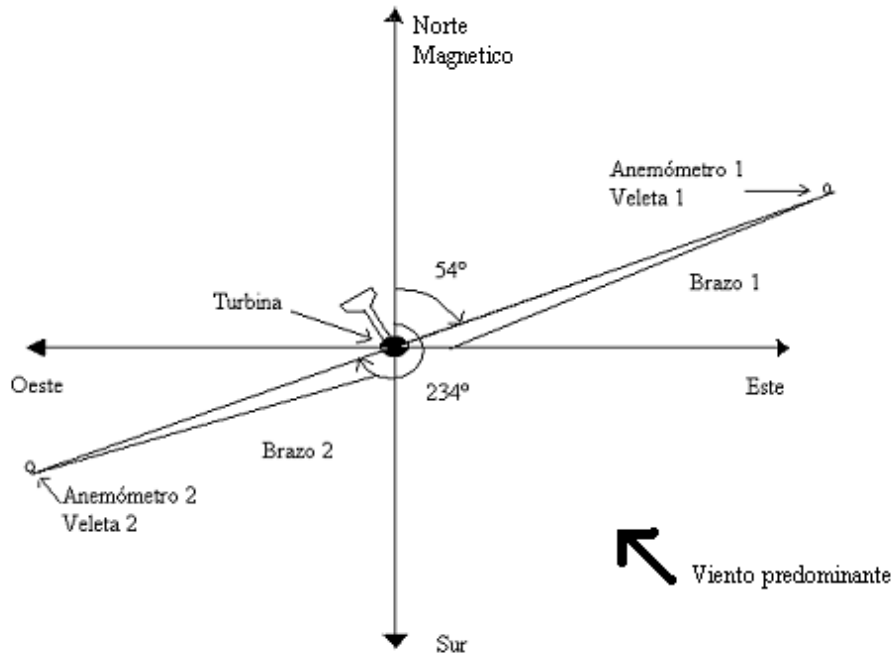


Figura 2.25 Ubicación de los anemómetros y veletas

Se aclara que la dirección predominante del viento que se muestra en la figura 2.25 es la que se midió durante las pruebas. La dirección que se había estimado antes de instalar la torre fue el Noreste, sin embargo se presentó otra, lo que se esperaba por la mala calidad de la Base de Datos con la que se contaba.

### Descripción del sistema eoloeléctrico

#### 2.5 Sistema eoloeléctrico

El sistema que se prueba en esta tesis es el Bergey BWC XL.1 de la compañía Bergey Windpower. El BWC XL.1 es un sistema diseñado para cargar baterías en 24VCD con el fin de alimentar cargas que están separadas de la red eléctrica. Normalmente se utiliza con un inversor que convierte la corriente directa en corriente alterna para su uso en casi cualquiera aparato eléctrico ó electrónico.

El sistema consiste de una turbina de 2.5m de diámetro de 35kg de peso, especificado a una potencia de 1,000 Watts nominales. Además, cuenta con un controlador electrónico que tiene como características un regulador solar, manejo de una

carga extra o “dump load”<sup>12</sup>, función de ecualización de baterías y electrónica para mejorar el desempeño del sistema en vientos bajos. En el capítulo tres se detallan mejor estas funciones. La figura 2.26 muestra la turbina y el controlador de carga.

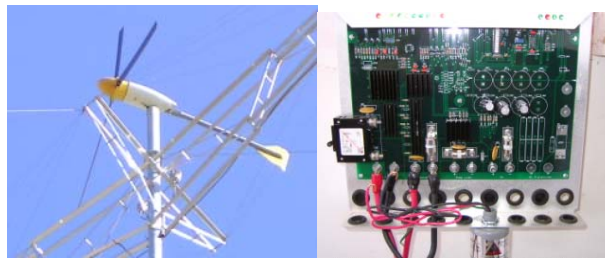


Figura 2.26. Aerogenerador Bergey BWC XL1

El sistema se puede ver como un conjunto de elementos que están conectados en cascada, la figura 2.27 muestra un diagrama simplificado del sistema. Los elementos que comprende el sistema son el rotor, generador, rectificador, línea eléctrica, controlador electrónico, banco de baterías, inversor y carga.

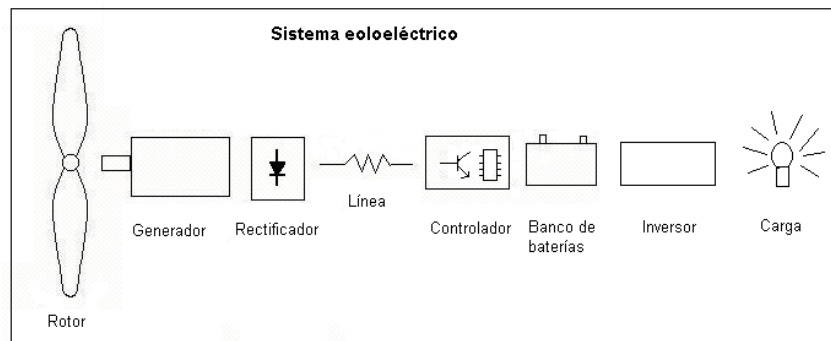


Figura 2.27 Componentes del sistema de conversión de energía

En seguida, se describe muy brevemente las características principales de los elementos del sistema.

### 2.5.1 Rotor

El primer componente en el sistema de conversión es el rotor de 2.5m de diámetro, el cual se compone de tres aspas de fibra de vidrio reforzada con un perfil aerodinámico SH3045 diseñado especialmente para esta turbina. La geometría es constante a lo largo del aspa, en la siguiente figura 2.28 se muestra el perfil.

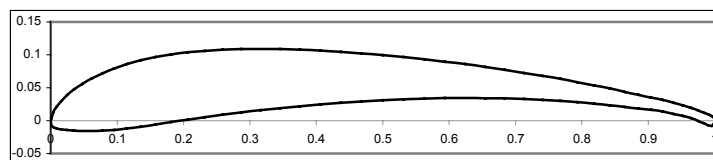


Figura 2.28 Perfil aerodinámico SH3045

Las aspas se montan en el rotor, el cual está montado sobre un par de valeros cónicos que le permiten rotar con muy poca fricción.

<sup>12</sup> Dump load es una carga resistiva opcional que sirve para disipar la energía cuando las baterías están cargadas.

## 2.5.2 Generador

El generador eléctrico es del tipo sincrónico, es decir, la velocidad del campo magnético corresponde con la velocidad del rotor. La configuración del generador es diferente al usual, debido que aquí el rotor está en la parte exterior y el estator en la parte interior. El generador o alternador produce corriente alterna (CA) en el devanado fijo o armadura y consta de tres fases balanceadas que abastecen a un rectificador. El rotor tiene 12 imanes permanentes (6 pares de polos) de neodimio que juntos forman el campo magnético. La unión del rotor con el generador se hace de manera directa, es decir no hay una caja de engranes. La relación de frecuencia mecánica con la frecuencia eléctrica en las líneas, es la siguiente:

$$\omega_{el\acute{e}ctrica} = \frac{P}{2 \cdot 60} \omega_{mec\acute{a}nica}$$

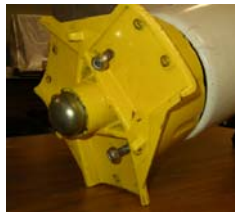
*Ecuación 2.1. Relación de frecuencia mecánica a frecuencia eléctrica*

Donde

$\omega_{el\acute{e}ctrica}$  = Frecuencia eléctrica en Hz

$P$  = Número de polos

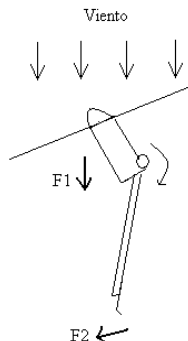
$\omega_{mec\acute{a}nica}$  = Frecuencia mecánica en RPM



*Figura 2.29. Rotor*

## 2.5.3 Sistema de orientación y protección

El sistema de orientación no aparece en el diagrama de la figura 2.27, sin embargo, se puede observar la figura 2.26 en la que se ve en la parte trasera de la turbina una veleta que se encarga de orientar la turbina con la dirección del viento. Además, la veleta sirve para proteger al generador de no sobrepasar su capacidad nominal. El mecanismo pasivo de protección es llamado “autofurl” o plegado automático, el cual actúa a partir de 12.5 m/s. La figura 2.30 muestra a la turbina en plegado automático.



*Figura 2.30. Turbina en plegado automático*

El plegado automático es un mecanismo completamente mecánico que gira el rotor fuera del viento como protección para velocidades de viento altos. Este sistema fue diseñado para prevenir que la flecha excediera los 490 rpm.

#### 2.5.4 Rectificador

El rectificador sirve para convertir el voltaje de tres fases de CA a un voltaje de 6 pulsos de CD. El rectificador está conectado a 5 m de distancia del generador con cable #12, y su salida va conectada al controlador de carga a 53 m de distancia con cable calibre #6. Como especificaciones, se tiene que puede manejar máximo 100A y 800V.

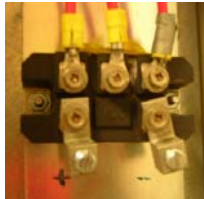


Figura 2.31. Rectificador de 6 pulsos

Para evitar que se enreden los cables cuando gira la turbina, el sistema cuenta con tres anillos deslizantes por los que bajan las tres fases al rectificador. En la figura 2.23 se pueden ver estos anillos.

#### 2.5.5 Controlador de carga

El controlador de carga es el dispositivo electrónico que tiene como funciones mejorar el desempeño de la turbina y controlar la carga de las baterías. Para mejorar el desempeño de potencia de la turbina, se tiene un amplificador de voltaje PWM que opera para velocidades de viento menores a 8m/s, velocidades para las cuales el generador no da voltajes suficientes para la carga de baterías. Para velocidades arriba de 8 m/s, el amplificador deja de actuar y la potencia generada por la turbina se le envía a las baterías directamente. La función de control de carga tiene como objetivo proteger las baterías, realizando operaciones de cambio de carga (al Dump load) ó soltando la turbina. La figura 2.32 muestra el controlador de carga [18].



Figura 2.32. Controlador de carga

En el capítulo 3 se da una descripción detallada de las funciones del controlador, las cuales impactan en la operación del sistema. Para revisar detalladamente las especificaciones del sistema se puede consultar el manual de usuario del sistema Bergey BWC XL.1 que aparece en las referencias.

#### 2.5.6 Banco de baterías

El banco de baterías consta de 8 baterías de T105 6V de descarga profunda marca Trojan, conectadas en un arreglo serie-paralelo que forman un banco de 24VCD con capacidad de 440Ah. El banco está instalado a 2 metros del controlador de carga, dentro de una caja de madera con ventilación. La conexión con el controlador de carga



se realiza con cable calibre #2 y la conexión con el inversor con cable calibre #4. La figura 2.33 muestra el banco de baterías [19].

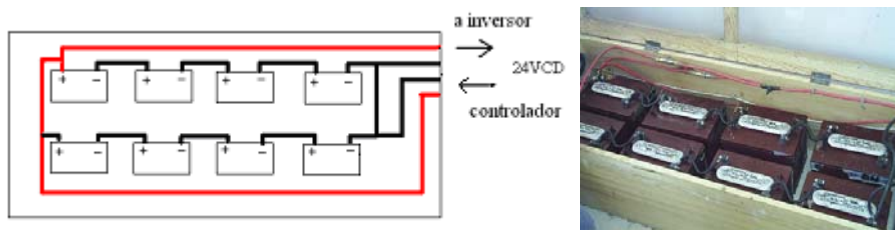


Figura 2.33. Banco de baterías 24VCD

### 2.5.7 Inversor

El inversor utilizado fue DR1524 de la marca Xantrex Technology [20], convierte 24 VCD a una señal de 120 VCA senoidal modificada con la que pueden operar la mayoría de los aparatos eléctricos y electrónicos. Este inversor tiene una capacidad de potencia de salida de 1500watts y también puede operar como cargador de baterías. La figura 2.34 muestra el inversor utilizado.



Figura 2.34. Inversor de 1500W

### 2.5.8 Carga

La carga es la parte del sistema que hace uso de la energía eléctrica, para las pruebas se tuvieron dos casos; el primero fue la carga con la que se probó el desempeño de potencia del sistema y la segunda con la que se hicieron las pruebas de desempeño aerodinámico global.

Para el primer caso, se alimentó una lámpara de vapor de sodio de 100 Watts y un ventilador de 30Watts. La lámpara operaba durante las noches, con encendido y apagado automático vía un fotosensor. El ventilador operaba durante las 24 horas del día. La tabla 2.11 muestra los cálculos de energía consumida para este caso.

Tabla 2.11. Energía promedio consumida por día

	Lámpara	Ventilador
<b>No. Horas encendido (hrs)</b>	9	24
<b>Potencia (W)</b>	100	30
<b>Energía por día (Wh)</b>	900	720
<b>Energía Total por día (Wh/día)</b>		1620

En el segundo caso la carga se planeó de manera estratégica para que las curvas requeridas se obtuvieran de la forma más representativa. Por lo anterior, se prefiere describir las cargas utilizadas de forma detallada en el capítulo correspondiente a las pruebas del desempeño aerodinámico.

### 2.5.9 Características del sistema

La tabla 2.12 muestra las principales características del sistema, entre ellas su potencia nominal, tipo de generador, peso, características de desempeño, etc.

*Tabla 2.12. Características de la turbina Bergey XL.1[16]*

<b>Turbina de viento en prueba</b>	Bergey XL.1
<b>Tipo</b>	3 aspas Barlovento (Upwind)
<b>Diámetro del rotor</b>	2.5m
<b>Velocidad de viento para arrancar:</b>	3m/s
<b>Velocidad de viento para parar:</b>	2.5m/s
<b>Velocidad de viento nominal:</b>	11m/s
<b>Potencia Nominal</b>	1000watts
<b>Potencia máxima</b>	1600watts
<b>Velocidad máxima de paro:</b>	Ninguno
<b>Velocidad de viento de plegado:</b>	13 m/s
<b>Velocidad máxima de diseño</b>	54 m/s
<b>Ajuste del ángulo de paso</b>	ninguno
<b>Protección contra sobre velocidad</b>	Plegado automático (Autofurl)
<b>Engranaje</b>	Ninguno
<b>Rango de temperatura</b>	-40 a 60°C
<b>Generador</b>	Alternador de Imanes permanentes
<b>Salida de voltaje</b>	24 Vdc Nominales
<b>Frecuencia nominal (RPM)</b>	490 RPM
<b>Frecuencia nominal (Hz)</b>	49Hz

Además de las características que aparecen en la tabla 2.12, el controlador tiene las siguientes características funcionales: amplificador para vientos bajos, freno eléctrico, dump load de 60A, ecualización de baterías, indicador de potencia e indicador de polaridad, como ya se mencionó anteriormente se detallaran estas funciones en el capítulo 3 en la parte de operación del sistema.

---

## **CAPITULO 3**

### **EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE POTENCIA DEL SISTEMA EOLOELÉCTRICO BERGEY XL.1**

Este capítulo trata de la evaluación en campo del desempeño de potencia de una turbina de viento de 2.5m de diámetro de rotor y 1000 Watts de potencia nominal. La turbina es diseñada y comercializada por la compañía Bergey ubicada en los Estados Unidos de América.

La evaluación en campo de esta turbina forma parte del proceso de desarrollo de nuevos sistemas eólicos, proyecto en el cual esta involucrado el Departamento de Física, el Centro de Energía y el Centro de Innovación en Diseño y Tecnología del Tecnológico de Monterrey Campus Monterrey.

La evaluación en campo consiste en obtener experimentalmente la Curva de Potencia y el Coeficiente de Potencia eléctrico del sistema en condiciones reales de operación. Las pruebas para obtener las variables necesarias para generar estas curvas iniciaron el 21 de Abril del 2005 y terminaron el 17 de Julio del mismo año. Durante este periodo, el sistema estuvo trabajando bajo condiciones normales de operación lo que permitió la obtención de datos de potencia generada por el sistema y datos meteorológicos. Durante el capítulo se presentan los datos obtenidos, se explica como fueron procesados y se dan las curvas resultantes. Además, se realizan comparaciones con la información proporcionada por el fabricante y con la del modelo BEM que predice el desempeño de potencia del sistema.

### 3.1 Plan de pruebas

Las pruebas en campo del sistema Bergey XL.1 se realizaron en el módulo de pruebas situado en el municipio de Apodaca, N.L. Las pruebas se llevaron a cabo bajo el siguiente plan.

#### 1. Periodo de pruebas

Las pruebas iniciaron el 21 de Abril y finalizaron el 17 de Julio del 2005, periodo durante el cual se realizaron las dos caracterizaciones buscadas en esta tesis. La primera parte inició el 21 de Abril y finalizó el 18 de Junio, los resultados se dan en este Capitulo. La segunda parte inició el 22 de Junio y finalizó el 17 de Julio, los resultados se dan en el Capitulo 4. El periodo de pruebas fue limitado por factores externos que obligaron el desmantelamiento y reinstalación del módulo en otro lugar. Algunas actividades propias a las pruebas se realizaron en paralelo a la instalación del módulo de pruebas, estas son las siguientes:

- Del 21 de Septiembre de 2004 al 21 de Enero de 2005 se realizó la instalación de la turbina e inició el periodo de afloje de partes mecánicas.
- Del 21 de Enero al 21 de Abril de 2005 se realizó la instalación de un anillo deslizante extra y el corrimiento de los cables en 3 fases al gabinete de mediciones de potencia.

Durante el periodo de pruebas se tuvieron varias condiciones que se fueron ajustando según los primeros resultados obtenidos. En la tabla 3.1 se detallan estas condiciones y se da la cantidad de datos obtenidos.

*Tabla 3.1 Condiciones de prueba y número de datos obtenidos-10 minutos*

Fecha de inicio	Fecha de término	Condiciones	No. Total de datos	No. de datos servibles AC	No. de datos servibles CD
21 de Abril	17 de mayo	Sin medir Potencia en CD	3689	2651	0
		Promedios de 10 min.			
		Sin carga extra			
17 de Mayo	9 de Junio	Promedios de 1 minuto y 10 minutos	3309	3012	3012
		Sin carga extra			
		Midiendo en CD			
9 de Junio	17 de Junio	Promedios de 1 minuto y 10 minutos	1180	1013	1012
		Con carga extra de $2.2\Omega$			
17 de Junio	18 de Junio	Con carga extra de $0.54\Omega$	182	170	169
		TOTAL DATOS DE 10 MINUTOS	8360	6846	4193

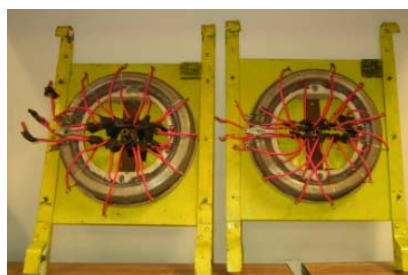
En la columna 3 de la tabla 3.1 se habla de un tiempo de promediación de 1 minuto y 10 minutos, esto consiste en el periodo que la unidad de datos toma para promediar las mediciones muestreadas, en la sección 3 se detalla mejor esta parte. La tabla también muestra dos columnas en las que aparecen el número de datos servibles,

son los que después de normalizar y procesar sirven para obtener la Curva de Potencia y Coeficiente de Potencia del sistema.

## 2. *Demanda de carga*

Para conocer el desempeño real de la turbina es conveniente realizar las mediciones cuando las baterías están a media carga, lo que no es siempre posible. Para acercarse a lo anterior, es preciso conocer la distribución de viento y estimar la carga necesaria para que las baterías permanezcan como se requiere. En nuestro caso, solo obtuvimos datos de viento poco confiables recabados en el Campo Agrícola, sin embargo se estimó una velocidad de viento promedio de 3.5 m/s con una distribución de Weibull con  $K=2$ , lo que dio una producción diaria de energía de 1.5kWh. Con este valor se ajustó una carga de 130 Watts constituida por una lámpara y un ventilador. La carga de 30 Watts (ventilador) trabajó las 24hrs del día y la de 100 Watts un promedio de 10 hrs obteniendo un gasto de energía de 1.72kWh por día.

Después de las primeras semanas de medición nos dimos cuenta que el sistema estaba generando más energía de lo que consumían las cargas, notando que en vientos altos el controlador soltaba la turbina repetidamente provocando mediciones de potencia inferiores a las que realmente puede generar el sistema. Para resolver este problema, decidimos instalar una carga extra ó “Dump load” que sirve para consumir la energía excedente que genera el sistema. Otra opción que se tenía era conectar más carga al inversor, sin embargo se optó por la primera porque se esperaba que redujeran los vientos en los meses siguientes y las baterías serían más susceptibles a estar descargadas. La carga extra fue un arreglo de resistencias en serie y en paralelo que se podía variar según el objetivo.



*Figura 3.1. Carga Extra ó “Extra Load”*

La foto de la figura 3.1 muestra las resistencias y en la tabla 3.1 se dan los valores de estas resistencias.

## 3. *Adquisición de datos*

La unidad de adquisición de datos lee las señales que envían cada uno de los sensores cada 0.016 segundos. Cada dato que se lee se puede promediar en una base de tiempo mayor como 1 minuto, 10 minutos, o más. Para esta caracterización se inició con datos promediados cada 10 minutos pero después se cambió a 1 minuto. Promediando cada minuto tuvimos más opciones, es decir, datos de 1 minuto y procesando los de 1 minuto tuvimos datos de 10 minutos dando flexibilidad de analizar los datos como lo establece el estándar IEC 61400-12 y también analizar los datos promediados cada 1 minuto. El estándar establece que se debe obtener datos promediados cada 10 minutos, sin embargo para pequeñas turbinas de viento también se usan promedios de 1

minuto[9]. Los datos de 1 minuto permiten conocer mejor el desempeño de potencia dado un régimen de viento poco estable, es decir, en un minuto es menos probable que la rapidez de viento tenga cambios grandes tal y como puede pasar en 10 minutos. Para turbinas grandes el promedio de 10 minutos es más aceptable debido a que la inercia de las aspas es grande, por el contrario en turbinas pequeñas el rotor puede seguir más rápido los cambios de rapidez de viento.

La unidad de adquisición fue capaz de guardar información adicional que fue útil en el procesamiento de datos, esta información viene de los promedios de 10 y 1 minuto. Los datos adicionales son los siguientes:

- a) Valor Máximo
- b) Valor Mínimo
- c) Desviación estándar

Todos los datos obtenidos durante el periodo de pruebas se guardaron en una Base de Datos que después se utilizó para generar la información requerida.

#### 4. *Método de análisis*

En esta tesis la evaluación del desempeño de potencia se realiza en dos pasos. Primero se determina que datos son utilizables -criterios de filtraje-, después se procesan estos datos para obtener la curva de potencia. El procesamiento consiste en normalizar los datos a la densidad del aire al nivel del mar y a la densidad del aire promedio en el sitio, aplicarle el Método de Bins<sup>13</sup> y obtener la Curva de Potencia y el Coeficiente de Potencia del sistema.

##### a) *Criterios de filtraje*

El **primer criterio** de filtraje es el establecido por el estándar IEC que especifica eliminar los datos que salen del sector de medición. El criterio es el siguiente:

*Si*  $5^\circ < \text{Dirección de Viento} < 105^\circ$ , *entonces* el dato se descarta

Si los datos que se tomaron cuando el viento viene en la dirección tal que el anemómetro está en la estela de la turbina entonces esos datos no son tomados en cuenta. Los vientos que están fuera del sector de medición son los que vienen de entre  $5^\circ$  y  $105^\circ$  tomando como  $0^\circ$  el Norte Magnético.

El **segundo criterio** de filtraje se estableció para los datos tomados del 21 de Abril al 9 de Junio. El criterio para eliminar datos no utilizables se basó en mediciones de viento altas y potencias de CA muy bajas, lo que indica que el controlador soltó la turbina durante cierto tiempo:

*Si* Velocidad de viento promedio  $> 4\text{m/s}$  y Velocidad mínima  $> 2.5\text{m/s}$  y Potencia mínima AC  $< 10\text{W}$ , *entonces* el dato se descarta

---

<sup>13</sup> Bins se refiere a los intervalos de viento en los que se promedian los datos para dar una curva única. En esta Tesis se prefiere usar el término en Inglés.

Este criterio funcionó muy bien, sin embargo al revisar la base de datos se encontro que algunos datos tenían una error muy grande, por lo cual se decidió eliminarlos sin criterios programados.

El **tercer criterio** aplicó para el periodo del 9 de Junio al 17 de Junio. Este criterio toma en cuenta la potencia medida en corriente directa tomada entre controlador de carga y baterías, recuérdese que en este periodo se instaló una carga extra de  $2.2\Omega$ :

*Si* Velocidad de viento promedio  $> 6$  m/s y Velocidad mínima  $> 2.5$  m/s y Potencia en CD  $< 10$ W, *entonces* el dato se descarta.

Se hace un paréntesis para realizar algunos comentarios acerca de la carga extra ó dump load. El manual versión 2.2 del aerogenerador Bergey XL.1 menciona que la carga máxima en el la carga extra puede ser de  $0.50\Omega$ , sin embargo existe una versión anterior que especifica que la carga máxima debe ser de  $1\Omega$ . El sistema que se prueba en esta tesis se especifica en el manual 1.1, aunque para la fecha de pruebas no se había notado esta diferencia ya que el fabricante no explica que se actualizó el controlador de carga. Lo anterior llevo a conectar una carga extra de  $0.54\Omega$  al controlador dando lugar a corrientes mayores que no podía manejar y dañándolo permanentemente. Este daño ocurrió el 18 de junio, un día después de conectar la carga de  $0.54\Omega$ .

El **cuarto criterio** aplicó del 17 de Junio al 18 de Junio del 2005, aquí se conectó una carga extra resistiva de  $0.54\Omega$ . El criterio de filtraje para este periodo es el siguiente:

*Si* Velocidad de viento promedio  $> 8$  m/s y Velocidad mínima  $> 2.5$  m/s y Potencia en CD  $< 10$ W, *entonces* el dato se descarta

#### b) Normalización de datos

La normalización se realiza para especificar la curva de potencia en una referencia con condiciones estándares al nivel del mar y para condiciones de densidad de aire promedio en el sitio, la densidad de aire esta dada por:

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R * T_{10\min}}$$

*Ecuación 3.1 Densidad del aire*

donde

$\rho_{10\min}$  = Densidad del aire promedio en el tiempo de promediación en  $\text{Kg}/\text{m}^3$

$T_{10\min}$  = Temperatura promedio en el tiempo de promediación en  $^{\circ}\text{K}$

$B_{10\min}$  = Presión promedio del aire en el tiempo de promediación en Pa

R = Es la constante del gas para el aire  $287.05\text{J}/\text{Kg}^{\circ}\text{K}$

Para pequeñas turbinas el ajuste se realiza a la velocidad de viento de acuerdo con la ecuación 3.2:

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

*Ecuación 3.2. Normalización de la velocidad de viento*

donde

$V_n$  = Velocidad de viento normalizada en m/s

$V_{10\min}$  = Velocidad de viento medida en el periodo de 10 ó 1 minuto en m/s

$\rho_0$  = Densidad del aire de referencia

$\rho_{10\min}$  = Densidad del aire medida en el periodo de promediación en Kg/m<sup>3</sup>

La normalización de viento se realiza para dos referencias, la primera para la densidad de aire promedio 1.120kg/m<sup>3</sup> (obtenida con las mediciones de Presión y Temperatura) y la segunda para la densidad de aire al nivel del mar 1.225 kg/m<sup>3</sup>.

*b) Método de Bins o intervalos de velocidades*

La curva de potencia se determina aplicando el Método de Bins<sup>14</sup> a los datos normalizados. Este método consiste en promediar los datos de viento y potencia en un intervalo de velocidades de viento de 0.5m/s utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j}$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j}$$

*Ecuación 3.3. Promedios de velocidad y potencia.*

Donde

$V_i$  es la velocidad de viento normalizada y promediada en el Bin i

$V_{n,i,j}$  es el conjunto de datos normalizados j en el Bin i

$P_i$  es la potencia normalizada y promediada para el Bin i

$P_{n,i,j}$  es el conjunto de datos normalizados j en el bin i

$N_i$  es el número de datos en el conjunto de datos en el bin i

Las ecuaciones anteriores se aplicaron a los datos de Potencia en Corriente Alterna y Corriente Directa (CA y CD).

*c) Coeficiente de Potencia*

En este capítulo también se presenta el coeficiente de potencia del sistema, se determina de las mediciones de potencia de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$C_p = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3}$$

*Ecuación 3.4. Coeficiente de Potencia*

<sup>14</sup> Se prefiere usar el término en Inglés Bins en lugar del término en español que se puede traducir como intervalos



donde

- $C_{p,i}$  es el coeficiente de potencia en el bin  $i$   
 $V_i$  es la velocidad de viento normalizada y promediada en el bin  $i$   
 $P_i$  es la potencia normalizada y promediada en el bin  $i$   
 $A$  es el área del rotor de la turbina de viento  
 $\rho_0$  es la densidad de aire de referencia[12].

#### d) *Análisis de incertidumbre en las mediciones*

Las especificaciones para el análisis de incertidumbre se tomaron del Anexo D del estándar IEC 61400-12. La incertidumbre se especifica para dos categorías.

##### 1) *Incertidumbre categoría A*

Esta categoría trata de la incertidumbre en las mediciones normalizadas de potencia eléctrica en cada intervalo ó bin<sup>15</sup>, toma en cuenta la desviación estándar de la distribución de datos normalizados en cada bin y se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2}$$

*Ecuación 3.5. Desviación estándar de la Potencia en cada intervalo*

donde,

- $\sigma_{P,i}$  = Desviación estándar para los datos de Potencia en cada intervalo o bin  
 $N_i$  = Número de datos en el intervalo de promediación  
 $P_i$  = Potencia normalizada y promediada del bin  $i$   
 $P_{n,i}$  = Es el dato de potencia normalizada en el conjunto de datos  $j$  en el bin  $i$

La ecuación anterior se aplicó a los datos de potencia de corriente alterna y a los de corriente directa. Los resultados dan la incertidumbre en las mediciones de potencia.

##### 2) *Incertidumbre Categoría B*

La incertidumbre categoría B está relacionada a los instrumentos, el sistema de adquisición de datos y los alrededores del terreno del lugar de prueba. En el apéndice D del estándar [12] se detallan mejor las ecuaciones que se utilizan para calcular la incertidumbre de cada uno de los instrumentos. La incertidumbre se calculó para los siguientes sensores e instrumentos:

- Sistema de adquisición de datos. El canal es de 12bits con una exactitud de  $\pm 0.2\%$ .
- Transductores de potencia eléctrica en CA y CD. El transductor de potencia de corriente alterna tiene una exactitud de 1% a escala completa, se utilizó a un rango máximo de 2kW lo que da  $\pm 20W$  de exactitud. El de potencia de corriente directa tiene 1% de exactitud a

---

<sup>15</sup> Se usará la palabra bin e intervalo indistintamente

escala completa, se utilizó en un rango máximo de 2kW lo que da  $\pm 20W$  de exactitud.

- Anemómetro. El anemómetro 1 tiene una exactitud de  $\pm 0.052m/s$ .

Los sensores de temperatura y presión atmosférica no se incluyeron para el análisis de incertidumbre porque su impacto en las mediciones es insignificante. Para calcular las incertidumbres de los instrumentos se tiene definidas ciertas ecuaciones que toman en cuenta varias fuentes de incertidumbre. Como ejemplo, para la incertidumbre en la velocidad de viento  $u_{v,i}$  en el intervalo  $i$  se tiene una ecuación de la siguiente forma:

$$u_{v,i} = \sqrt{u^2_{v1,i} + u^2_{v2,i} + u^2_{v3,i} + u^2_{v4,i} + u^2_{dv,i}}$$

*Ecuación 3.6. Incertidumbre para velocidad de viento*

donde,

$u_{v1,i}$  = incertidumbre en la calibración del anemómetro en el bin  $i$

$u_{v2,i}$  = incertidumbre debida a las características de operación del anemómetro

$u_{v3,i}$  = incertidumbre en la distorsión de flujo debido a efectos de montaje

$u_{v4,i}$  = incertidumbre en la distorsión de flujo debida al terreno

$u_{dv,i}$  = incertidumbre en el sistema de adquisición de datos para la velocidad de viento  $i$

Algunas de estas fuentes de incertidumbre no fueron evaluadas porque alargaban el tiempo de pruebas, sin embargo se estimaron las fuentes más importantes como las debidas a la calibración y al sistema de adquisición de datos. La incertidumbre Categoría B esta dada por:

$$u_i = \sqrt{u^2_{P,i} + c^2_{v,i} u^2_{v,i}}$$

*Ecuación 3.7. Incertidumbre categoría B*

Donde

$u_{P,i}$  = incertidumbre debida al transductor de potencia

$c_{v,i}$  = factor de sensibilidad dado por  $\frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-}}$

$u_{v,i}$  = incertidumbre debida al sensor de velocidad de viento

En los resultados también se da la incertidumbre combinada de la categoría A y B. Esta incertidumbre se calcula con la ecuación 3.8

$$u_{c,i} = \sqrt{s^2_{P,i} + u^2_i}$$

*Ecuación 3.8. Incertidumbre combinada*

Donde,

$s_{P,i}$  = incertidumbre categoría A

$u_i$  = incertidumbre categoría B

El cálculo de la incertidumbre en las mediciones es importante porque con esto se especifica dentro de que rangos una curva experimental puede ser verdadera [12].

### 3.2 Condiciones ambientales durante el periodo de pruebas

Las condiciones ambientales durante el periodo de pruebas se analizaron de manera escueta. La figura 3.2 muestra la rosa de vientos, se observa que los vientos predominantes vinieron del Sur-este.

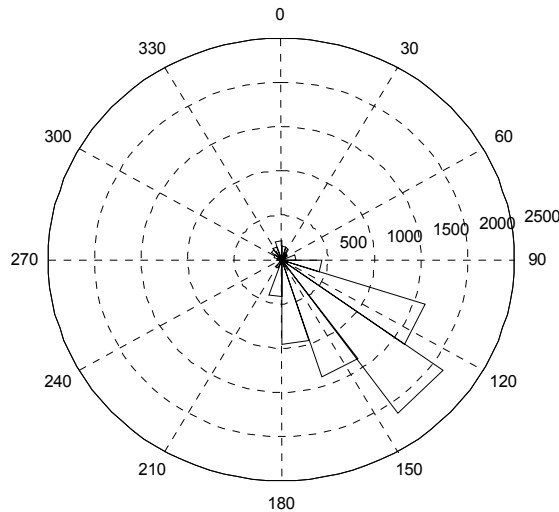


Figura 3.2. Rosa de vientos del 21 de Abril al 18 de Junio

La tabla 3.2 muestra las condiciones ambientales promedio que se presentaron durante el periodo de pruebas.

Tabla 3.2. Condiciones ambientales promedio

Fecha de inicio	Fecha de término	Velocidad de viento promedio [m/s]	Dirección predominante	Temperatura promedio [°C]	Presión atmosférica promedio [kPa]	Humedad promedio [%]
21 de Abril de 2005	18 de Junio	4.25	SE	26.4	96.3	53.9

La figura 3.3 muestra la distribución de frecuencia de vientos en el periodo de medición, se observa que la mayor cantidad de datos se presentaron cuando la velocidad de viento fue de 4.5 a 6 m/s. También se puede ver que vientos arriba de 9m/s se presentaron muy poco, lo que limitó el rango de la curva de potencia obtenida.

Distribución de velocidades de viento

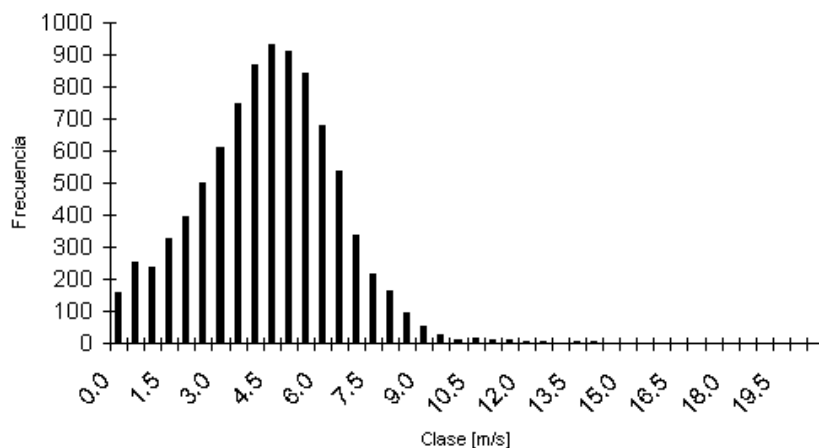


Figura 3.3 . Distribución de vientos del 21 de Abril al 18 de Junio del 2005

### 3.3 Operación del sistema

En operación normal el rotor del Bergey empieza a girar cuando la velocidad de viento alcanza los 3m/s y no para hasta que la velocidad de viento baja de 2.5m/s. La velocidad rotacional del rotor crece con el incremento en la velocidad de viento permitiendo que la turbina genere más potencia. Esta potencia se incrementa rápidamente porque la energía disponible en el viento varía con el cubo de la velocidad de viento.

Para vientos altos la turbina cuenta con un mecanismo pasivo de plegado llamado Autofurl ó plegado automático que protege a la turbina de trabajar en vientos mayores que 13m/s. Con vientos de 13 m/s a 18m/s es normal que el rotor se pliegue y se despliegue continuamente, pero para vientos mayores de 18m/s la turbina permanece plegada todo el tiempo. Este mecanismo reduce la generación de energía para vientos altos, lo que se puede ver en la curva de potencia proporcionada por el fabricante. La figura 3.4 muestra esta curva de potencia [18].

Para mejorar el desempeño del sistema se tiene un controlador electrónico de carga que tiene programado funciones para proteger y operar en un punto óptimo la turbina de viento. Las funciones del controlador son:

- Controlar el voltaje de carga de las baterías. Cuando el voltaje de las baterías alcanza 29.5VCD el controlador activa la carga extra y sí alcanza los 30.5VCD el controlador suelta la turbina.
- Amplificar el voltaje generado por la turbina. Para cargar las baterías aún para vientos bajos el controlador aplica un amplificador DC/DC al voltaje generado por la turbina. Este amplificador actúa para vientos menores que 8m/s.
- Mantiene al sistema en un punto óptimo de desempeño. Esta función está relacionada con la anterior, mide la velocidad de rotación del rotor y mide el voltaje de las baterías, con esto ajusta el nivel óptimo de amplificación para que el sistema este trabajando en el punto más alto de eficiencia. Es decir, ajusta la impedancia que ve la turbina para que trabaje en el punto óptimo.

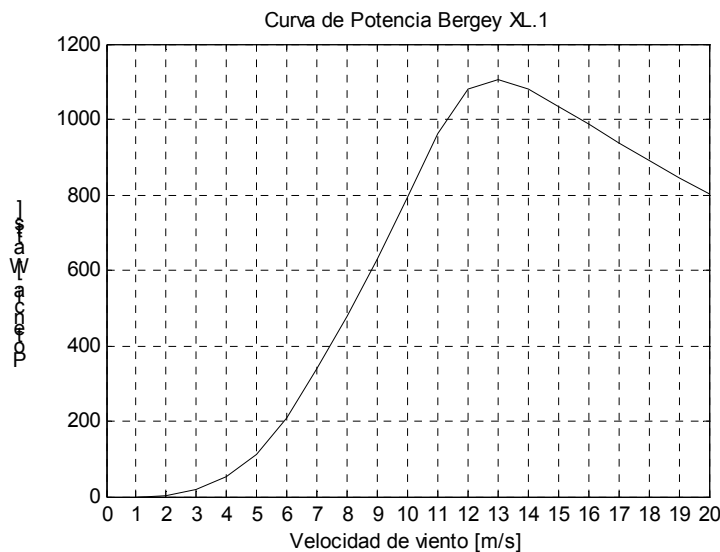


Figura 3.4. Curva de potencia proporcionada por el fabricante

Todas las funciones y características definidas arriba hacen que el sistema trabaje en un punto óptimo, este protegido contra vientos altos y genere energía aún para vientos bajos.

### **3.4 Factores que reducen el desempeño**

El desempeño del sistema puede verse reducido por el efecto de varias condiciones de prueba.

- La modificación en la parte de cableado eléctrico que incluyó la instalación de un anillo deslizante extra que sirvió para bajar los cables de CA que salen del generador. Esta maniobra sirvió para poder medir la frecuencia y potencia en Corriente Alterna que genera la turbina. Estos cables fueron 3 metros más largos que los originales.
- El estado de carga de las baterías. Sin el pleno conocimiento de la distribución de viento en el lugar de pruebas no se puede diseñar una carga que mantenga en estado de media carga las baterías. Esto provoca que algunas mediciones se tomen cuando el controlador suelta la turbina ó cuando desvía la corriente a la carga extra, provocando mediciones de potencia menores.

### **3.5 Presentación y discusión de los resultados experimentales**

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para dos referencias de aire, para una densidad de aire promedio en el lugar de pruebas y para una densidad de aire al nivel del mar. Los datos de viento se toman del anemómetro 1 y los de dirección de viento de la veleta 1. Las mediciones de potencia se tomaron en dos puntos, la Potencia en corriente alterna (CA) se midió cerca de la turbina, la Potencia en corriente directa (CD) se midió entre el controlador de carga y baterías. Las mediciones de temperatura y presión atmosférica sirvieron para normalizar los datos a las dos referencias de aire requeridas. También se presentan las curvas con promedios de 1 y 10 minutos.

Durante el periodo de medición se obtuvieron 8360 datos de promedios de 10 minutos y 46621 de 1 minuto. Al final del capítulo se presentan las comparaciones con la curva proporcionada por el fabricante y con la curva obtenida con el modelo BEM que predice el desempeño del sistema eoloelectrico Bergey XL.1.

#### **3.5.1 Datos 10 minutos**

En las figuras 3.5 y 3.6 se grafican los datos de Potencia obtenidos del 21 de Abril al 18 de Junio de 2005. La figura 3.5 muestra las mediciones de Potencia en corriente alterna que no incluyen las pérdidas en líneas y equipos. La figura 3.6 muestra las mediciones de Potencia en corriente directa.

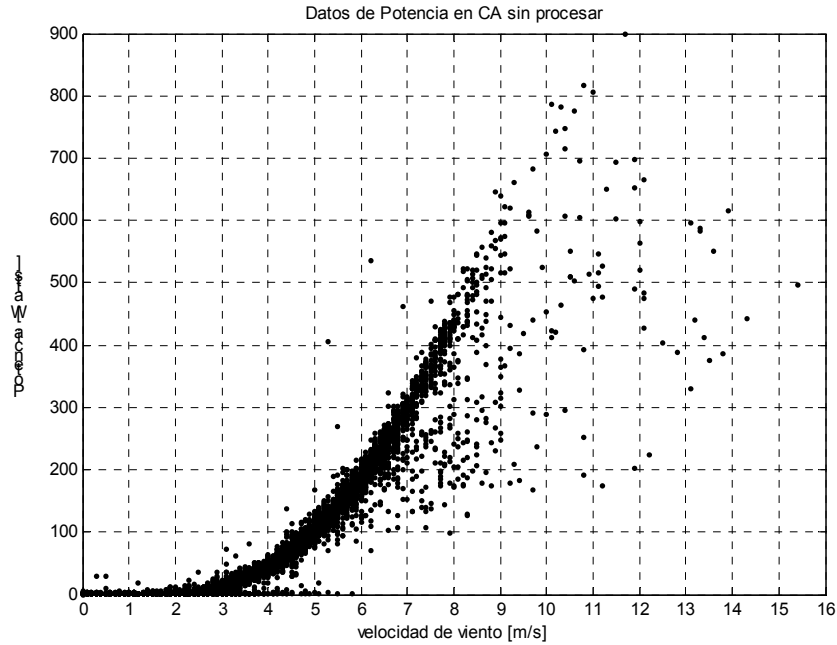


Figura 3.5. Datos de Potencia en Corriente Alterna

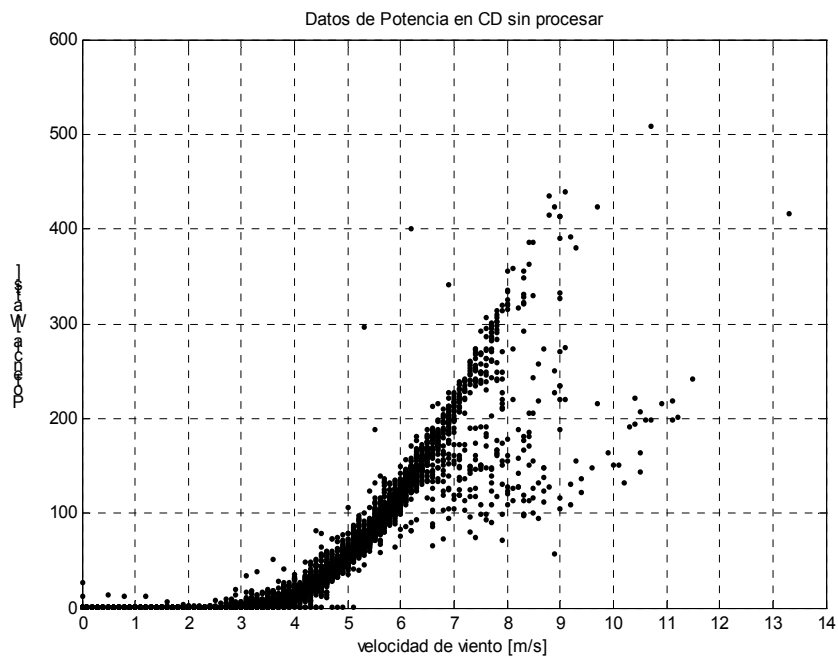


Figura 3.6. Datos de Potencia en Corriente Directa

En las dos figuras se puede apreciar que para velocidades de viento arriba de 8m/s existe una gran cantidad de datos que están muy por debajo de la Potencia que puede generar la turbina, esto porque el controlador de carga usualmente suelta la turbina cuando las baterías están cargadas. Para observar que esto es cierto se graficó los máximos, mínimos y promedios en los intervalos de promediación donde se observa que existen muchos datos para los cuales las potencias máximas son altas y las mínimas con cero. También se puede ver la capacidad que tiene el generador para generar potencia por arriba de la potencia pico que especifica el fabricante y sin quemarse.

La figura 3.9 muestra las pérdidas en líneas, rectificador y controlador de carga dada una velocidad de viento, las pérdidas se calcularon restando las mediciones de Potencia de corriente alterna a la medición en corriente directa. Estas pérdidas son altas porque la potencia se transmite en corriente directa y en bajo voltaje.

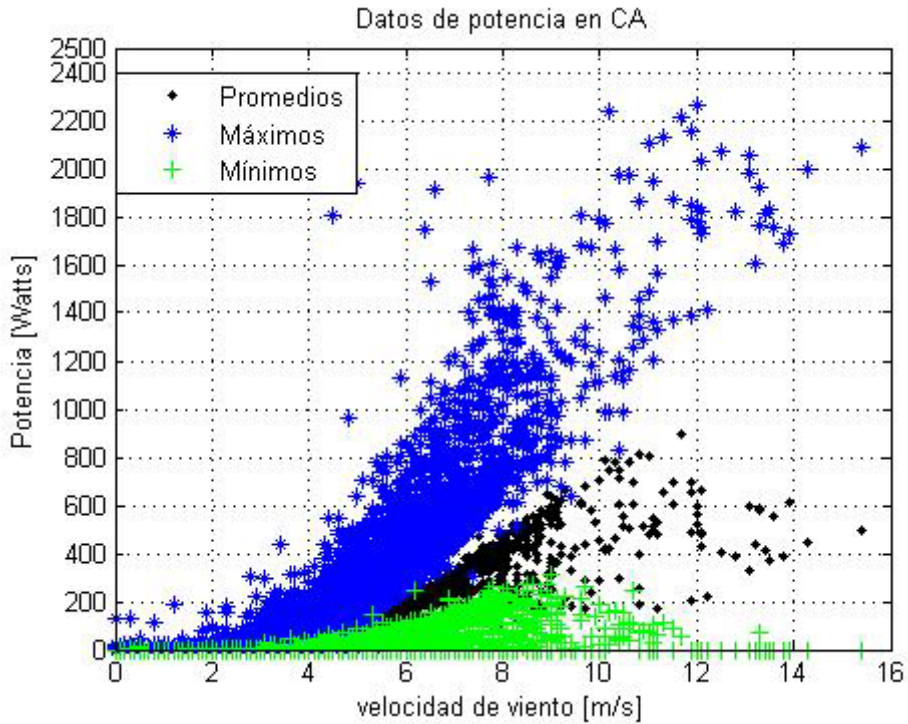


Figura 3.7. Datos de potencia en CA promedio, máximos y mínimos

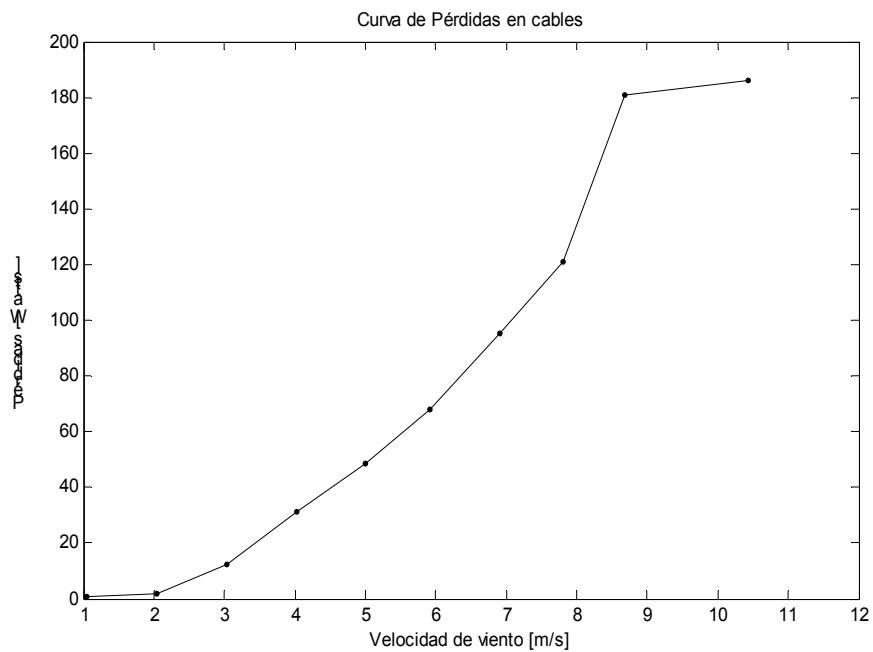


Figura 3.8. Curva de Pérdidas de Potencia en los cables

a) **Resultados ( $\rho_{01}=1.120\text{kg/m}^3$ )**

El procesamiento de datos se realizó en dos partes, la primera parte se hizo en Excel que corresponde al filtraje y normalización de datos y la segunda parte se hizo en Matlab con un programa que aplica el Método de Bins para promediar los datos.

Los datos se normalizaron para dos referencias de densidad de aire:

$$\begin{aligned}\rho_{01} &= 1.120 \text{ kg/m}^3 \\ \rho_{02} &= 1.225 \text{ kg/m}^3\end{aligned}$$

La primera corresponde a la densidad de aire promedio en el sitio de medición durante los 58 días que duraron las pruebas. La segunda referencia corresponde a una densidad de aire al nivel del mar.

Las curvas de potencia en CA y CD referenciadas a una densidad promedio en el sitio se dan en la figura 3.9 y los datos promediados se dan en la tabla 1 del Anexo A. La figura 3.11 expone el Coeficiente de Potencia eléctrico en corriente alterna y corriente directa en función de la velocidad típica  $\lambda$ . La escasez de vientos altos en el sitio de pruebas limitó el rango de las curvas expuestas.

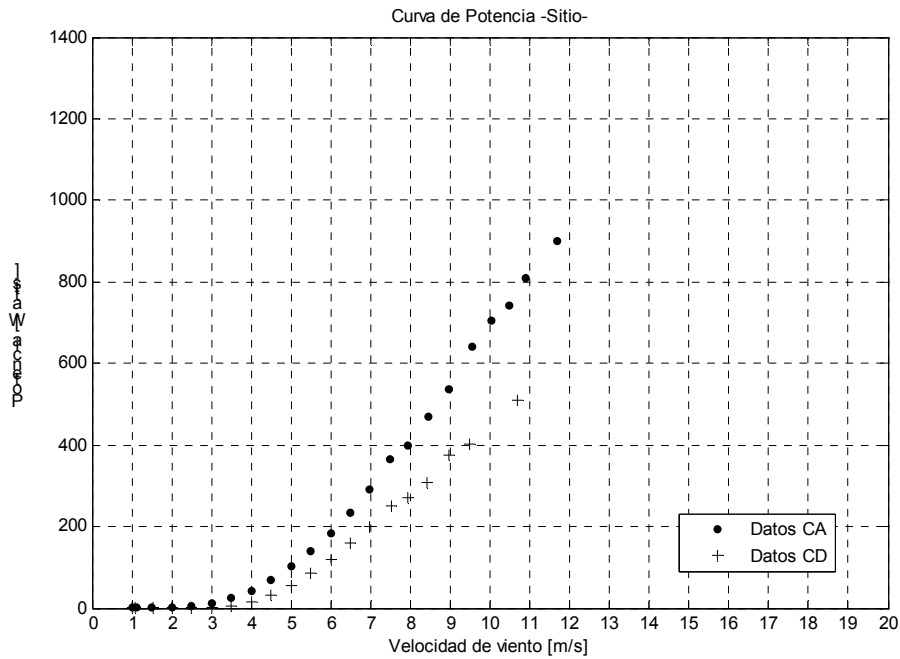


Figura 3.9. Curva de Potencia en CA y CD –Datos 10 minutos–

La tabla 2 del Anexo A contiene los datos del coeficiente de potencia eléctrico en corriente alterna y directa y la figura 3.10 nos presenta gráficamente estos datos. La velocidad típica  $\lambda$  se calculó con la ecuación 1.7 utilizando los datos de frecuencia eléctrica y velocidad de viento.



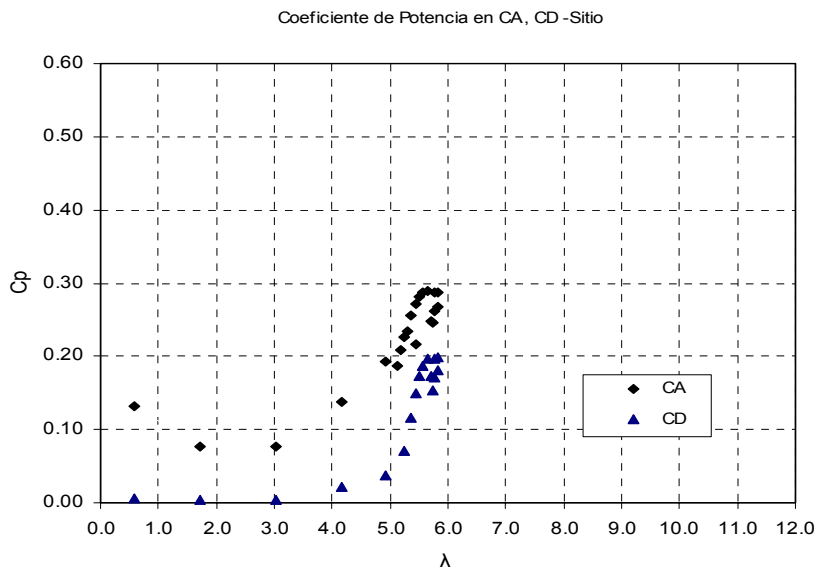


Figura 3.10. Coeficiente de Potencia en CA y CD –Datos 10 minutos-

En las tablas 3 y 4 del Anexo A se incluyen la incertidumbre en las curvas proporcionadas. La tabla 3 contiene la incertidumbre de las mediciones de potencia en corriente alterna. La tabla 4 del mismo Anexo muestra la incertidumbre en las mediciones de potencia en corriente directa.

**b) Resultados ( $\rho_{02}=1.225\text{kg/m}^3$ )**

En esta sección se presentan los resultados para una referencia de densidad de aire al nivel del mar. La tabla 5 del Anexo A contiene los resultados de los datos filtrados y procesados para una referencia de densidad de aire de  $1.225\text{kg/m}^3$ . La representación gráfica de estos datos se muestra en las figuras 3.12 y 3.13.

La figura 3.11 muestra la Curva de Potencia medida en corriente alterna y en corriente directa. La figura 3.12 muestra el coeficiente de potencia eléctrico para las mismas mediciones.

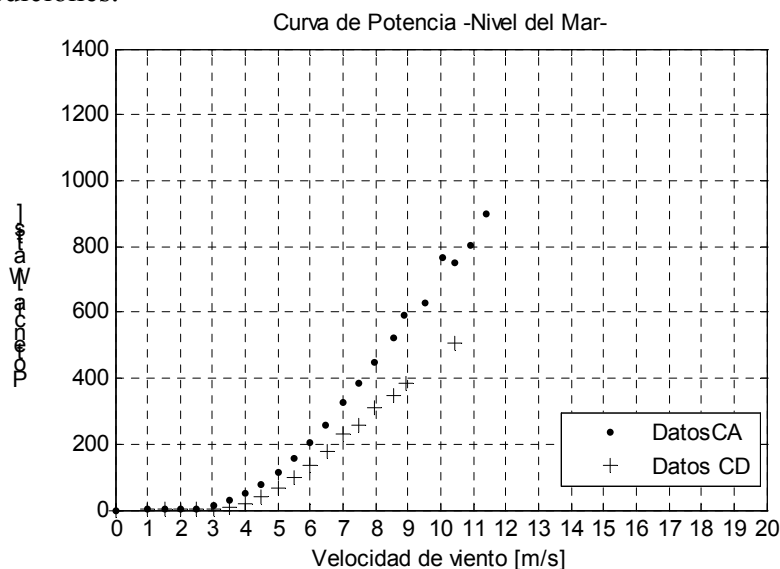


Figura 3.11. Curva de Potencia en CA y CD –Datos 10 Minutos-

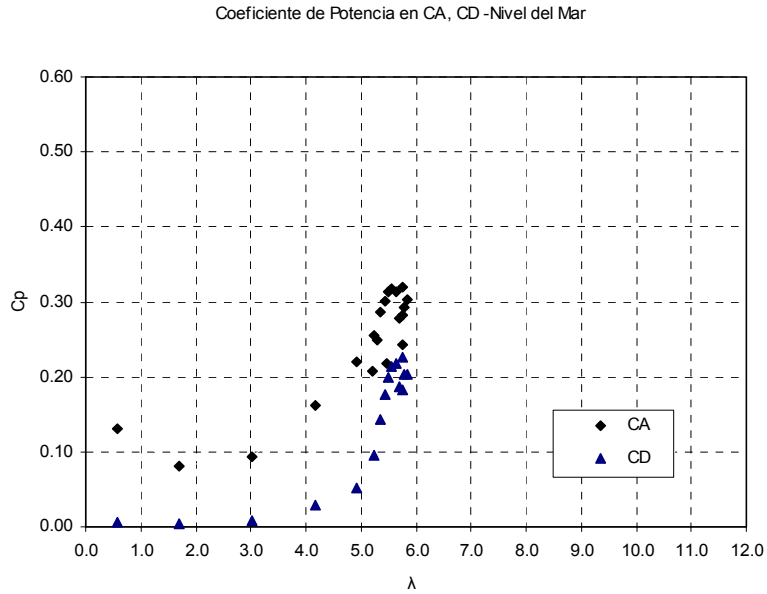


Figura 3.12. Coeficiente de Potencia en CA y CD –Datos 10 minutos-

### 3.5.2 Datos 1 minuto

Con el objetivo de obtener más datos durante el periodo de pruebas y conocer mejor el desempeño de la turbina con tiempos de promediación menores el tiempo de promediación de la unidad de adquisición de datos se redujo a 1 minuto. Se obtuvieron 46621 datos con promedios de 1 minuto de los cuales 38479 fueron utilizables. A pesar del gran número de datos no se logró obtener una mayor cantidad de ellos en velocidades de viento mayores a 10m/s. La gráfica de la figura 3.13 muestra las mediciones de potencia en corriente alterna y la figura 3.14 muestra los datos crudos obtenidos de las mediciones de potencia entre el controlador y las baterías.

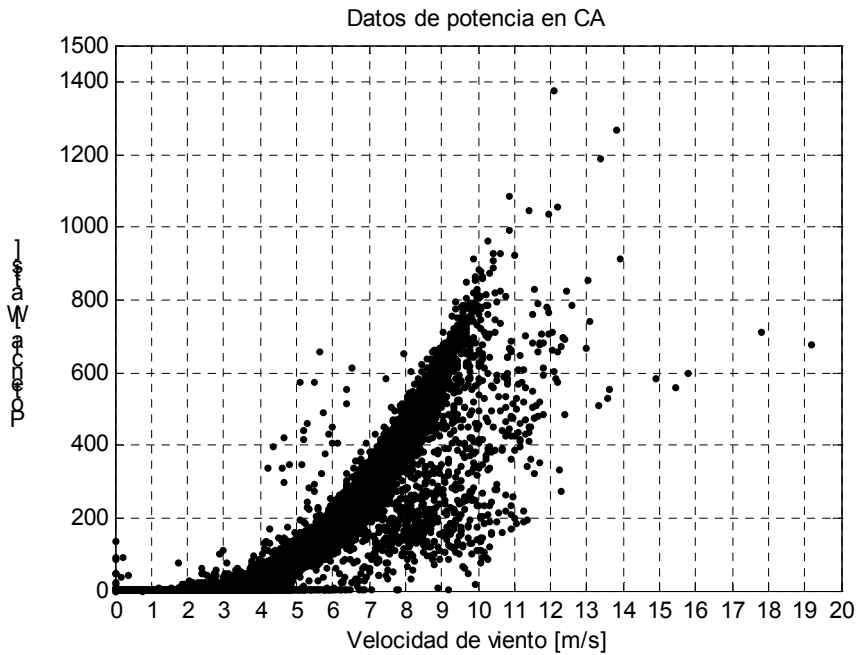


Figura 3.13. Datos de Potencia en CA contra Velocidad de viento

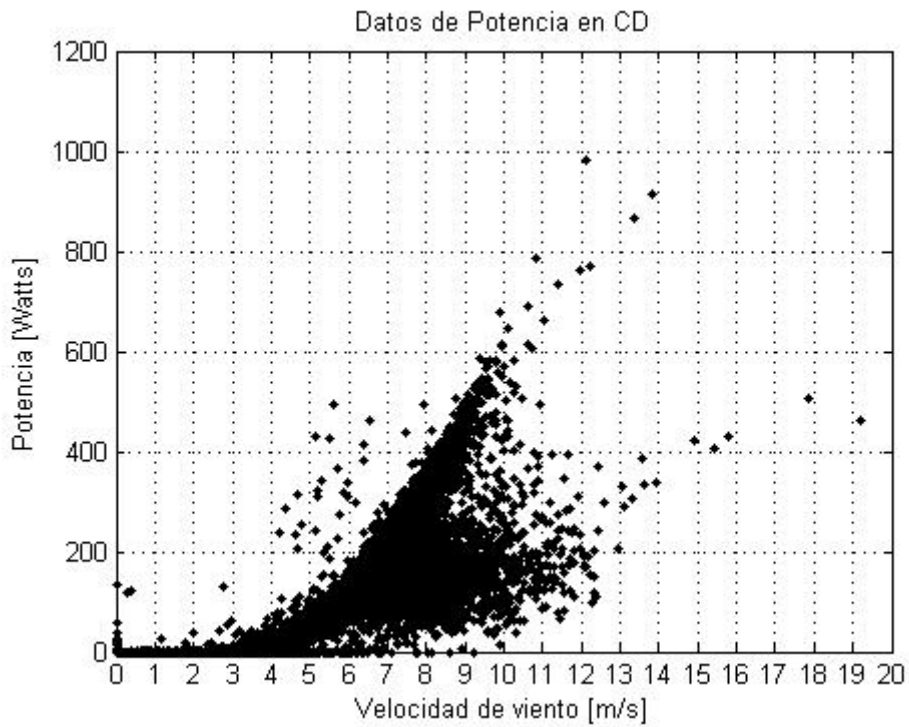


Figura 3.14. Datos de Potencia en CD contra Velocidad de viento

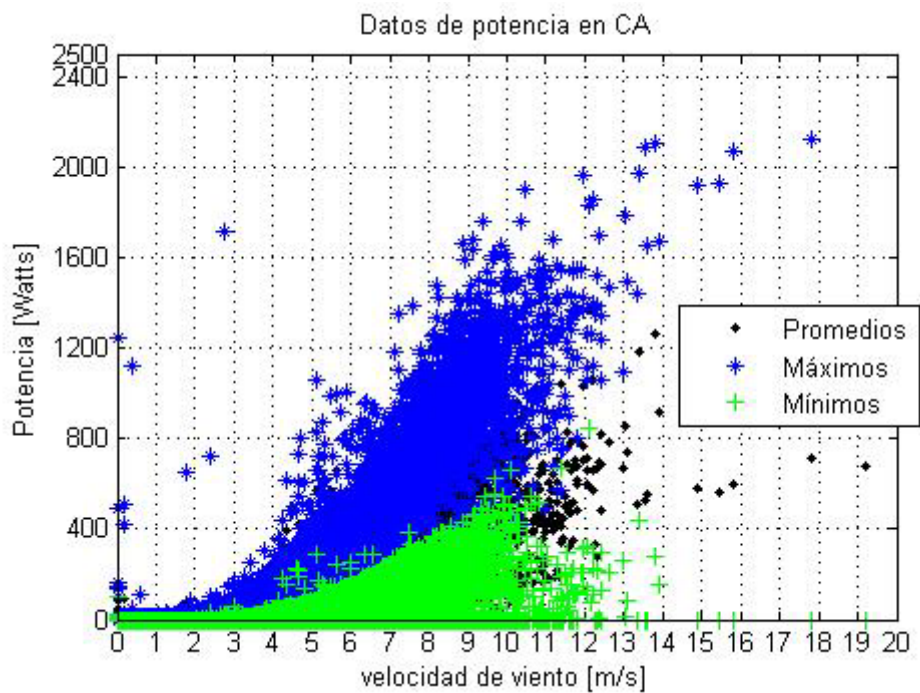


Figura 3.15. Datos de Potencia en Corriente Alterna

En las figura 3.14 se grafican los máximos, mínimos y promedios de los datos de potencia. En estas gráficas se puede observar la gran cantidad de mediciones de potencia mínimas que son casi cero para velocidades de viento mayores que 8m/s. La figura 3.16 muestra las pérdidas en línea y controlador de carga.

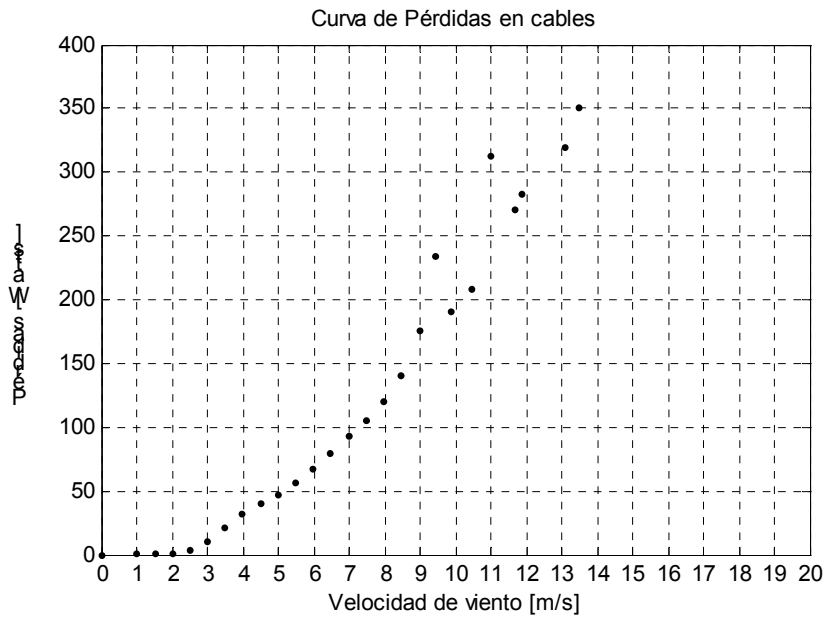


Figura 3.16. Curva de Pérdidas en Cables

**a) Resultados ( $\rho_{o1}=1.120\text{kg/m}^3$ )**

En esta sección se dan los resultados para la referencia de aire promedio en el sitio  $1.120\text{kg/m}^3$ . La figura 3.17 muestra la curva de potencia del sistema eoloelectrico con datos de 5 semanas de pruebas. La figura 3.18 muestra el coeficiente de potencia como función de la velocidad típica. Los datos del coeficiente de potencia se pueden consultar en la tabla 10 del Anexo A. Las tablas 11 y 12 dan la incertidumbre en las mediciones de potencia en corriente alterna y corriente directa respectivamente.

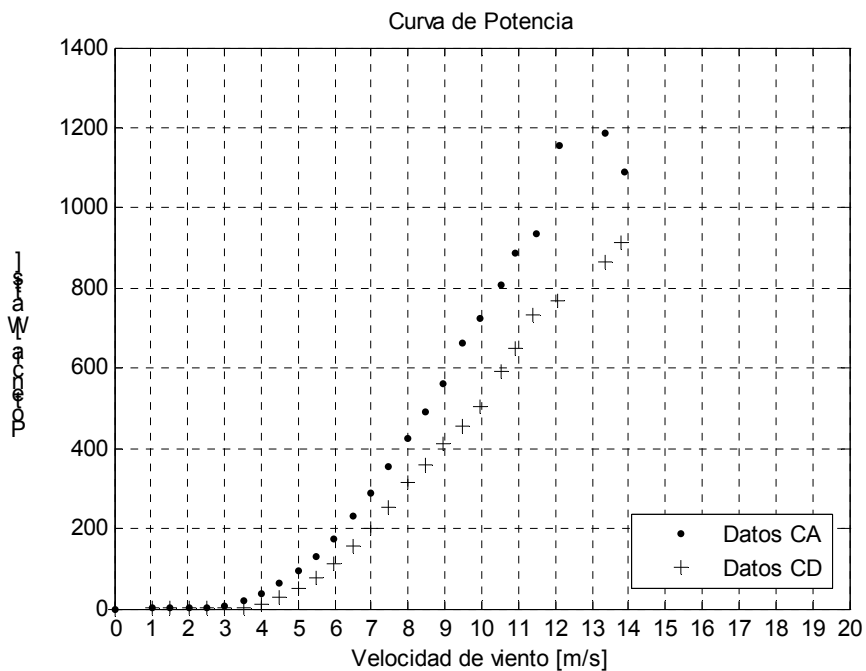


Figura 3.17. Curva de Potencia en CA y CD -Datos de 1 minuto-

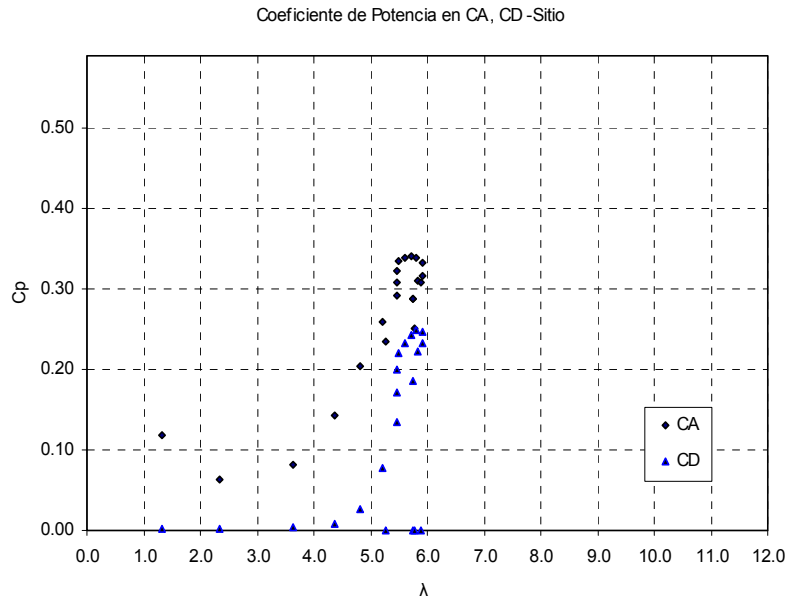


Figura 3.18. Coeficiente de Potencia en CA y CD –Datos 1 minuto-

**b) Resultados ( $\rho_0=1.125\text{kg/m}^3$ )**

En esta sección se presentan las curvas de potencia y coeficiente de potencia para una densidad de aire al nivel del mar, los resultados se dan en las tablas 13 a 16 del Anexo A. Las figuras 3.19 y 3.20 muestran las curvas de potencia y coeficiente de potencias que se obtienen de las mediciones. Las tablas 15 y 16 del mismo Anexo contienen la información de la incertidumbre en las mediciones de potencia. Para mediciones de viento altas la incertidumbre es más grande porque la desviación estándar en los intervalos promediados es mayor.

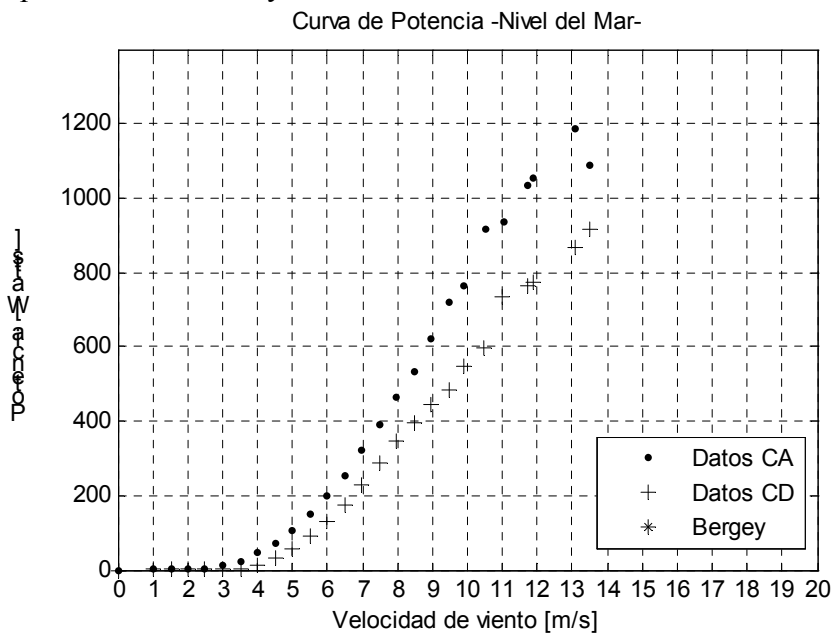


Figura 3.19. Curva de Potencia en CA y CD -Datos 1 minuto-

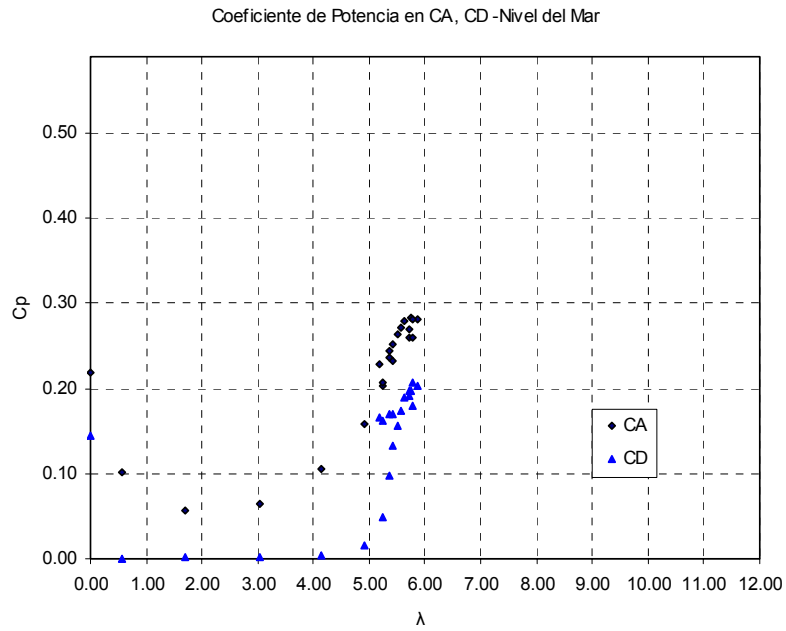


Figura 3.20. Coeficiente de Potencia en CA y CD –Datos 1 minuto-

### 3.5.3 Curvas de Potencia (Datos 1 y 10 minutos)

En la figura 3.21 se presenta una comparación de las Curvas de Potencia obtenidas con los dos promedios que se utilizaron para adquirir los datos. Se puede apreciar como hasta 8m/s las dos curvas son casi idénticas, pero después se separan quedando por arriba la curva con datos de 1 minuto.

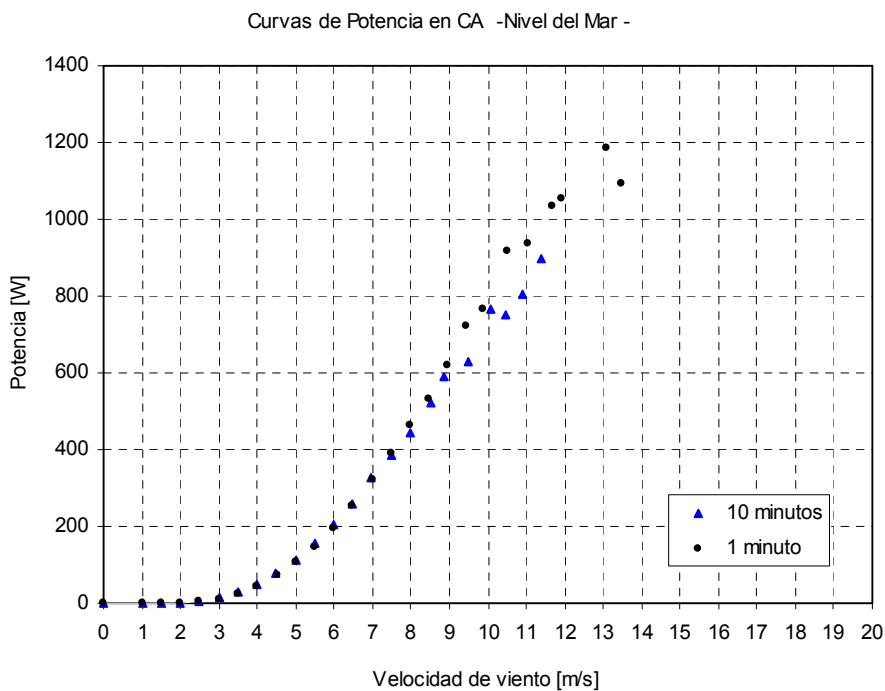


Figura 3.21. Comparación de Curvas de Potencia para datos con promedios de 10 y 1 minutos

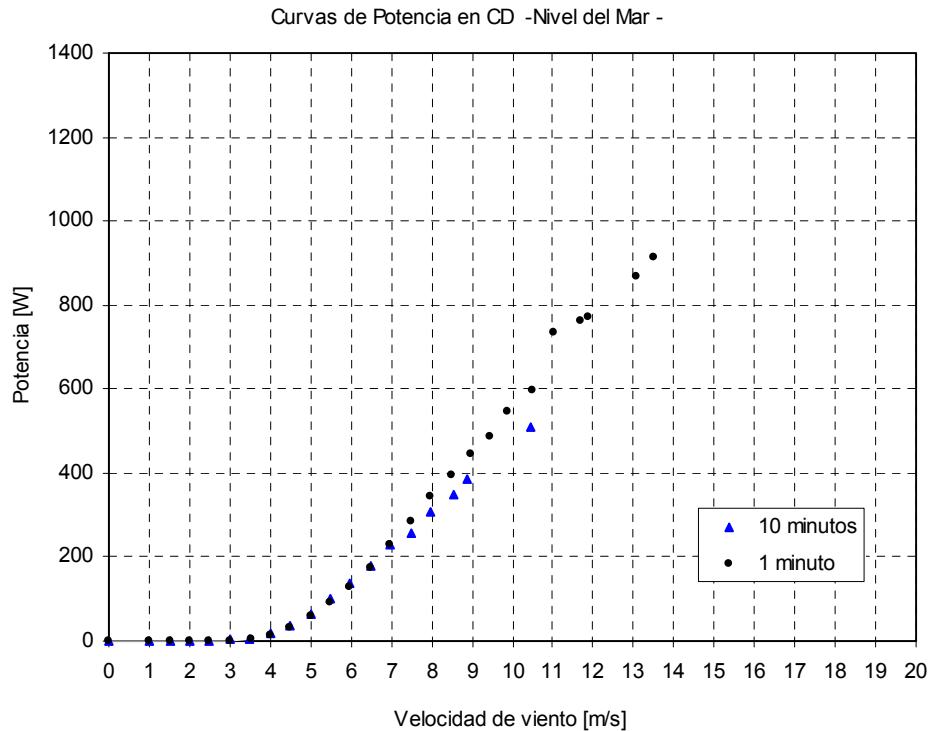


Figura 3.22. Comparación de Curvas de Potencia para datos con promedios de 10 y 1 minutos

### 3.5.4 Mediciones vs Curva del fabricante y Modelo BEM

Parte de los objetivos de la tesis es comparar los resultados obtenidos con la información que da el fabricante y con los resultados del Modelo BEM. Para el primer caso se verifica si la curva proporcionada por el fabricante es la misma que la obtenida con las mediciones, las curvas se comparan teniendo como referencia la misma densidad de aire al nivel del mar. La curva de la turbina Bergey se obtiene utilizando el modelo proporcionado por el fabricante [21], los datos de entrada y los resultados se dan en el Anexo A. En la figura 3.23 se grafica la curva del fabricante y la curva de potencia en corriente alterna y corriente directa correspondiente a las mediciones de 10 minutos. En la figura 3.25 se muestra la misma gráfica pero para los datos de 1 minuto.

En estas gráficas podemos ver que las mediciones de potencia en corriente alterna se acercan mucho a la curva proporcionada por el fabricante pero con sus restricciones en vientos mayores que 10m/s. Para las mediciones de 10 minutos la curva obtenida empieza a despegarse después de 8m/s y para las mediciones de 1 minuto hasta 12m/s.

Aunque las mediciones de potencia en corriente alterna fueron muy cercanas a las dadas por el fabricante, las de corriente directa que finalmente son donde debería especificarse la curva del fabricante son menores. Cabe aclarar que el fabricante no especifica bajo que condiciones es válida la Curva de Potencia, sólo menciona que el desempeño puede variar según el estado de carga de las baterías y las pérdidas en líneas. Para aclarar esto se escribió correos electrónicos en repetidas ocasiones al

fabricante para preguntarles bajo que condiciones especifican su turbina de viento pero nunca se obtuvo respuesta.

El Modelo BEM es el modelo matemático para la predicción de la curva de potencia de la turbina Bergey XL.1. El modelo divide el sistema en dos partes, la primera modela la parte aerodinámica y la segunda modela la parte electromecánica. La parte aerodinámica es un modelo más general y la intención de éste es que puedan probarse diversas geometrías de aspas. En el caso del sistema electromecánico es un modelo específico ya que no está dentro de los propósitos del proyecto hacerle cambios a este sistema. Por esta situación los modelos se desarrollaron por separado y luego se integraron para obtener los resultados finales.

El algoritmo que resuelve el modelo del sistema es un programa en Matlab con interacción con Excel, los datos de entrada tales como geometría del aspa, variables aerodinámicas y el modelo electromecánico están en Excel y los cálculos propios del método BEM se hacen en Matlab. La Curva de Potencia que se obtiene con el modelo se muestra en las figuras 3.23 y 3.25 y en las figuras 3.24 y 3.26 se grafican las curvas de Potencia eléctrica contra frecuencia rotacional del rotor.

a) Datos 10 minutos

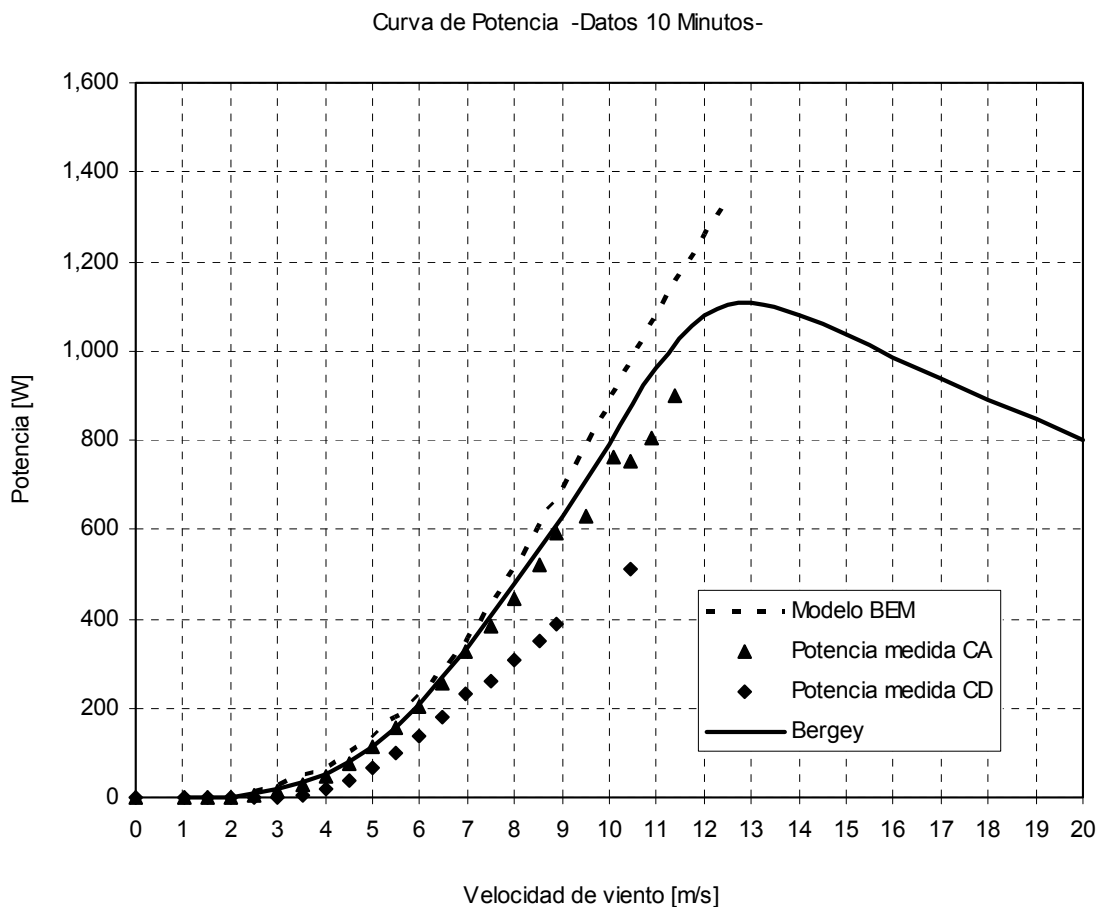


Figura 3.23. Curva de Potencia en CA, CD y Bergey -10 minutos-



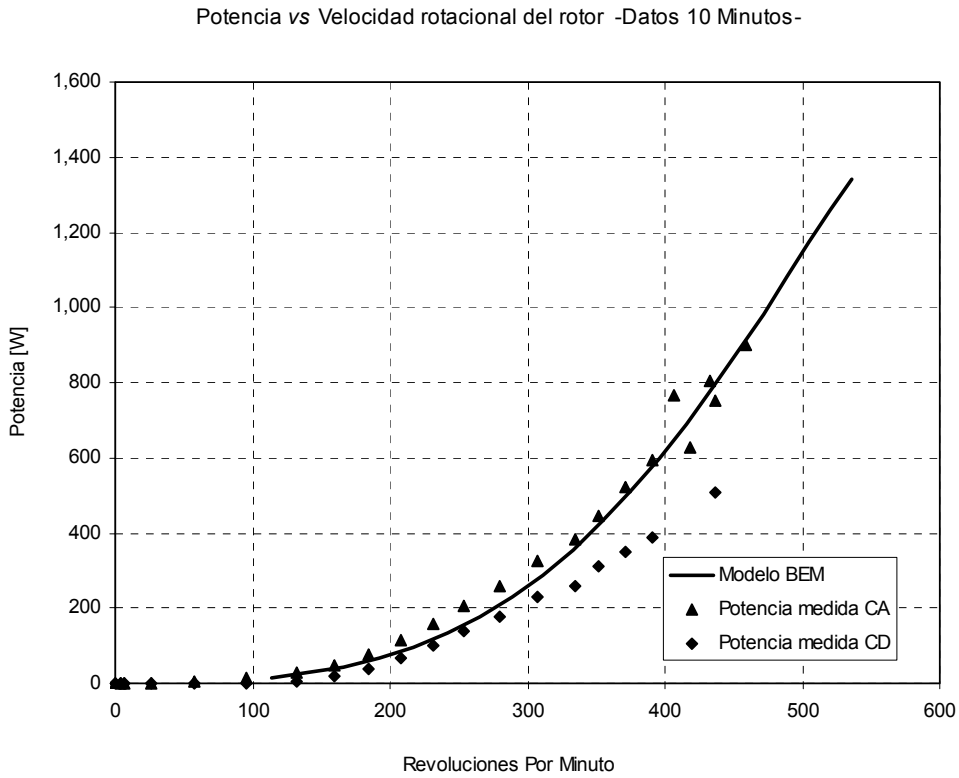


Figura 3.24. Curva de potencia contra velocidad rotacional del rotor -10 Minutos-

b) Datos 1 minuto

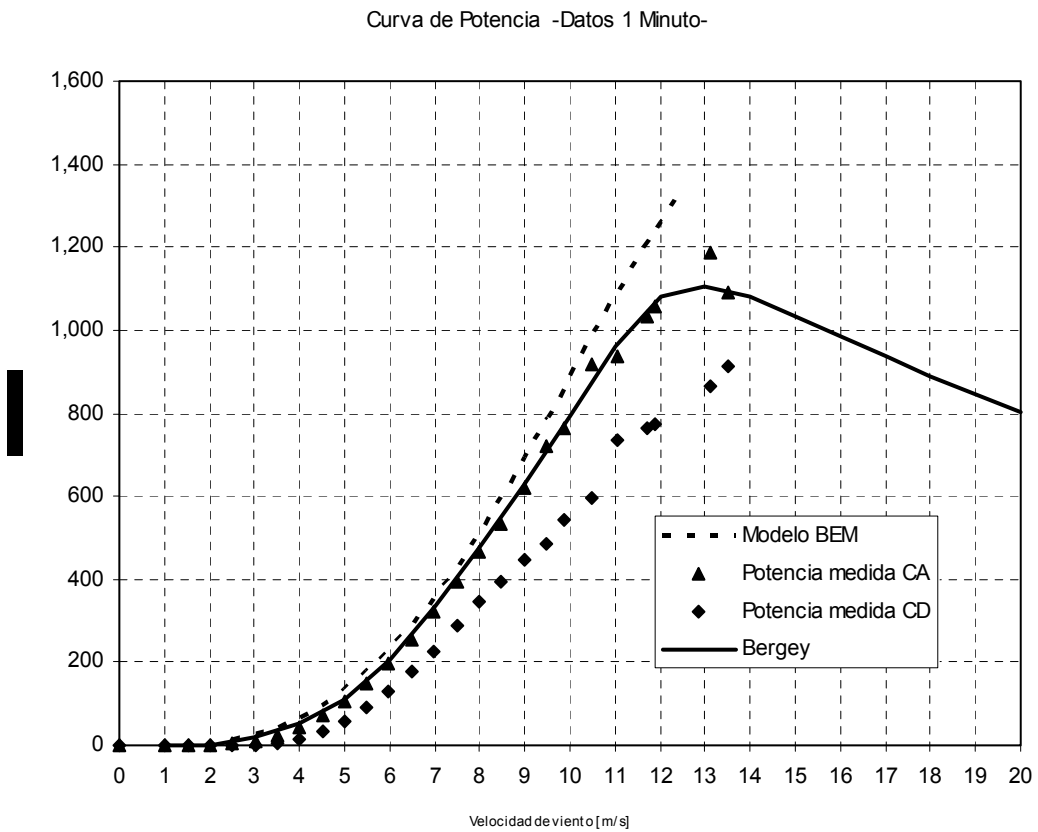


Figura 3.25. Curva de Potencia en CA, CD y Bergey -1 minuto-

Potencia vs Velocidad rotacional del rotor-Datos 1 Minuto-

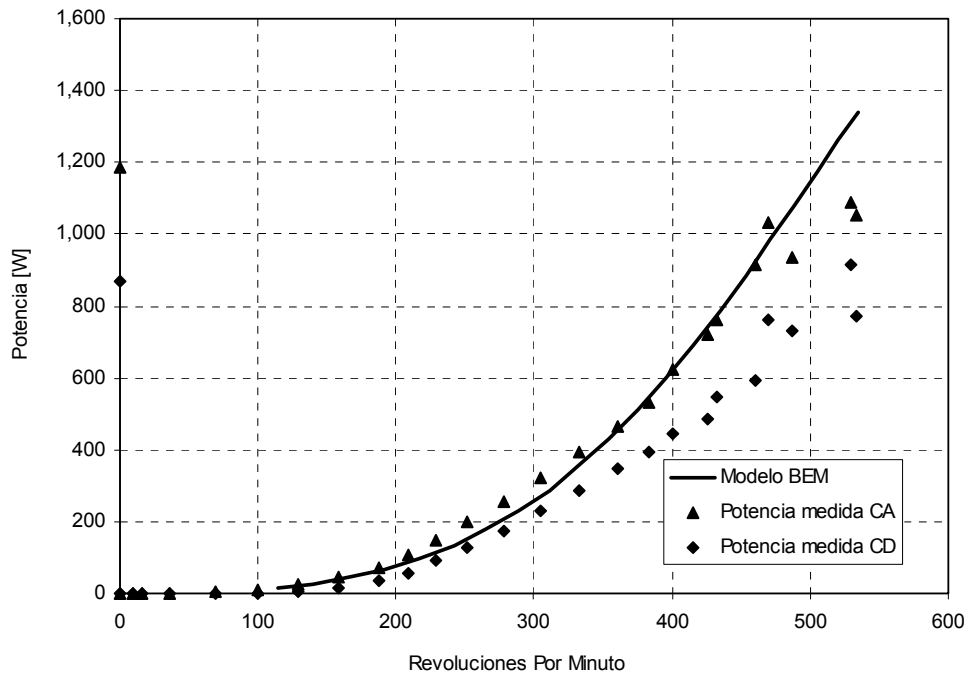


Figura 3.26. Curva de potencia contra velocidad rotacional del rotor -1 Minutos-

Curva de Pérdidas en líneas y Rectificador

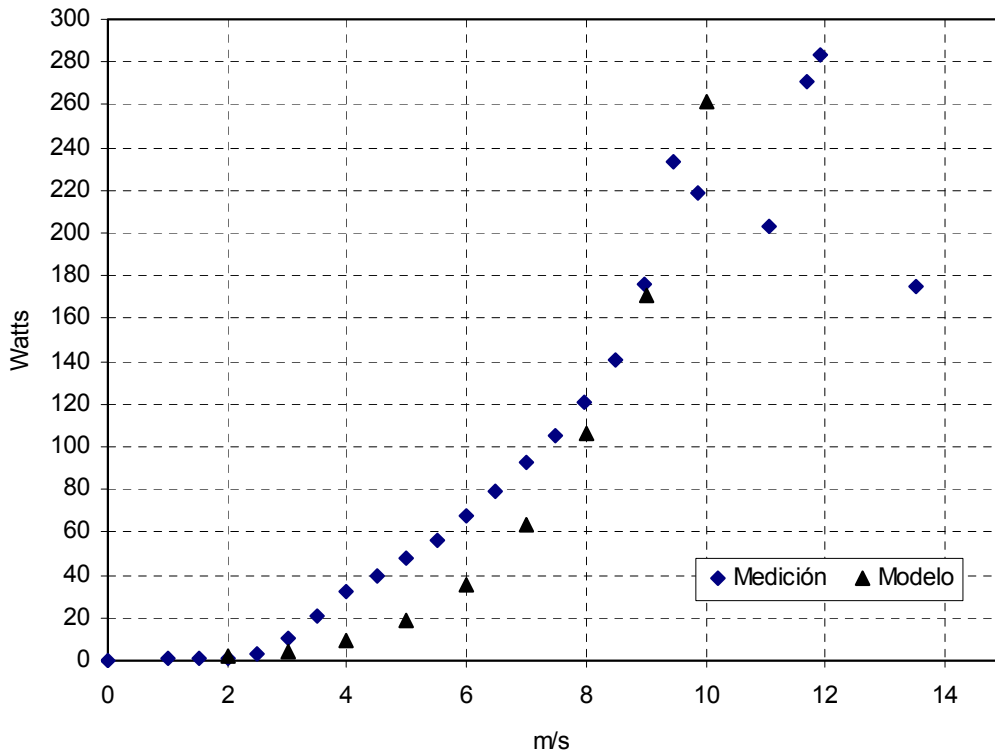
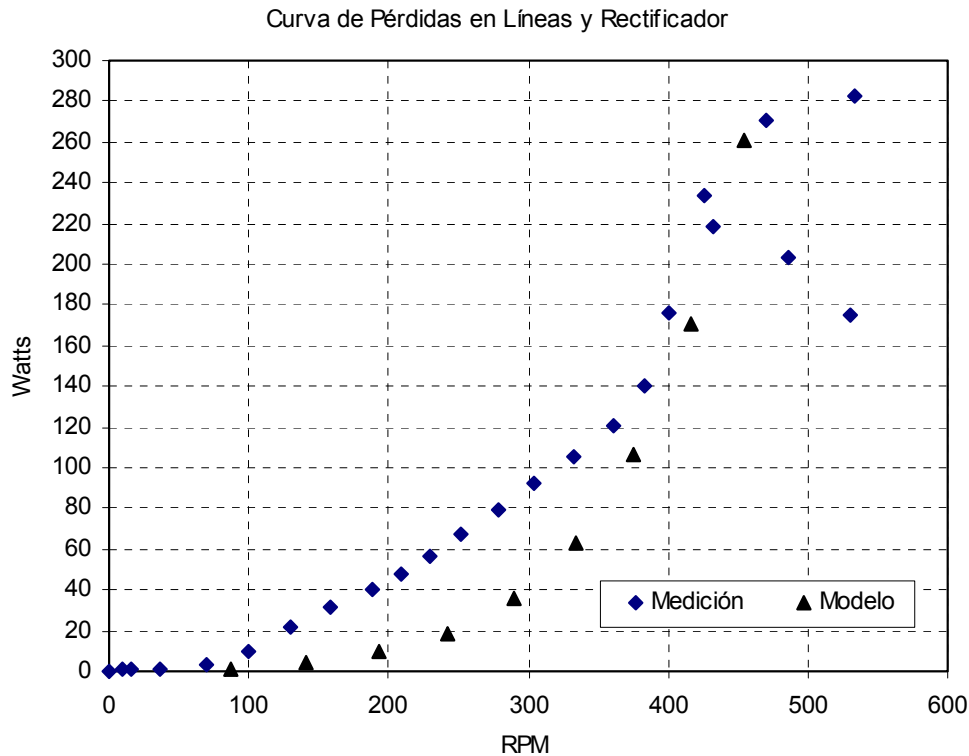


Figura 3.27. Curva de Pérdidas vs Velocidad de viento



*Figura 3.28. Curva de Pérdidas vs RPM*

En las figuras 3.25 y 3.26 podemos ver discrepancias entre las mediciones, la teoría y la curva del fabricante. La diferencia que aparece entre la curva de Bergey y el Modelo BEM se debe a que en la curva de Bergey se introdujo un factor de turbulencia que reduce el desempeño de la turbina. El Modelo BEM no considera factores de corrección por turbulencia. La curva obtenida con las mediciones sigue muy bien a la curva del fabricante, sin embargo la curva más cercana es la que corresponde a las mediciones de potencia en corriente alterna que no consideran las pérdidas en rectificador, controlador de carga y línea. Si el fabricante especifica la curva sin incluir pérdidas en rectificador, controlador y línea entonces la curva es verdadera según las mediciones, pero si está especificada como la potencia útil en baterías entonces esta sobreestimada ó las condiciones de prueba en ambos casos son distintas. Para observar otra fuente de error se grafica en la figura 3.27 y 3.28 las pérdidas respecto a la velocidad de viento y a las revoluciones por minuto, donde se puede ver que hay una diferencia entre las mediciones y el Modelo, lo que se puede justificar con las pérdidas en el controlador de carga que no se incluyen en el Modelo y las pérdidas extras en líneas en las mediciones.

Aunque el Modelo BEM sobreestima el desempeño de potencia de la turbina según los resultados obtenidos, las curvas muestran una correspondencia que indica que el Modelo predice muy bien el desempeño del sistema. Sin embargo el Modelo requiere de correcciones en algunos parámetros para ajustar el cálculo de pérdidas en los elementos, además que las mediciones se deben realizar en condiciones de operación más cercanas a las que se especifica la turbina.

---

## CAPITULO 4

### EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO AERODINÁMICO GLOBAL DE LA TURBINA BERGEY BWC XL.1

En el diseño de nuevas turbinas de viento normalmente se requiere indicadores que sirven para conocer el desempeño aerodinámico de la turbina. Un método para presentar el desempeño de una turbina es mediante la curva adimensional  $C_p-\lambda$ . La curva coeficiente de potencia  $C_p$ –potencia normalizada– indica la capacidad de la turbina para aprovechar la potencia disponible en el viento en función de la velocidad típica en la punta ó tip speed ratio. El coeficiente de potencia aerodinámico no puede ser medido directamente, pero el coeficiente de potencia eléctrico sí y puede relacionarse al desempeño aerodinámico de la turbina teniendo en mente que el eléctrico incluye el desempeño del generador, rectificador, líneas y conexiones.

En esta tesis la evaluación del desempeño aerodinámico global se refiere al estudio de la capacidad de convertir en potencia eléctrica la potencia disponible en el viento dado un diseño aerodinámico de aspas, generador eléctrico, rectificador y un sistema de protección para vientos altos. En este capítulo se presenta la evaluación del desempeño aerodinámico de la turbina Bergey BWC XL.1 siendo la primera experiencia de pruebas en campo desarrolladas en el Tecnológico de Monterrey. Las pruebas se realizaron mediante la medición de parámetros necesarios para generar la curva  $C_p-\lambda$  como potencia eléctrica, frecuencia eléctrica y velocidad libre del viento. Las pruebas se llevaron a cabo en el Módulo de Pruebas ubicado en el Campo Agrícola experimental del Tecnológico de Monterrey en Apodaca, Nuevo León. El periodo de pruebas fue de 3 y media semanas, tiempo durante el cual se hicieron 4 pruebas con cuatro cargas resistivas diferentes, de las cuales 2 fueron incompletas.

## 4.1 Plan de pruebas

Las pruebas se realizaron en el Módulo de Pruebas ubicado en el Campo Agrícola Experimental del Tecnológico de Monterrey del 22 de Junio al 15 de Julio de 2005. Éstas se llevaron a cabo mediante el siguiente plan.

### 1) Cargas de prueba

Para evaluar el coeficiente de potencia en un rango amplio de velocidad típica  $\lambda$  se diseñaron cuatro cargas resistivas de prueba. Las cargas se eligieron bajo el siguiente criterio:

- Carga de  $0.65\Omega$ . Esta es la impedancia que el controlador asigna para una velocidad de  $12\text{m/s}$  según el modelo matemático BEM.
- Carga de  $1.94\Omega$ . Es la que el controlador asigna para una velocidad rotacional de  $304\text{RPM}$  resultante del promedio aritmético de las velocidades correspondientes a las impedancias de  $0.65$  y  $5.84\Omega$ .
- Carga de  $3.25\Omega$ . Es el promedio entre la carga de  $0.65$  y  $5.84\Omega$ .
- Carga de  $5.84\Omega$ . Es la carga que asigna el controlador para una velocidad de  $2\text{ m/s}$ , según el modelo matemático.

Se utilizó el código BEM (programado en Matlab) para predecir la curva coeficiente de potencia eléctrico versus velocidad típica ( $C_p-\lambda$ ). Éste código fue desarrollado por Jaime Martínez como parte de su tesis de maestría [7]. La curva mostrada en la figura 4.1 fue utilizada como referencia para obtener las cargas que dan un rango amplio del coeficiente de potencia eléctrico medido en situaciones reales.

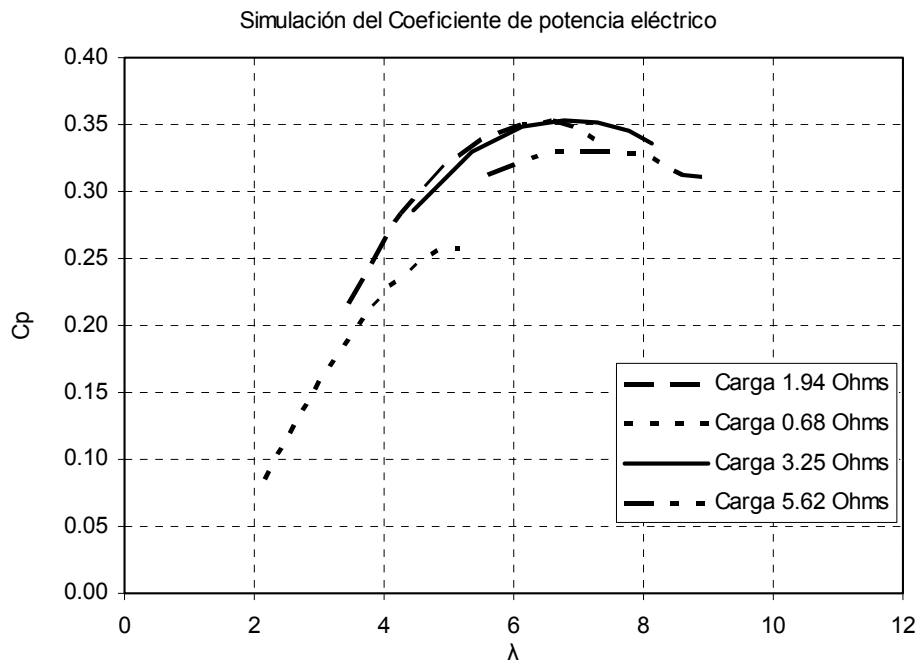


Figura 4.1 Simulación del coeficiente de potencia aerodinámico

La curva mostrada en la figura 4.1 muestra una discrepancia entre las curvas incluso para una misma velocidad típica. Esta situación se presenta porque en pequeñas turbinas de viento el número de Reynolds variable causa que no se tenga una curva del coeficiente de potencia única.

## 2) *Periodo de pruebas*

Las pruebas se llevaron a cabo del 22 de Junio al 15 de Julio de 2005. Estas pruebas estuvieron limitadas en tiempo porque el módulo de pruebas tuvo que ser reinstalado en el Campo Agrícola Experimental del Tecnológico de Monterrey en Hualahuis, Nuevo León. Las pruebas se hicieron bajo la siguiente agenda.

*Tabla 4.1. Periodo de pruebas*

Prueba	Fecha de inicio	Fecha de término	Condiciones	Nº. de datos	Nº de datos servibles
1	22 de Junio 10:00am	29 de Junio 10:30am	Carga de prueba 0.56 $\Omega$	10081	7025
2	29 de Junio 10:35am	6 de Julio 11:00am	Carga de prueba 1.08 $\Omega$	10113	4966
3	6 de Julio 11:05am	11 de Julio 10:00am	Carga de prueba 2.35 $\Omega$ Mal funcionamiento	7141	0
4	11 de Julio 10:05am	15 de Julio 10:00am	Cargo de prueba 5.5 $\Omega$ Mal funcionamiento	5759	0

Las cargas de prueba no incluyen la resistencia de línea, siendo ésta 0.12 $\Omega$ . En las pruebas 3 y 4 no se obtuvieron datos utilizables porque el 3 de Julio a las 11:37pm ocurrió un fallo en el sistema que provocó no tener mediciones de potencia. Estas pruebas no se pudieron volver a realizar porque el desmantelamiento del módulo de pruebas fue urgente. La reinstalación comenzó el 17 de Julio de 2005.

## 3) *Adquisición de datos*

Para estas pruebas las mediciones fueron promediadas cada minuto, los datos almacenados son de:

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

## 4) *Método de análisis*

El método utilizado fue el mismo que en capítulo anterior, los pasos fueron los siguientes:

- Criterios de filtraje
- Normalización de datos
- Método de Bins (clases de velocidades)
- Obtención del Coeficiente de Potencia
- Análisis de incertidumbre en las mediciones

Se realizaron algunos cambios al método de análisis que a continuación se detallan. Para el filtraje de datos sólo se aplicaron dos criterios. El primero fue por sector de medición que se explica en el capítulo 3. El segundo criterio se aplicó en dos partes buscando eliminar los datos que aún para vientos altos la medición de potencia era muy baja. La primera parte se aplicó a los datos del 22 al 29 de Junio, el criterio es el siguiente:

*Si Velocidad promedio del viento >6m/s y Potencia promedio en CA <60W entonces el dato se descarta*

La segunda parte es para los datos del 29 de Junio al 6 de Julio, el criterio fue el siguiente:

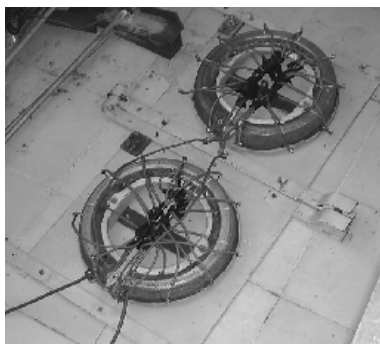
*Si Velocidad promedio del viento >6m/s y Potencia en CA <20W entonces el dato se descarta.*

Existen muchas mediciones para las que el promedio de la velocidad de viento es mayor que 6m/s y la potencia promedio es menor que 20 ó 60 W. Estos datos se consideraron no útiles porque causaban que los promedios de potencia en los intervalos de velocidad de viento fueran muy bajos. La justificación para eliminar estos datos fue que durante ciertos intervalos de tiempo se pudieron presentar ráfagas suficientemente largas para provocar mediciones promedio de viento altas pero no lo suficiente largas para arrancar la turbina y mantenerla funcionando durante el minuto de promediación causando una medición promedio de potencia muy baja.

El segundo cambio correspondió a la normalización por densidad de aire. Para este caso sólo se realizó la normalización a la medición de viento para una densidad de aire al nivel del mar  $1.225\text{kg/m}^3$ . El método de Bins, la obtención del coeficiente de potencia y el análisis de incertidumbre fueron los mismos que en el capítulo anterior.

## 4.2 Operación del sistema

Para la evaluación de la aerodinámica global de la turbina de viento el controlador de carga y baterías fueron desconectados de la turbina. La turbina de viento operó con cargas resistivas conectadas a las terminales donde normalmente se conecta el controlador de carga. La figura 4.2 muestra las cargas de prueba, éstas son conexiones en serie y paralelo de resistencias que formaban parte de dos reóstatos que fueron adaptados para alcanzar los valores de resistencias requeridos para estas pruebas.



*Figura 4.2. Cargas de prueba*

Los valores de las cargas de prueba se dan en la tabla 4.1, no fueron las mismas que se usaron para predecir el coeficiente de potencia porque con los arreglos serie paralelo de las resistencias disponibles solo se pudo alcanzar un valor cercano. No se vuelve a graficar la simulación con las cargas disponibles porque la gráfica queda muy parecida a la anterior simulación. Como la turbina está operando con cargas resistivas de prueba en lugar del controlador de carga y baterías, las funciones descritas en el capítulo anterior no aplican para esta evaluación. Además, las cargas resistivas cambian las características de velocidad de viento para arranque y paro del rotor.

La protección para vientos altos puede actuar aún sin controlador de carga, aunque su funcionamiento varía ligeramente. Por ejemplo, cuando se conecta una carga pequeña de unos  $5\Omega$  el plegado automático actúa antes que cuando tiene el controlador. Lo anterior porque  $5\Omega$  es menor que la carga que asigna el controlador cuando está a punto de entrar en plegado automático y como la carga es menor el generador gira más rápido. El viento ve más área cubierta por las aspas cuando el rotor está girando más rápido provocando que la fuerza sobre el rotor sea mayor y que el plegado automático entre antes para una velocidad de viento menor que la original.

### **4.3 Presentación y discusión de los resultados experimentales**

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para la evaluación de la aerodinámica global. Al igual que en la prueba anterior las mediciones de viento se tomaron del anemómetro y veleta 1, las mediciones de potencia se tomaron en dos puntos, el primero a tres metros de la turbina (CA) y el segundo junto a la carga de prueba (CD). También se tomaron mediciones de temperatura y presión atmosférica para la normalización por densidad de aire. Con las mediciones se construyó una Base de datos en Excel con 33108 líneas de datos con promedios de 1 minuto. La base de datos fue procesada con el método de análisis descrito anteriormente. El coeficiente de potencia se presenta para una sola referencia de aire al nivel del mar.

#### **4.3.1 Datos 1 minuto**

Se obtuvieron 4 paquetes de datos que fueron representativos de las 4 cargas con las que se evaluó la turbina de viento. El primer paquete fue con la carga de  $0.56\Omega$ , ésta prueba se efectuó durante 7 días con mediciones promediadas cada minuto. El segundo paquete de datos fue con la carga de  $1.08\Omega$  planeada para 7 días, sin embargo el 3 de Julio a las 11:37pm ocurrió un fallo en la turbina que impidió las pruebas posteriores. Las pruebas con las cargas de  $2.35\Omega$  y  $5.5\Omega$  fueron realizadas pero no se obtuvieron mediciones de potencia. Los resultados se presentan para dos cargas de prueba, la figura 4.3 y la figura 4.4 muestra las mediciones que se obtuvieron durante estas pruebas para las cargas de  $0.56\Omega$  y  $1.08\Omega$  respectivamente.

En las figuras se puede apreciar la diferencia en la velocidad de viento para la que arranca la turbina. Para la carga de  $0.56\Omega$  la velocidad de arranque es arriba de  $6\text{m/s}$  y para la de  $1.08\Omega$  es arriba de  $4\text{m/s}$ . Para la carga grande ( $0.56\Omega$ ) las mediciones de potencia son grandes, alrededor de la potencia nominal, pero no arranca hasta velocidades de viento grandes. La carga pequeña le demanda menos potencia, pero arranca a velocidades de viento más bajas. He aquí una de las características del



controlador electrónico de carga, éste varía la impedancia según el nivel de amplificación del voltaje requerido para un desempeño óptimo de potencia.

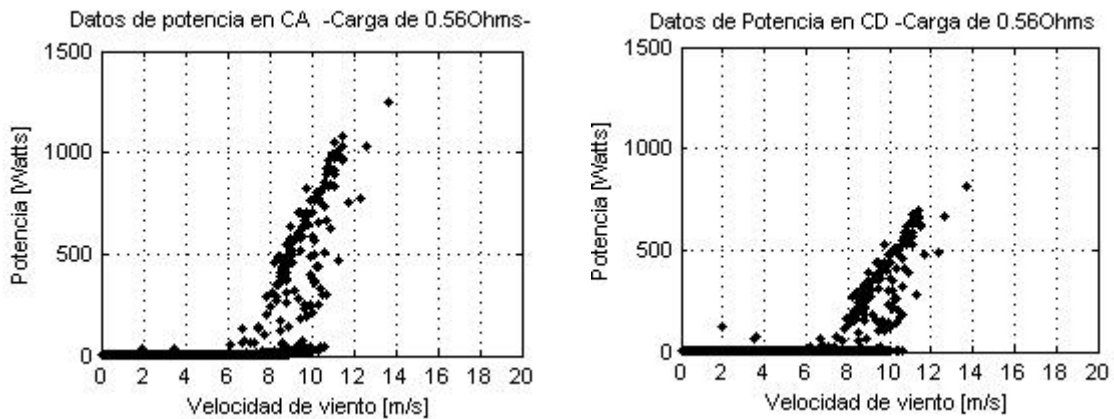


Figura 4.3. Datos de Potencia en CA y CD para la carga de 0.56Ω

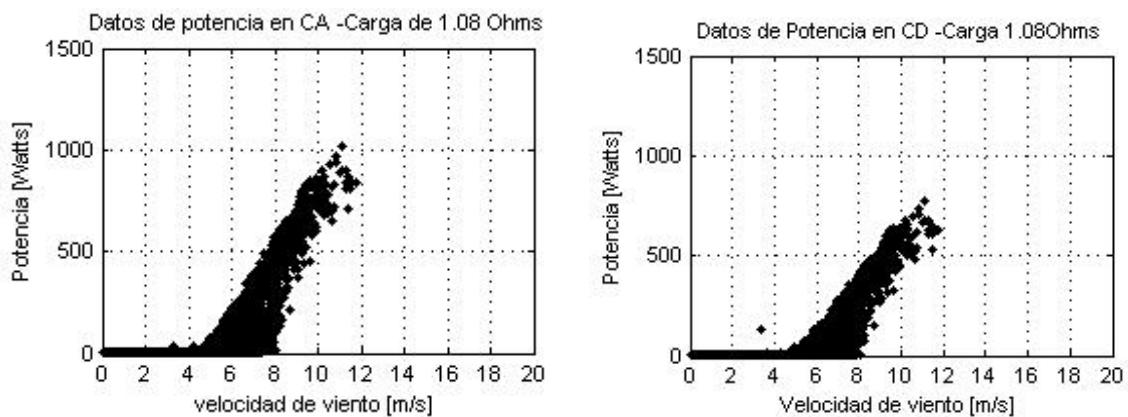


Figura 4.4. Datos de Potencia en CA y CD para la carga de 1.08 Ω

### 4.3.2 Curvas de potencia

Como información complementaria se presentan las curvas de potencia que se obtienen después de aplicar el Método de Bins a los datos normalizados a una referencia de aire al nivel del mar. En las figuras 4.5 y 4.6 podemos observar las curvas de potencia en corriente alterna y corriente directa respectivamente. Para las curvas de potencia en corriente alterna con la carga de 0.56Ω -la carga más “pesada”- la curva aumenta con la velocidad de viento con una razón más lenta que con la carga de 1.08Ω. En estas curvas por el efecto de la promediación no se aprecia la diferencia en la velocidad de arranque de la turbina, tal y como se ve en las figuras 4.3 y 4.4. Para las curvas en potencia directa se puede apreciar las mismas características pero ahora disminuidas por el efecto de las pérdidas en líneas. La diferencia en las curvas de CA y CD exhibe la importancia de considerar las pérdidas en las líneas cuando se diseña o se especifica una turbina.

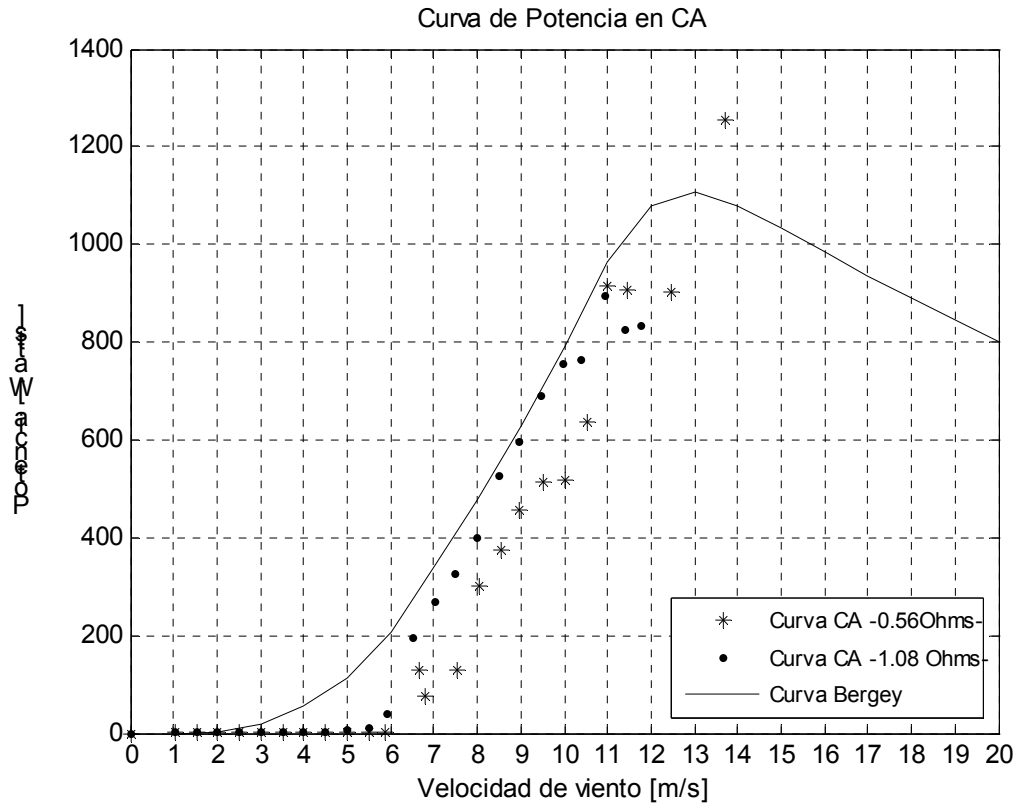


Figura 4.5. Curva de Potencia en CA para las dos cargas de prueba

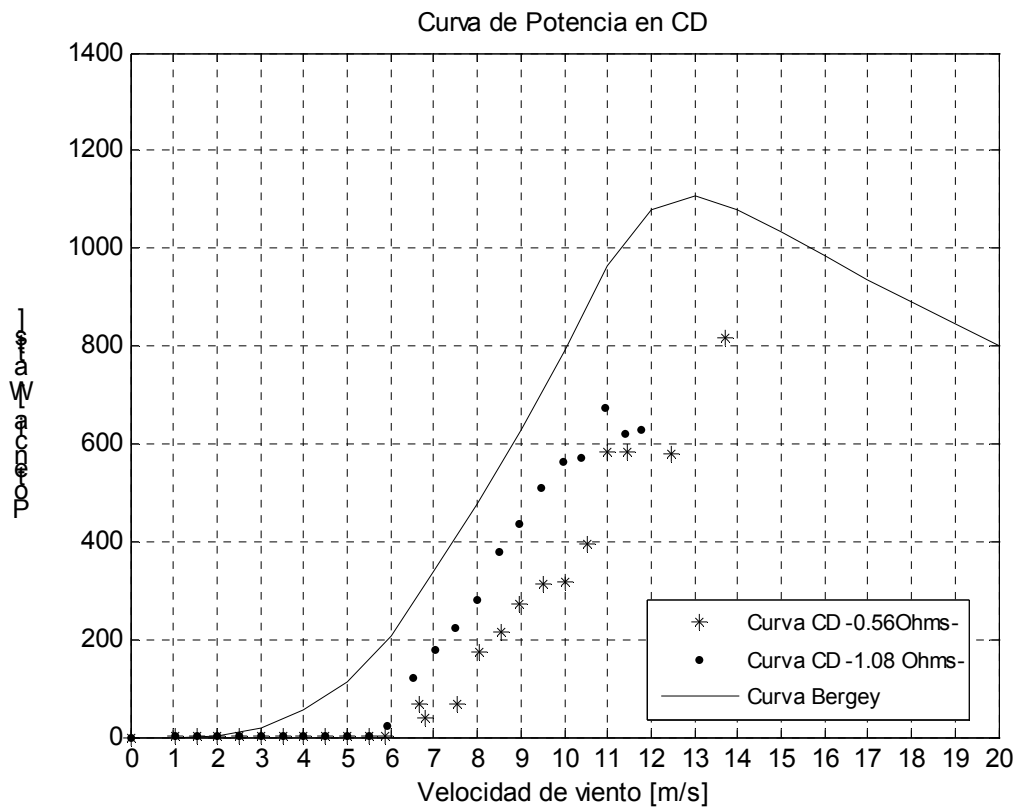


Figura 4.6. Curva de Potencia en CD para las dos cargas de prueba

### 4.3.3 Coeficiente de Potencia

En esta sección se presenta el coeficiente de potencia eléctrico de la turbina Bergey BWC XL.1. para las condiciones de prueba descritas en la sección 4.1. Los resultados están limitados por el periodo de pruebas que restringe la representación completa del coeficiente de potencia.

El coeficiente de potencia eléctrico es una relación entre la potencia eléctrica y la potencia disponible en el viento, diferenciando del coeficiente de potencia aerodinámico que es una relación entre la potencia mecánica extraída por el rotor y la potencia disponible en el viento. En otras palabras, el coeficiente de potencia eléctrico incluye las pérdidas en la conversión de potencia mecánica a eléctrica y las pérdidas para transportar esta potencia útil a un punto determinado. Normalmente el coeficiente de potencia se grafica respecto a la ya definida velocidad típica ó tip speed ratio por su nombre en ingles ( $\lambda$ ).

La figura 4.7 y 4.8 muestran el Coeficiente de Potencia eléctrico respecto a la velocidad típica. Los resultados exhiben una dispersión grande por dos razones principales, la primera porque el periodo de pruebas no permitió obtener una cantidad significativa de datos que fueran una representación promedio del desempeño de la turbina en condiciones reales, la segunda es una consecuencia de la primera porque el coeficiente de potencia se vuelve muy sensible cuando se grafica contra la velocidad típica. En la figura 4.9 se grafica el coeficiente de potencia contra la velocidad de viento, la curva con la carga de  $1.08\Omega$  los datos muestran una tendencia suave en tanto aumenta la velocidad de viento, sin embargo para la carga de  $0.56\Omega$  los cambios son mas pronunciados dando una curva ampliamente distorsionada.

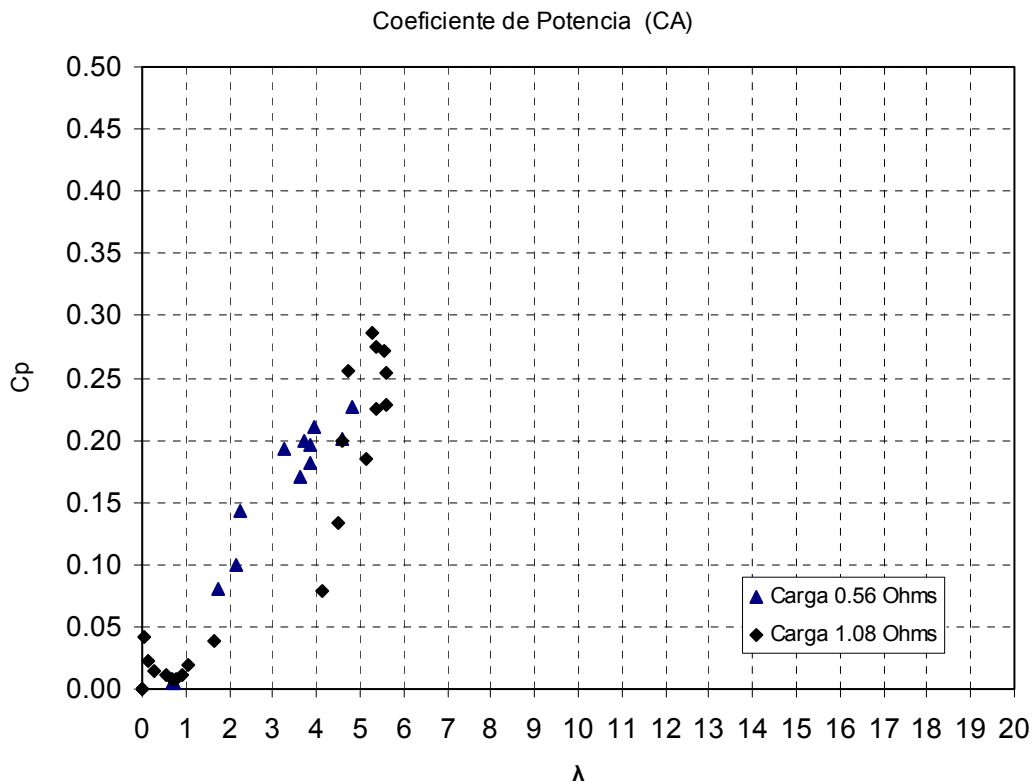


Figura 4.7. Coeficiente de potencia en corriente alterna

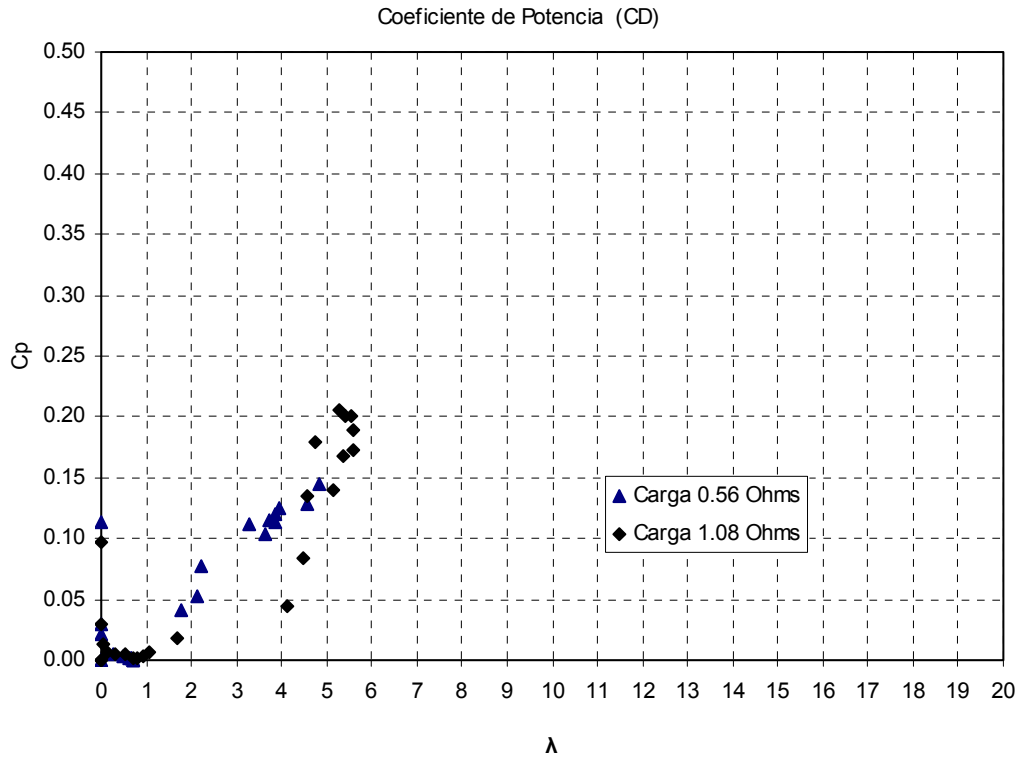


Figura 4.8. Coeficiente de Potencia en corriente directa

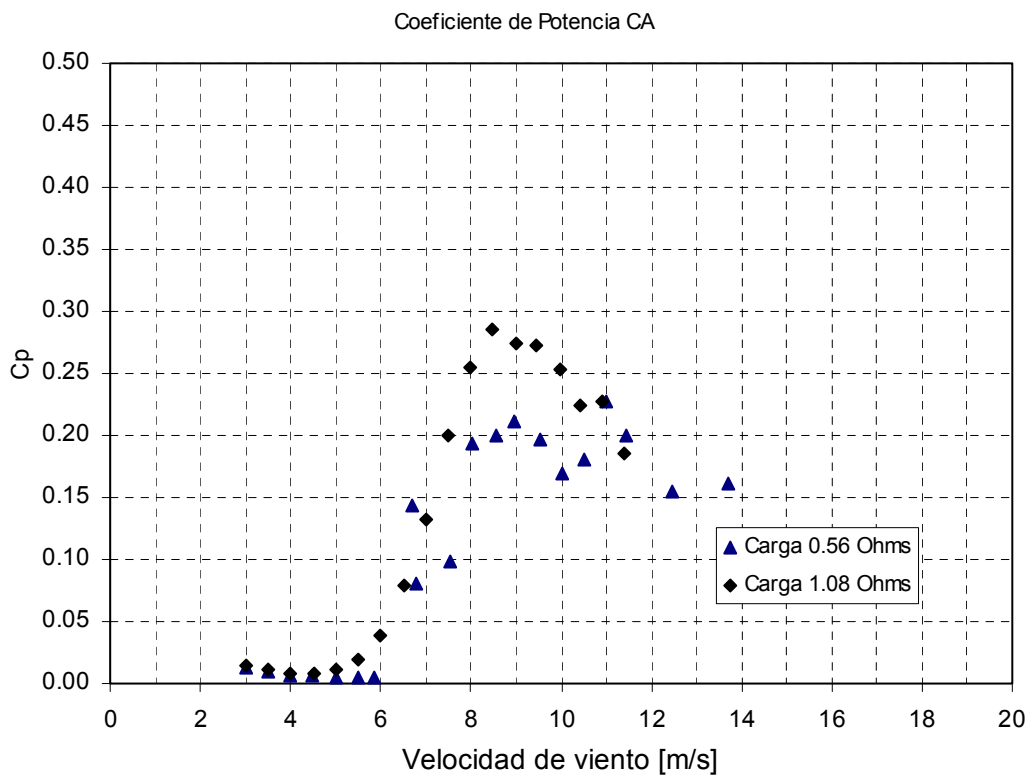


Figura 4.9. Coeficiente de Potencia con respecto a la velocidad de viento

#### 4.3.4 Comparación con el modelo BEM

Parte de los objetivos es validar el modelo matemático del sistema eolieléctrico, en esta sección se compara el coeficiente de potencia obtenido con el modelo matemático. Este Modelo fue realizado como parte de la tesis de maestría de Jaime Martínez, tesis que también formó parte del proyecto en el cual se desarrolla la presente. La validación del Modelo corresponde al desempeño aerodinámico global, tomando éste como aquel que se realiza cuando se prueba en campo las aspas, generador, rectificador, líneas y la carga de prueba.

La validación se realiza comparando las curvas obtenidas con aquellas dadas por el Modelo Matemático. Las curvas se comparan en un marco de referencia al nivel del mar y con datos obtenidos en operación normal con promedios de 1 minuto.

Aunque los resultados obtenidos están limitados por el periodo de pruebas los datos fueron procesados como se explica al inicio del capítulo y se presentan a continuación. En la figura 4.10 y 4.11 se comparan los resultados de las mediciones con los del Modelo BEM, en esta parte los resultados que da el Modelo fueron los correspondientes al modelo aerodinámico y electromecánico sin incluir el controlador electrónico y baterías. Los resultados se obtuvieron probando diferentes cargas con las que el algoritmo que resuelve el Modelo BEM calculó la potencia aerodinámica y la potencia eléctrica en baterías. Con la potencia en baterías y la frecuencia del rotor se calculó el coeficiente de potencia desarrollado para la velocidad de viento específica. Con el Modelo también se puede calcular la potencia en corriente alterna (Potencia en CA) aquella que no incluye las pérdidas en rectificador y línea.

La figura 4.10 muestra las curvas medidas y las del modelo, los datos que representan estas curvas se dan en las tablas del Anexo B. En esta figura podemos notar que hay una diferencia entre los resultados de la teoría y los experimentales, notando que el modelo sobrestima el desempeño de la turbina de viento. Este resultado también fue notorio en el capítulo anterior, concluyendo que tanto el fabricante como el modelo sobreestiman el desempeño de la turbina, sin embargo para verificar y concluir en forma definitiva se deben llevar a cabo pruebas con periodos de medición más largos. La figura 4.11 muestra los mismos resultados pero incluyendo las pérdidas en cables, pérdidas que pueden reducir la eficiencia hasta en un 8%.

Las figuras 4.12 y 4.13 muestran el coeficiente de potencia con respecto a la velocidad de viento, en estas curvas se ve más amplificada la diferencia entre los resultados del modelo y los experimentales. Una de las razones de estas diferencias es que el modelo no toma en cuenta que la turbina no puede arrancar hasta que se presente un patrón de vientos constante que logre vencer el torque del rotor propio y el provocado por la carga conectada en las terminales. En la tabla 7 del Anexo B podemos notar esta característica del modelo, para una carga grande y velocidades de viento menores a 6m/s el modelo predice cierta potencia, la cuál según las mediciones es incorrecta porque para velocidades de viento menores a 6m/s y cargas grandes no se puede tener mediciones de potencia porque el viento no puede vencer el torque que opone el rotor. Entonces vemos dos errores en el Modelo, el primero es que predice potencia para velocidades de viento bajas y cargas grandes cuando la potencia disponible ni siquiera es suficiente para arrancar el rotor y el segundo que sobreestima la potencia generada debida tal vez a un

error en la parte del modelo que estima la conversión de potencia mecánica a eléctrica. Otra hipótesis es que las condiciones de viento son tan variantes que la turbina rara vez alcanza un estado estable.

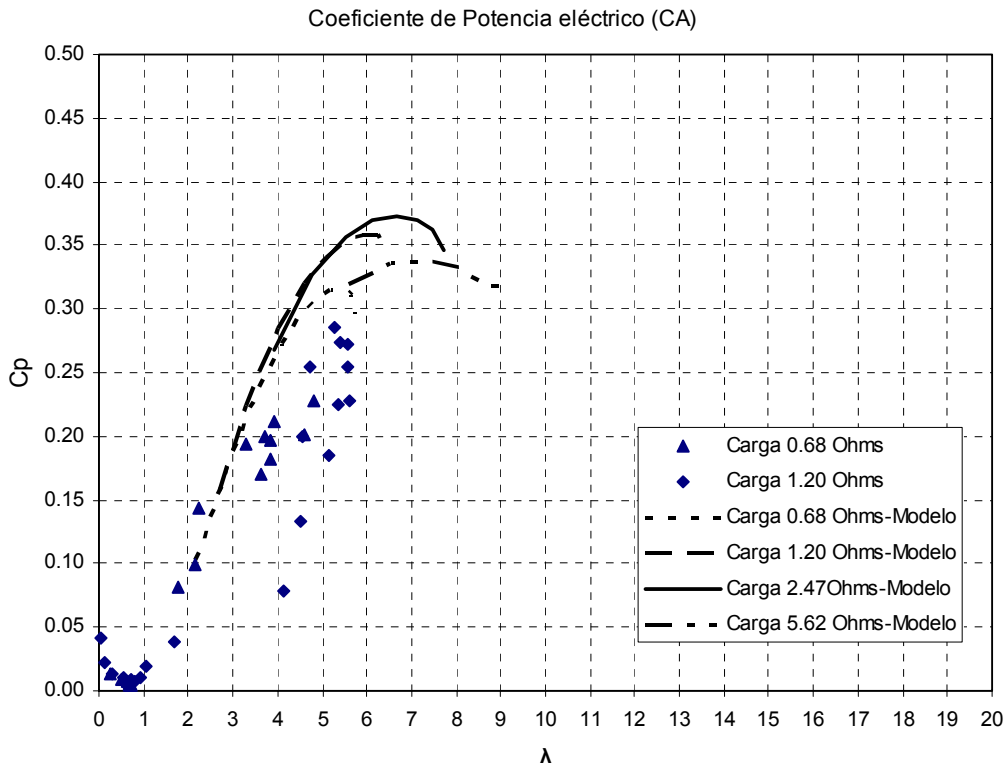


Figura 4.10 Coeficiente de Potencia eléctrico en CA – medido- modelo-

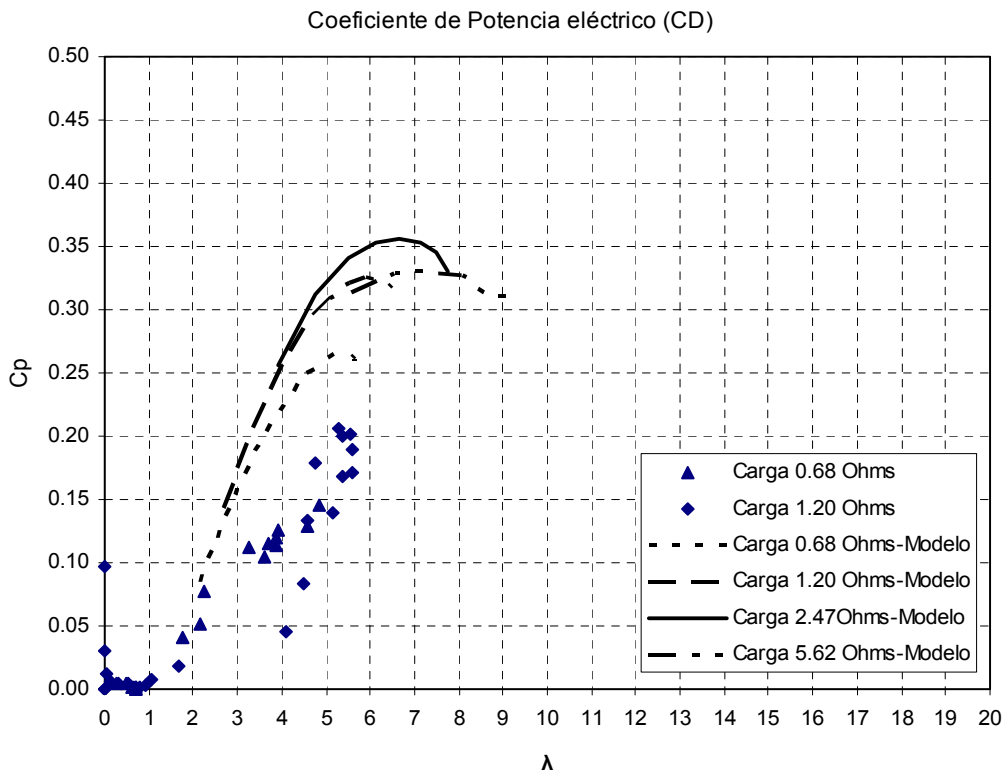


Figura 4.11 Coeficiente de Potencia eléctrico en CD – medido- modelo-

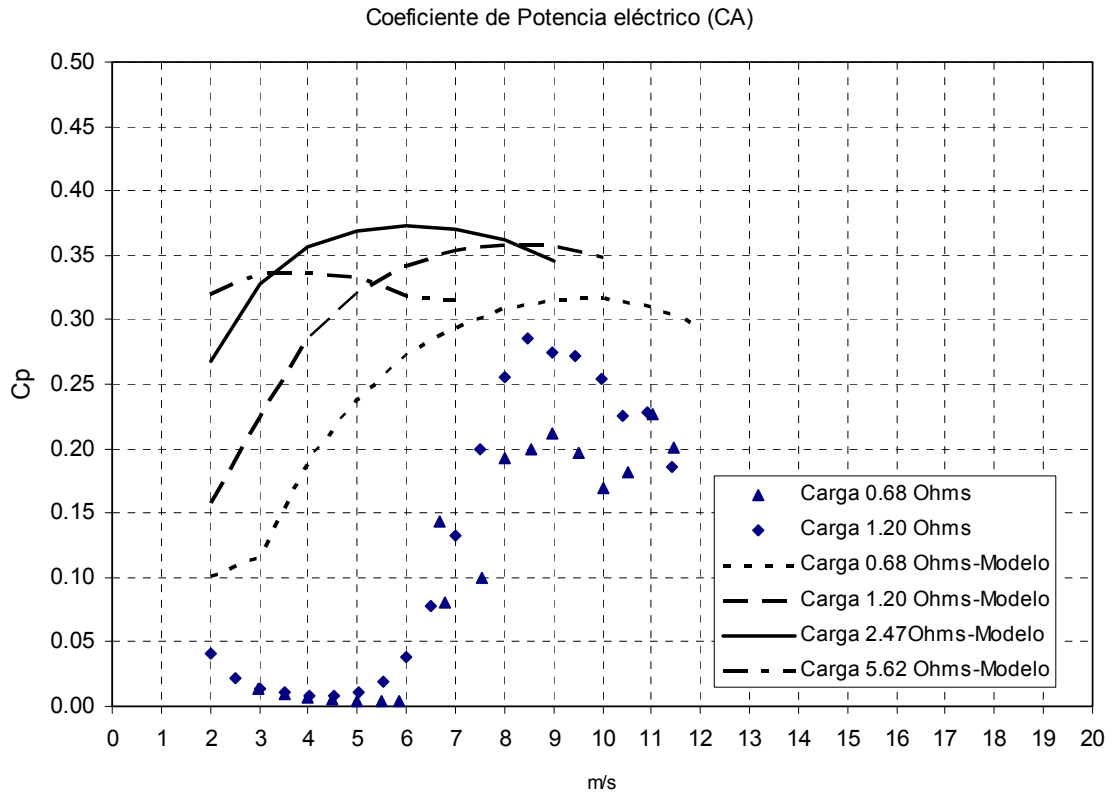


Figura 4.12 Coeficiente de potencia vs velocidad de viento

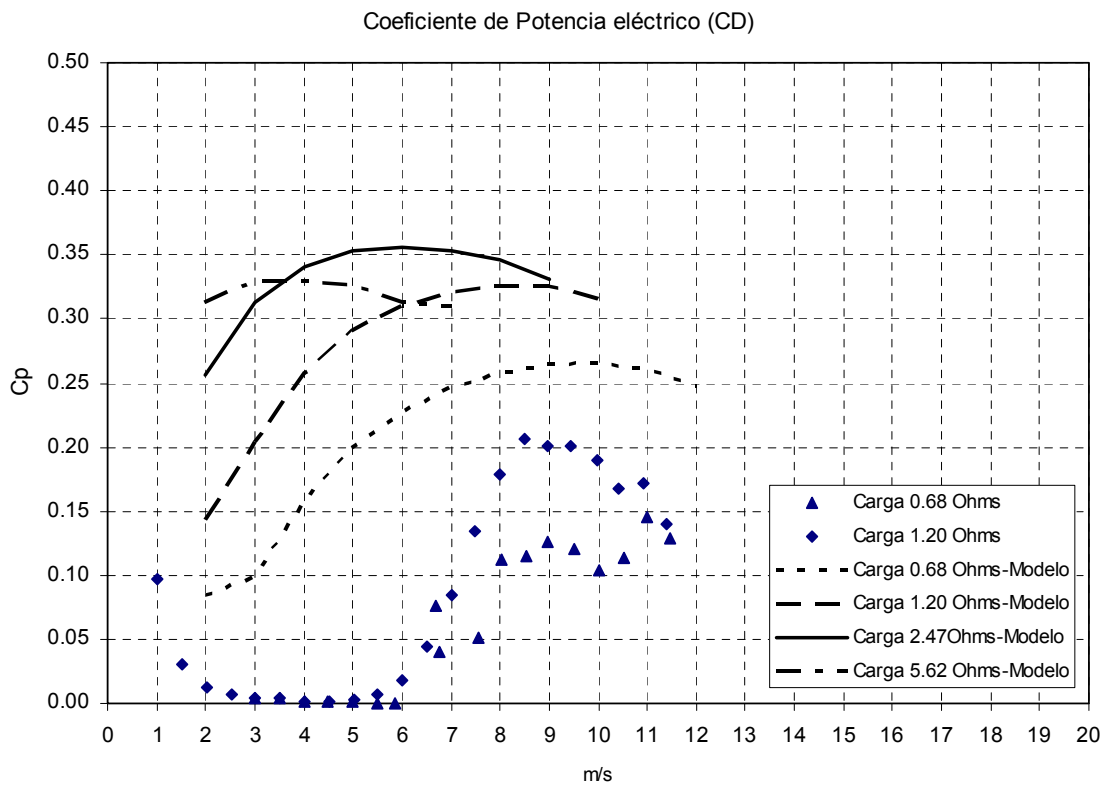


Figura 4.13 Coeficiente de potencia vs velocidad de viento

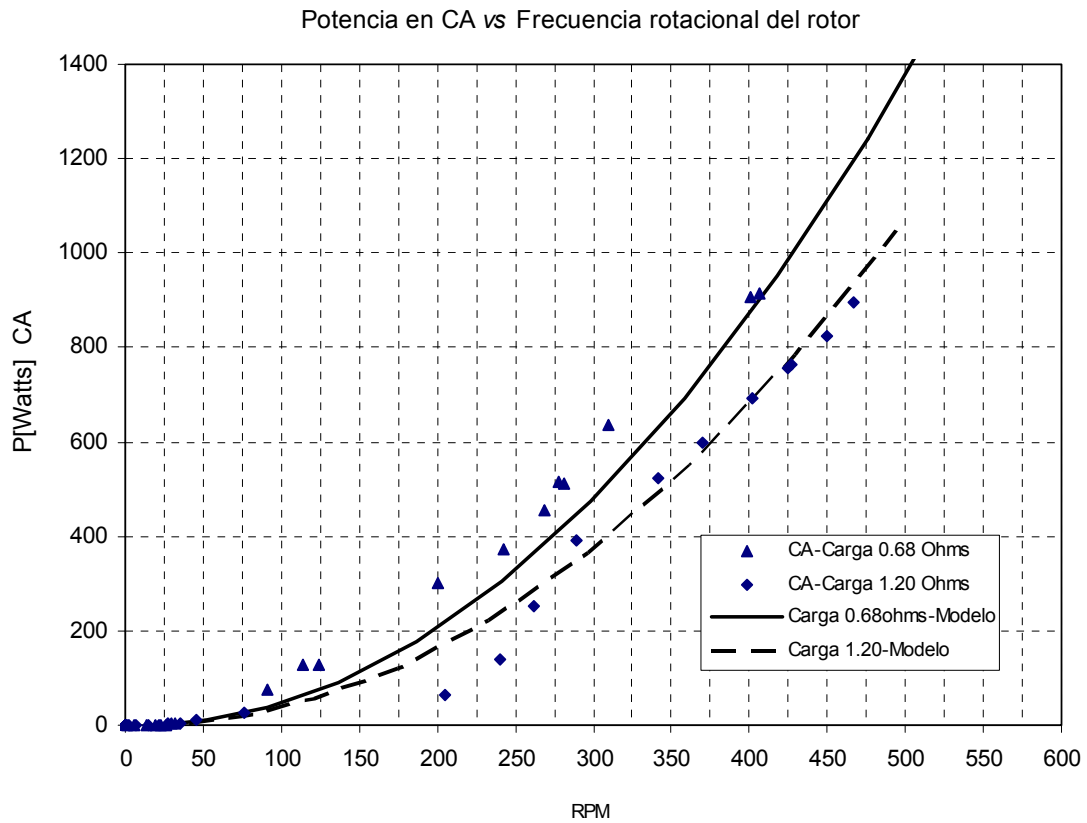


Figura 4.14. Comparación frecuencia rotacional vs Potencia Modelo -Medido

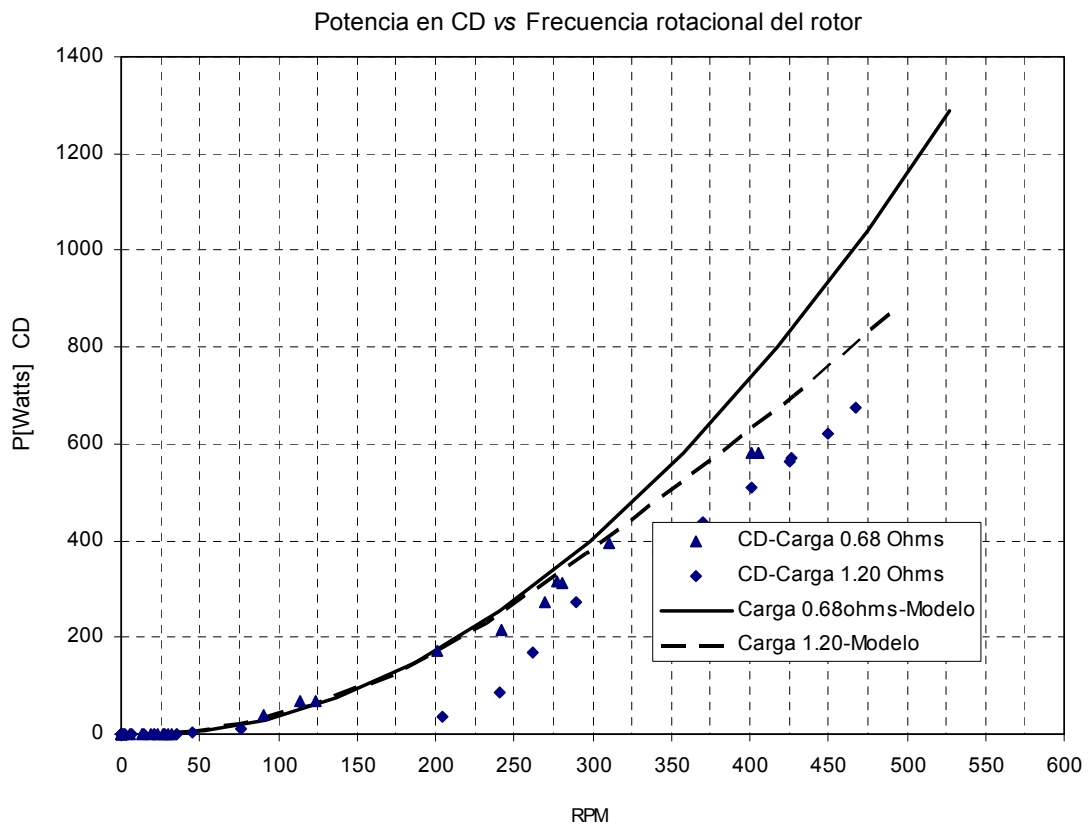


Figura 4.15. Comparación frecuencia rotacional vs Potencia Modelo -Medido



Para finalizar se presenta la gráfica de la potencia desarrollada dada una frecuencia rotacional del rotor, la figura 4.14 y 4.15 muestra estas gráficas. En las figuras anteriores se graficó de forma ilustrativa los datos modelados para las cargas de 2.47 y 5.62  $\Omega$  aún cuando no se obtuvieron mediciones para estas cargas. En la última figura sólo se comparan las cargas de 0.68 y 1.20  $\Omega$ , se ve que el modelo sobreestima el desempeño de la turbina, siendo que para una misma velocidad rotacional en revoluciones por minuto la medición de potencia es mayor que la predicha por el modelo. Para corroborar esto podemos consultar la tabla 7 del Anexo B, buscamos una frecuencia de 136 RPM correspondiente a una velocidad de viento de 5m/s, ahora vamos a la tabla 1 del mismo anexo y buscamos una frecuencia cercana a los 136RPM, encontrando que ésta se presenta para una velocidad de viento 7.56 m/s y una potencia en CA mayor. Recuérdese que la medición de frecuencia se multiplica por 10 para obtener las revoluciones por minuto. En el Anexo B se incluyen los datos de incertidumbre en las mediciones de potencia.

## CONCLUSIONES

En la presente tesis se evalúa experimentalmente el desempeño de potencia de la turbina de viento Bergey XL.1. La tesis se realiza como parte del proyecto “Desarrollo de pequeñas turbinas para aplicaciones rurales” del grupo de energía eólica del Tecnológico de Monterrey. La tesis antecesora “Modelo aerodinámico y electromecánico con caracterización experimental para la predicción de la curva de potencia del aerogenerador Bergey BWC XL1” fue el primer trabajo dentro del grupo que se enfocó en tecnologías de pequeñas turbinas y sirvió para obtener las primeras experiencias. La evaluación experimental y el Modelo Matemático fueron de una turbina comercial, sin embargo los desarrollos y resultados ayudaron a la adquisición de conocimiento y experiencia para el diseño de nuevas turbinas de viento.

La evaluación del desempeño de potencia de la turbina de viento Bergey XL.1 requirió de la instalación de un Módulo de pruebas con la instrumentación e infraestructura necesaria para que las pruebas fueran de calidad y cumplieran con los estándares internacionales. Las pruebas que se realizaron en esta Tesis fueron en el Módulo ubicado anteriormente en el Campo Agrícola Experimental del Tecnológico de Monterrey en Apodaca, Nuevo León que por causas ajenas al proyecto fue reinstalado en el Campo Agrícola Experimental situado en Hualahuises, Nuevo León, sitio que promete vientos más altos y constantes. El Módulo de pruebas para pequeñas turbinas ofrece herramientas para probar el desempeño y operación de las turbinas de viento diseñadas, retroalimentando así el proceso de diseño y desarrollo.

Las pruebas duraron 12 semanas y se realizaron en dos partes, la primer parte fue para la evaluación del sistema eoloelectrico y la segunda para la evaluación del desempeño aerodinámico global de la turbina.

Para las pruebas del desempeño de potencia del sistema eoloelectrico se tienen las siguientes conclusiones:

- La evaluación del desempeño de potencia se realizó sin un conocimiento de la distribución de viento en el sitio lo que contribuyó a que la carga conectada al inversor no fuera la adecuada para mantener en condiciones de media carga las baterías. Lo anterior dio lugar a que se obtuvieran muchos datos de potencia bajos aún para vientos altos causado por el controlador electrónico de carga que para evitar la sobrecarga de las baterías dejaba operar libremente la turbina de viento. Para corregir esto en las próximas mediciones se recomienda sobreestimar la carga que va conectada al inversor y ajustar en el inversor el control contra sobre descarga ODP (Over Discharge Protection) que apaga la carga en el inversor dado un nivel de voltaje en las baterías configurado por el usuario.
- Las mediciones de potencia para vientos altos fueron escasas, sin embargo la Curva de Potencia obtenida fue representativa del desempeño de potencia para vientos hasta 11m/s. Cuando se comparó esta curva con la que da el fabricante resultó que la del fabricante parece estar sobreestimada, sin embargo no se puede confirmar esto porque las

condiciones de pruebas no fueron idénticas, ya que el desempeño de potencia depende del estado de carga de las baterías y las pérdidas en cables.

- Parte de los objetivos fue validar la Curva de Potencia que se predijo con el Modelo Matemático BEM, los resultados mostraron discrepancias entre las Curvas de Potencia en Corriente Directa, sin embargo es muy notorio que el Modelo describe muy bien el desempeño de la turbina y que las discrepancias tal vez se deban al estado de carga de las baterías y a las pérdidas extras en líneas cuando se realizaron las mediciones. Además que el Modelo electromecánico pueda tener ligeros errores que sumados con la incertidumbre en las mediciones amplifiquen la diferencia entre las curvas. Lo anterior se justifica observando la figura 3.26, donde se ve para velocidades rotacionales menores que 350RPM la curva del Modelo esta muy cerca de la curva medida en corriente directa,

Para la evaluación del desempeño aerodinámico global se tienen las siguientes conclusiones.

- Aunque las mediciones del Coeficiente de Potencia son muy dispersas porque el periodo de medición fue muy corto, en las figuras 4.10 y 4.11 se puede apreciar que los puntos son muy cercanos a las curvas que predice el Modelo Matemático. También en estas gráficas se exhibe la sensibilidad que tiene el coeficiente de potencia con el cambio en la velocidad típica. Para completar la evaluación se recomienda terminar las pruebas con las cargas resistivas faltantes y realizar los cambios necesarios en el Modelo electromecánico porque se nota que sobreestima ligeramente el desempeño de potencia.
- Cuando se grafica el Coeficiente de Potencia contra la velocidad de viento se ve que las mediciones describen una curva que alcanza un máximo cerca de una velocidad de viento de 8m/s quedando cerca de la misma velocidad que para la curva predicha para las cargas respectivas por el Modelo Matemático, lo que indica que el Modelo predice en forma correcta ciertos parámetros, pero que tal vez se necesita la refinación en los cálculos de potencia del Modelo electromecánico.
- Otro aspecto importante que se observó con las mediciones fue que la velocidad rotacional se predice muy bien con el Modelo BEM, sin embargo como en los casos anteriores se exhibe que la potencia se sobreestima causando discrepancia entre las curvas.

Finalmente, la realización de esta Tesis brindó las herramientas necesarias para las pruebas en campo de pequeñas turbinas. La primera retroalimentación entre las mediciones y la teoría brindaron experiencias y recomendaciones que seguramente serán de gran ayuda para la siguientes pruebas en campo y la refinación del Modelo BEM.

## **Trabajo Futuro**

El objetivo de la Tesis se cumplió en tiempo y forma, generando una serie de experiencias y recomendaciones que pueden ser valiosas para las pruebas en campo de nuevas turbinas de viento.

- En las próximas mediciones se recomienda sobreestimar la carga que va conectada al inversor y ajustar en el inversor el control contra sobre descarga ODP (Over Discharge Protection) que apaga la carga en el inversor dado un nivel de voltaje configurado por el usuario en las baterías
- Tomando como referencia el Módulo de Pruebas, se puede diseñar un Módulo de pruebas rápidas y controladas que ayude a predecir en primera instancia el comportamiento y desempeño de la turbina de viento en prueba. Esto servirá para retroalimentar en periodos más cortos de tiempo el proceso de diseño de nuevas turbinas. Lo anterior porque el tiempo de prueba en el Modulo desarrollado en esta Tesis puede ser largo dependiendo de las condiciones de viento del mes.
- Cuando se diseñe una nueva turbina de viento debe ser pensada como un sistema completo, desde los cables y conexiones hasta el sitio promedio donde estará instalada.

## REFERENCIAS

1. Borja Marco y González Raúl. Investigación y Desarrollo Tecnológico en el tema de la generación eoloelectrica. Boletín del IEE. Julio-Agosto del 2000. Instituto de Investigaciones Eléctricas. México
2. [www.conae.gob.mx](http://www.conae.gob.mx) . Página visitada el 27 de Julio de 2005.
3. Gipe Paul. Wind energy basics A Guide to small and micro Wind Systems. Primera edición. Estados Unidos de America. 1999. Ed. Chelsea green.
4. [www.potenciaindustrial.com](http://www.potenciaindustrial.com). Página visitada el 28 de Julio de 2005.
5. Clausen, P. D. and Wood, D. H. (2000). Recent Advances in Small Wind Turbine Technology, Wind Engineering, vol. 24, pp. 189–201
6. Burton Tony, Sharpe David, Jenkins Nick y Bossanyi Ervin. Wind Energy Handbook. England: Ed. Wiley
7. Martínez Jaime. Modelo aerodinámico y electromecánico con caracterización experimental para la predicción de la curva de potencia del aerogenerador Bergey BWC xl1. Tesis de Maestría 2004. ITESM, Campus Monterrey. México.
8. M. De Broe, S. Drouillet y V. Gevorgian. A peak power tracker for small wind turbines in battery charging applications. IEEE 1999. NREL, NWTC, Golden, CO. USA.
9. Gipe Paul. Wind Power Renewable Energy for Home, Farm and Business. Segunda edición. Estados Unidos de Norteamerica 2004. Ed. Chelsea green.
10. <http://earth.google.com/>. Página visitada el 20 de Septiembre de 2005.
11. [www.windpower.org](http://www.windpower.org), Página visitada el 12 de Agosto de 2004. Asociación Danesa de la industria eólica.
12. International Standard. IEC 61400-12 Wind Power Performance Testing. International Electrotechnical Comission. Primera Edición, Suiza 1998.
13. [www.ohiosemi.com](http://www.ohiosemi.com). Página visitada el 27 de Mayo del 2004.
14. [www.nrgsystems.com](http://www.nrgsystems.com). Página visitada el 30 de Julio de 2005.
15. [www.secondwind.com](http://www.secondwind.com). Página visitada el 30 de Julio de 2005.
16. [www.bergey.com](http://www.bergey.com). Página visitada el 30 de Julio de 2005.
17. [http://www.irecusa.org/articles/static/1/binaries/Bergey\\_May15\\_05.pdf](http://www.irecusa.org/articles/static/1/binaries/Bergey_May15_05.pdf). Presentación “Certification of small wind turbines” llevada a cabo en Mayo del 2005. Página consultada el 30 de Octubre del 2005.
18. [www.bergey.com/](http://www.bergey.com/) . XL.1 Wind Turbine Owners Manual. El manual se puede encontrar en la sección de Technical stuff.
19. <http://www.trojan-battery.com/Products/RenewableEnergy.aspx>. Página visitada el 12 de Octubre de 2004.
20. <http://www.xantrex.com/web/id/57/p/1/pt/18/product.asp>. Página visitada el 13 de Octubre de 2004.

21. [www.bergey.com](http://www.bergey.com). WindCad Performance Model. 1 kW XL.1 (Battery Charging).  
Página visitada el 12 de Noviembre de 2005.

## ANEXO A

### TABLAS

#### Desempeño de potencia con datos de 10 minutos

a) Tablas con referencia a una densidad de aire de  $1.120\text{kg/m}^3$

*Tabla 1. Desempeño de Potencia en CA y CD*

Curva de Potencia a la densidad de aire de $1.120\text{kg/m}^3$					10 minutos
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada W	Potencia CD normalizada W	Número de datos de 10 minutos CA	Número de datos de 10 minutos CD
0	0.00	0.00	0.00	0	0
1	1.01	1.36	0.18	219	142
2	1.51	1.36	0.06	259	157
3	2.01	1.85	0.10	345	205
4	2.51	3.61	0.23	430	254
5	3.01	11.23	1.73	539	300
6	3.51	25.01	4.89	721	360
7	4.00	43.40	13.67	730	424
8	4.49	69.41	31.35	797	487
9	5.00	101.71	55.78	680	462
10	5.49	140.05	85.86	602	424
11	6.00	185.07	120.62	485	342
12	6.47	234.79	159.57	296	196
13	6.98	291.81	199.70	162	107
14	7.50	363.47	250.78	96	68
15	7.92	398.90	269.71	54	35
16	8.44	470.31	307.23	28	13
17	8.98	535.24	373.58	21	12
18	9.55	641.10	401.50	4	2
19	10.03	704.47	SD	4	0
20	10.48	742.66	509.00	5	1
21	10.90	810.80	SD	2	0
22	11.70	898.80	SD	1	0
23	SD	SD	SD	0	0
24	SD	SD	SD	0	0
25	SD	SD	SD	0	0
26	SD	SD	SD	0	0
27	SD	SD	SD	0	0

*Tabla 2. Coeficiente de Potencia eléctrico en CA y en CD*

Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada W	Potencia CD normalizada W	C <sub>p</sub> CA	C <sub>p</sub> CD	$\lambda$
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.01	1.36	0.18	0.44	0.00	0.00
1.51	1.36	0.06	0.13	0.01	0.58
2.01	1.85	0.10	0.08	0.00	1.71
2.51	3.61	0.23	0.08	0.00	3.03
3.01	11.23	1.73	0.14	0.02	4.16
3.51	25.01	4.89	0.19	0.04	4.92
4.00	43.40	13.67	0.23	0.07	5.24
4.49	69.41	31.35	0.26	0.12	5.36
5.00	101.71	55.78	0.27	0.15	5.43
5.49	140.05	85.86	0.28	0.17	5.50
6.00	185.07	120.62	0.29	0.19	5.55
6.47	234.79	159.57	0.29	0.20	5.65
6.98	291.81	199.70	0.29	0.20	5.75
7.50	363.47	250.78	0.29	0.20	5.84
7.92	398.90	269.71	0.27	0.18	5.82
8.44	470.31	307.23	0.26	0.17	5.75
8.98	535.24	373.58	0.25	0.17	5.70
9.55	641.10	401.50	0.25	0.16	5.73
10.03	704.47	SD	0.23	SD	5.32
10.48	742.66	509.00	0.22	0.14	5.45
10.90	810.80	SD	0.21	SD	5.20
11.70	898.80	SD	0.19	SD	5.13
SD	SD	SD	SD	SD	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD



Tabla 3. Incertidumbre en las mediciones de Potencia en CA

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.120kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinada
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada m/s	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>c,i</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.01	1.36	0.02	9.09	9.09
2	1.51	1.36	0.02	9.09	9.09
3	2.01	1.85	0.03	9.09	9.09
4	2.51	3.61	0.05	9.09	9.09
5	3.01	11.23	0.14	9.11	9.11
6	3.51	25.01	0.28	9.13	9.13
7	4.00	43.40	0.47	9.16	9.17
8	4.49	69.41	0.74	9.22	9.25
9	5.00	101.71	1.08	9.28	9.34
10	5.49	140.05	1.49	9.39	9.50
11	6.00	185.07	1.99	9.49	9.70
12	6.47	234.79	2.54	9.67	9.99
13	6.98	291.81	3.18	9.80	10.31
14	7.50	363.47	3.98	10.08	10.84
15	7.92	398.90	4.42	9.98	10.92
16	8.44	470.31	5.18	10.38	11.60
17	8.98	535.24	5.91	10.45	12.01
18	9.55	641.10	7.02	11.13	13.15
19	10.03	704.47	7.75	11.18	13.60
20	10.48	742.66	8.13	10.88	13.58
21	10.90	810.80	8.87	12.14	15.03
22	11.70	898.80	9.83	11.12	14.84
23	SD	SD	SD	SD	SD
24	SD	SD	SD	SD	SD
25	SD	SD	SD	SD	SD
26	SD	SD	SD	SD	SD

Tabla 4. Incertidumbre en las mediciones de Potencia en CD

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.120kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbres Combinadas
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CD Normalizada W	Incertidumbre Estándar S <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>c,i</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.27	3.27
1	1.01	0.18	0.02	10.60	10.60
2	1.51	0.06	0.01	10.60	10.60
3	2.01	0.10	0.00	10.60	10.60
4	2.51	0.23	0.01	10.60	10.60
5	3.01	1.73	0.04	10.60	10.60
6	3.51	4.89	0.08	10.60	10.60
7	4.00	13.67	0.17	10.62	10.63
8	4.49	31.35	0.36	10.67	10.67
9	5.00	55.78	0.61	10.71	10.73
10	5.49	85.86	0.94	10.78	10.83
11	6.00	120.62	1.31	10.85	10.93
12	6.47	159.57	1.74	10.97	11.10
13	6.98	199.70	2.20	11.01	11.23
14	7.50	250.78	2.76	11.18	11.51
15	7.92	269.71	3.02	11.00	11.41
16	8.44	307.23	3.43	11.17	11.69
17	8.98	373.58	4.14	11.63	12.35
18	9.55	401.50	4.40	11.16	11.99
19	10.03	SD	SD	SD	SD
20	10.48	509.00	5.57	SD	SD
21	10.90	SD	SD	SD	SD
22	11.70	SD	SD	SD	SD
23	SD	SD	SD	SD	SD
24	SD	SD	SD	SD	SD
25	SD	SD	SD	SD	SD
26	SD	SD	SD	SD	SD

b) Tablas con referencia a una densidad de aire de  $1.225\text{kg/m}^3$

*Tabla 5. Desempeño de Potencia en CA y CD*

Nivel del Mar				10 minutos	
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia AC Normalizada W	Potencia DC normalizada W	Número de datos de 10 minutos AC	Número de datos de 10 minutos DC
0	0.00	0.00	0.00	0	0
1	1.01	1.35	0.09	221	138
2	1.51	1.36	0.06	278	173
3	2.01	1.97	0.10	363	220
4	2.51	4.41	0.41	457	265
5	3.01	13.19	2.36	584	330
6	3.51	28.55	6.84	765	404
7	4.00	49.23	18.28	779	445
8	4.49	77.93	38.99	789	512
9	4.99	112.87	65.98	685	455
10	5.49	155.89	98.91	594	425
11	5.98	204.86	137.53	435	289
12	6.48	256.93	179.28	231	155
13	6.98	326.09	230.21	127	73
14	7.50	385.43	258.66	85	59
15	7.98	446.08	309.50	31	20
16	8.53	520.41	348.21	28	14
17	8.88	592.65	386.00	4	2
18	9.50	627.45	SD	4	0
19	10.08	764.47	SD	4	0
20	10.45	750.38	509.00	4	1
21	10.90	805.00	SD	1	0
22	11.40	898.80	SD	1	0
23	SD	SD	SD	0	0
24	SD	SD	SD	0	0

Tabla 6. Coeficiente de Potencia eléctrico en CA y en CD

Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia AC Normalizada W	Potencia DC normalizada W	C <sub>p</sub> AC	C <sub>p</sub> CD	$\lambda$
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.01	1.35	0.09	0.00	0.00	0.00
1.51	1.36	0.06	0.13	0.01	0.58
2.01	1.97	0.10	0.08	0.00	1.70
2.51	4.41	0.41	0.09	0.01	3.03
3.01	13.19	2.36	0.16	0.03	4.16
3.51	28.55	6.84	0.22	0.05	4.91
4.00	49.23	18.28	0.25	0.09	5.22
4.49	77.93	38.99	0.28	0.14	5.35
5.00	112.87	65.98	0.30	0.18	5.43
5.49	155.89	98.91	0.31	0.20	5.50
6.00	204.86	137.53	0.32	0.21	5.56
6.47	256.93	179.28	0.31	0.22	5.63
6.98	326.09	230.21	0.32	0.22	5.74
7.50	385.43	258.66	0.31	0.21	5.85
7.92	446.08	309.50	0.30	0.20	5.80
8.44	520.41	348.21	0.27	0.18	5.66
8.98	592.65	386.00	0.28	0.18	5.72
9.55	627.45	SD	SD	SD	SD
10.03	764.47	SD	SD	SD	SD
10.48	750.38	509.00	5.50	0.15	5.47
10.90	805.00	SD	SD	SD	SD
11.70	898.80	SD	SD	SD	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD

Tabla 7. Incertidumbre en las mediciones de Potencia en CA

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.225kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinada
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada W	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>c,i</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.01	1.35	0.02	9.09	9.09
2	1.51	1.36	0.02	9.09	9.09
3	2.01	1.97	0.03	9.09	9.09
4	2.51	4.41	0.07	9.09	9.09
5	3.01	13.19	0.17	9.11	9.11
6	3.51	28.55	0.32	9.13	9.14
7	4.00	49.23	0.53	9.17	9.19
8	4.49	77.93	0.83	9.24	9.27
9	4.99	112.87	1.20	9.30	9.38
10	5.49	155.89	1.66	9.41	9.56
11	5.98	204.86	2.20	9.55	9.80
12	6.48	256.93	2.79	9.66	10.06
13	6.98	326.09	3.57	9.98	10.60
14	7.50	385.43	4.23	9.95	10.81
15	7.98	446.08	4.97	10.26	11.40
16	8.53	520.41	5.75	10.40	11.88
17	8.88	592.65	6.50	11.90	13.57
18	9.50	627.45	6.88	10.08	12.20
19	10.08	764.47	8.36	11.90	14.54
20	10.45	750.38	8.22	9.31	12.42
21	10.90	805.00	8.80	11.53	14.51
22	11.40	898.80	9.83	12.43	15.84
23	SD	SD	SD	SD	SD
24	SD	SD	SD	SD	SD

Tabla 8. Incertidumbre en las mediciones de Potencia en CD

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.225kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinadas
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CD Normalizada W	Incertidumbre Estándar S <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>c,i</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.27	3.27
1	1.01	0.09	0.01	10.60	10.60
2	1.51	0.06	0.01	10.60	10.60
3	2.01	0.10	0.00	10.60	10.60
4	2.51	0.41	0.01	10.60	10.60
5	3.01	2.36	0.05	10.60	10.60
6	3.51	6.84	0.10	10.61	10.61
7	4.00	18.28	0.22	10.63	10.63
8	4.49	38.99	0.44	10.68	10.69
9	4.99	65.98	0.73	10.73	10.75
10	5.49	98.91	1.07	10.80	10.85
11	5.98	137.53	1.50	10.89	10.99
12	6.48	179.28	1.96	10.97	11.14
13	6.98	230.21	2.53	11.14	11.42
14	7.50	258.66	2.87	10.95	11.32
15	7.98	309.50	3.48	11.37	11.89
16	8.53	348.21	3.90	11.18	11.84
17	8.88	386.00	4.22	11.93	12.65
18	9.50	SD	SD	SD	SD
19	10.08	SD	SD	SD	SD
20	10.45	509.00	5.57	SD	SD
21	10.90	SD	SD	SD	SD
22	11.40	SD	SD	SD	SD
23	SD	SD	SD	SD	SD
24	SD	SD	SD	SD	SD

## Desempeño de potencia con datos de 1 minuto

a) Tablas con referencia a una densidad de aire de  $1.120\text{kg/m}^3$

*Tabla 9. Desempeño de Potencia en Corriente Alterna y Corriente Directa*

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire $1.120\text{kg/m}^3$					
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada W	Potencia CD normalizada W	Número de datos de 1 minuto CA	Número de datos de 1 minuto CD
0	0.00	0.00	0.00	0	0
1	1.02	1.08	0.05	699	699
2	1.52	1.08	0.01	1306	1306
3	2.02	1.37	0.04	1862	1862
4	2.51	3.03	0.08	2568	2568
5	3.02	8.72	0.38	3090	3090
6	3.51	20.50	1.94	3633	3633
7	4.00	38.88	9.47	4152	4152
8	4.51	64.57	26.95	3768	3768
9	5.00	94.41	49.71	3951	3951
10	5.50	131.08	78.09	3491	3491
11	5.99	174.52	112.01	2778	2778
12	6.49	229.67	155.34	1968	1968
13	6.98	288.26	202.04	1310	1310
14	7.48	352.92	254.74	823	823
15	7.97	425.26	314.22	459	459
16	8.48	491.14	360.56	211	211
17	8.95	560.04	412.92	129	129
18	9.48	664.57	456.80	56	56
19	9.97	722.44	502.68	27	25
20	10.51	808.00	590.60	6	5
21	10.92	888.33	648.00	3	3
22	11.48	936.00	733.00	2	1
23	12.09	1154.33	768.00	3	2
24	SD	SD	SD	0	0
25	SD	SD	SD	0	0
26	13.38	1186.00	867.00	1	1
27	13.87	1090.50	915.00	2	1
28	SD	SD	SD	0	0
29	SD	SD	SD	0	0

Tabla 10. Coeficiente de Potencia en Corriente Alterna y Corriente Directa

Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada W	Potencia CD normalizada W	C <sub>p</sub> CA	C <sub>p</sub> CD	λ
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.02	1.08	0.05	0.34	0.00	0.00
1.52	1.08	0.01	0.10	0.00	0.58
2.02	1.37	0.04	0.06	0.00	1.70
2.51	3.03	0.08	0.06	0.00	3.02
3.02	8.72	0.38	0.11	0.00	4.15
3.51	20.50	1.94	0.16	0.01	4.92
4.00	38.88	9.47	0.20	0.05	5.23
4.51	64.57	26.95	0.24	0.10	5.35
5.00	94.41	49.71	0.25	0.13	5.43
5.50	131.08	78.09	0.26	0.16	5.50
5.99	174.52	112.01	0.27	0.17	5.56
6.49	229.67	155.34	0.28	0.19	5.63
6.98	288.26	202.04	0.28	0.20	5.75
7.48	352.92	254.74	0.28	0.20	5.85
7.97	425.26	314.22	0.28	0.21	5.78
8.48	491.14	360.56	0.27	0.20	5.73
8.95	560.04	412.92	0.26	0.19	5.72
9.48	664.57	456.80	0.26	0.18	5.77
9.97	722.44	502.68	0.24	0.17	5.35
10.51	808.00	590.60	0.23	0.17	5.43
10.92	888.33	648.00	0.23	0.17	5.19
11.48	936.00	733.00	0.21	0.16	5.23
12.09	1154.33	768.00	0.22	0.15	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD
13.38	1186.00	867.00	0.17	0.00	0.00
13.87	1090.50	915.00	0.14	0.00	0.00



Tabla 11. Incertidumbre en las mediciones de Potencia en Corriente Alterna

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.120kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinada
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CA Normalizada W	Incertidumbre Estándar s <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>c,i</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.02	1.08	0.01	9.09	9.09
2	1.52	1.08	0.01	9.09	9.09
3	2.02	1.37	0.01	9.09	9.09
4	2.51	3.03	0.02	9.09	9.09
5	3.02	8.72	0.05	9.10	9.10
6	3.51	20.50	0.10	9.12	9.13
7	4.00	38.88	0.18	9.16	9.16
8	4.51	64.57	0.30	9.21	9.22
9	5.00	94.41	0.43	9.27	9.28
10	5.50	131.08	0.60	9.37	9.39
11	5.99	174.52	0.80	9.49	9.53
12	6.49	229.67	1.05	9.66	9.72
13	6.98	288.26	1.33	9.85	9.94
14	7.48	352.92	1.63	10.06	10.19
15	7.97	425.26	1.97	10.35	10.54
16	8.48	491.14	2.29	10.38	10.63
17	8.95	560.04	2.62	10.77	11.09
18	9.48	664.57	3.11	11.38	11.79
19	9.97	722.44	3.40	11.03	11.54
20	10.51	808.00	3.77	11.55	12.14
21	10.92	888.33	4.20	12.69	13.36
22	11.48	936.00	4.37	11.29	12.11
23	12.09	1154.33	5.40	14.35	15.33
24	SD	SD	SD	SD	SD
25	SD	SD	SD	SD	SD
26	13.38	1186.00	5.50	SD	SD
27	13.87	1090.50	5.12	6.04	7.92
28	SD	SD	SD	SD	SD
29	SD	SD	SD	SD	SD

Tabla 12. Incertidumbre en las mediciones de Potencia en Corriente Directa

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.120kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbres Combinadas
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CD Normalizada W	Incertidumbre Estándar S <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>ii</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>ci</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.27	3.27
1	1.02	0.05	0.00	10.60	10.60
2	1.52	0.01	0.00	10.60	10.60
3	2.02	0.04	0.00	10.60	10.60
4	2.51	0.08	0.00	10.60	10.60
5	3.02	0.38	0.01	10.60	10.60
6	3.51	1.94	0.02	10.60	10.60
7	4.00	9.47	0.06	10.62	10.62
8	4.51	26.95	0.13	10.66	10.66
9	5.00	49.71	0.23	10.71	10.71
10	5.50	78.09	0.36	10.77	10.78
11	5.99	112.01	0.51	10.85	10.87
12	6.49	155.34	0.71	10.96	10.99
13	6.98	202.04	0.93	11.09	11.13
14	7.48	254.74	1.18	11.24	11.31
15	7.97	314.22	1.46	11.45	11.54
16	8.48	360.56	1.69	11.35	11.48
17	8.95	412.92	1.94	11.65	11.82
18	9.48	456.80	2.18	11.51	11.72
19	9.97	502.68	2.37	11.58	12.02
20	10.51	590.60	2.76	12.47	12.78
21	10.92	648.00	3.06	12.82	13.18
22	11.48	733.00	3.40	12.82	13.18
23	12.09	768.00	3.56	11.92	12.45
24	SD	SD	SD	SD	SD
25	SD	SD	SD	SD	SD
26	13.38	867.00	4.02	SD	SD
27	13.87	915.00	4.24	13.20	13.87
28	SD	SD	SD	SD	SD
29	SD	SD	SD	SD	SD

- b) Tablas con referencia a una densidad de aire de 1.225kg/m<sup>3</sup>

Tabla 13. Desempeño de Potencia en CA y CD

Nivel del Mar					
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia AC Normalizada W	Potencia DC normalizada W	Número de datos de 1 minutos AC W	Número de datos de 1 minuto DC W
0	0.00	0.00	0.00	0	0
1	1.02	1.08	0.04	747	747
2	1.52	1.14	0.02	1402	1402
3	2.01	1.44	0.04	1999	1999
4	2.50	3.57	0.14	2756	2756
5	3.01	10.85	0.54	3362	3362
6	3.51	24.38	3.15	3907	3907
7	3.99	45.36	13.45	4227	4227
8	4.50	73.53	33.77	3941	3941
9	4.99	106.11	58.67	4009	4009
10	5.49	147.85	91.18	3440	3440
11	5.98	197.34	129.64	2465	2465
12	6.49	255.14	175.82	1700	1700
13	6.98	319.99	227.71	1099	1099
14	7.48	392.38	286.70	626	626
15	7.97	465.76	345.38	301	301
16	8.48	533.43	393.31	166	166
17	8.98	621.86	446.13	71	71
18	9.46	719.97	486.24	37	37
19	9.88	764.11	545.33	9	6
20	10.50	917.20	594.75	5	4
21	11.05	936.00	733.00	2	1
22	11.70	1035.00	764.00	1	1
23	11.9	1055	772	1	1
24	SD	SD	SD	0	0
25	13.1	1186	867	1	1
26	13.5	1090.5	915	2	1
27	SD	SD	SD	0	0
28	SD	SD	SD	0	0
29	SD	SD	SD	0	0

Tabla 14. Coeficiente de Potencia en Corriente Alterna y Corriente Directa

Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia AC Normalizada W	Potencia DC normalizada W	C <sub>p</sub> AC	C <sub>p</sub> CD	$\lambda$
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0
1.02	1.08	0.04	0.34	0.00	0.0
1.52	1.14	0.02	0.11	0.00	1.3
2.01	1.44	0.04	0.06	0.00	2.3
2.50	3.57	0.14	0.08	0.00	3.6
3.01	10.85	0.54	0.13	0.01	4.4
3.51	24.38	3.15	0.19	0.02	4.8
3.99	45.36	13.45	0.24	0.07	5.2
4.50	73.53	33.77	0.27	0.12	5.5
4.99	106.11	58.67	0.28	0.16	5.5
5.49	147.85	91.18	0.30	0.18	5.5
5.98	197.34	129.64	0.31	0.20	5.5
6.49	255.14	175.82	0.31	0.21	5.6
6.98	319.99	227.71	0.31	0.22	5.7
7.48	392.38	286.70	0.31	0.23	5.8
7.97	465.76	345.38	0.31	0.23	5.9
8.48	533.43	393.31	0.29	0.21	5.9
8.98	621.86	446.13	0.29	0.21	5.8
9.46	719.97	486.24	0.28	SD	5.9
9.88	764.11	545.33	0.26	SD	5.7
10.50	917.20	594.75	0.26	0.17	5.7
11.05	936.00	733.00	0.23	SD	5.8
11.70	1035.00	764.00	0.21	SD	5.3
11.90	1055.00	772.00	0.21	SD	SD
SD	SD	SD	SD	SD	SD
13.10	1186.00	867.00	0.18	0.00	0.0
13.50	1090.50	915.00	0.15	0.00	0.0

Tabla 15. Incertidumbre en la Curva de Potencia en Corriente Alterna

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.225kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinada
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia AC Normalizada W	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>c,i</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.02	1.08	0.01	9.09	9.09
2	1.52	1.14	0.01	9.09	9.09
3	2.01	1.44	0.01	9.09	9.09
4	2.50	3.57	0.02	9.09	9.09
5	3.01	10.85	0.06	9.11	9.11
6	3.51	24.38	0.12	9.13	9.13
7	3.99	45.36	0.21	9.18	9.18
8	4.50	73.53	0.34	9.22	9.23
9	4.99	106.11	0.48	9.30	9.31
10	5.49	147.85	0.67	9.40	9.43
11	5.98	197.34	0.90	9.55	9.60
12	6.49	255.14	1.17	9.70	9.77
13	6.98	319.99	1.48	9.92	10.03
14	7.48	392.38	1.82	10.18	10.34
15	7.97	465.76	2.17	10.41	10.63
16	8.48	533.43	2.51	10.45	10.75
17	8.98	621.86	2.91	11.09	11.47
18	9.46	719.97	3.39	11.63	12.12
19	9.88	764.11	3.56	11.12	11.68
20	10.50	917.20	4.40	12.25	13.01
21	11.05	936.00	4.37	10.68	11.54
22	11.70	1035.00	4.80	12.02	12.94
23	11.90	1055.00	4.89	SD	SD
24	SD	SD	SD	SD	SD
25	13.10	1186.00	5.50	SD	SD
26	13.50	1090.50	5.12	1.85	5.45
27	SD	SD	SD	SD	SD

Tabla 16. Incertidumbre en la Curva de Potencia en Corriente Alterna

Medición de la Curva de Potencia a la densidad de aire 1.225kg/m <sup>3</sup>			Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinadas
Bin	Velocidad de viento normalizada m/s	Potencia CD Normalizada W	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar u <sub>i</sub> W	Incertidumbre Estándar u <sub>ci</sub> W
0	0.00	0.00	0.00	3.27	3.27
1	1.02	0.04	0.00	10.60	10.60
2	1.52	0.02	0.00	10.60	10.60
3	2.01	0.04	0.00	10.60	10.60
4	2.50	0.14	0.01	10.60	10.60
5	3.01	0.54	0.01	10.60	10.60
6	3.51	3.15	0.03	10.60	10.60
7	3.99	13.45	0.08	10.63	10.63
8	4.50	33.77	0.16	10.67	10.67
9	4.99	58.67	0.27	10.72	10.73
10	5.49	91.18	0.42	10.79	10.80
11	5.98	129.64	0.60	10.89	10.91
12	6.49	175.82	0.81	10.99	11.02
13	6.98	227.71	1.05	11.14	11.19
14	7.48	286.70	1.33	11.32	11.40
15	7.97	345.38	1.61	11.46	11.57
16	8.48	393.31	1.86	11.39	11.55
17	8.98	446.13	2.11	11.64	11.83
18	9.46	486.24	2.32	SD	SD
19	9.88	545.33	2.54	SD	SD
20	10.50	594.75	2.77	SD	SD
21	11.05	733.00	3.40	SD	SD
22	11.70	764.00	3.54	SD	SD
23	11.90	772.00	3.58	SD	SD
24	SD	SD	SD	SD	SD
25	13.10	867.00	4.02	SD	SD
26	13.50	915.00	4.24	13.82	14.45
27	SD	SD	SD	SD	SD
28	SD	SD	SD	SD	SD

*Tabla 17. Datos del Modelo del Desempeño de Potencia a una densidad de aire de 1.225kg/m<sup>3</sup> proporcionada por el Fabricante*

<b>Inputs:</b>	
<b>Site Altitude (m) =</b>	0
<b>Tower Height (m) =</b>	32
<b>Turbulence Factor =</b>	10.0%
<b>Perf. Safety Margin =</b>	10.0%

Wind Speed Bin (m/s)	Power (W)
1	0
2	2
3	20
4	54
5	113
6	207
7	338
8	477
9	630
10	792
11	963
12	1,080
13	1,107
14	1,080
15	1,035
16	986
17	936
18	891
19	846
20	801

## ANEXO B

### TABLAS

#### DESEMPEÑO DE POTENCIA AERODINÁMICA GLOBAL

*Tabla 1. Datos de las mediciones con la carga de 0.56Ω*

Bin	Velocidad de viento m/s	Potencia AC W	Potencia DC W	Número de datos de 1 minutos AC y CD	Frecuencia Hz	$\lambda$	$C_p$ AC	$C_p$ CD
0	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.0	0.00	0.00
1	1.03	1.03	0.37	226	0.01	0.0	0.00	0.11
2	1.53	1.03	0.33	414	0.01	0.0	0.00	0.03
3	2.03	1.10	0.53	648	0.03	0.0	0.00	0.02
4	2.51	1.05	0.34	843	0.15	0.1	0.02	0.01
5	3.00	1.08	0.35	761	0.60	0.3	0.01	0.00
6	3.51	1.24	0.50	843	1.35	0.5	0.01	0.00
7	4.00	1.35	0.32	843	1.89	0.6	0.01	0.00
8	4.50	1.56	0.33	909	2.28	0.7	0.01	0.00
9	5.00	1.79	0.32	838	2.61	0.7	0.00	0.00
10	5.49	2.16	0.32	757	2.96	0.7	0.00	0.00
11	5.87	2.53	0.32	328	3.23	0.7	0.00	0.00
12	6.68	128.94	68.64	1	11.40	2.2	0.14	0.08
13	6.78	75.88	37.80	1	9.10	1.8	0.08	0.04
14	7.56	128.63	67.23	3	12.37	2.1	0.10	0.05
15	8.02	299.92	173.18	5	20.06	3.3	0.19	0.11
16	8.54	374.32	216.44	17	24.20	3.7	0.20	0.12
17	8.96	456.86	272.12	22	26.91	3.9	0.21	0.13
18	9.53	511.78	312.43	20	28.09	3.9	0.20	0.12
19	10.04	516.56	315.54	21	27.78	3.6	0.17	0.10
20	10.52	634.96	396.65	17	31.00	3.9	0.18	0.11
21	11.01	912.97	582.45	15	40.59	4.8	0.23	0.15
22	11.46	908.53	581.40	8	40.11	4.6	0.20	0.13
23	0.00	0.00	0.00	0	0	0.0	0.00	0
24	12.47	902.46	579.00	2	38.25	0.0	0.15	0.00
25	0.00	0.00	0.00	0	SD	0.0	0.00	0.00
26	13.71	1,253.00	816.05	1	49.50	0.0	0.16	0.00
27	0.00	0.00	0.00	0	0	0.0	0.00	0.00



Tabla 2. Datos de las mediciones con la carga de  $1.08\Omega$

Bin	Velocidad de viento m/s	Potencia AC W	Potencia DC W	Número de datos de 1 minutos AC y CD	Frecuencia eléctrica Hz	$\lambda$	$C_p$ AC	$C_p$ CD
0	0.00	0.00	0.00	0	0.00	0.0		0.00
1	1.03	1.01	0.32	144	0.00	0.0	0.00	0.10
2	1.53	1.02	0.32	235	0.01	0.0	0.00	0.03
3	2.03	1.04	0.32	318	0.04	0.0	0.00	0.01
4	2.52	1.06	0.33	327	0.22	0.1	0.02	0.01
5	3.01	1.14	0.36	393	0.67	0.3	0.01	0.00
6	3.51	1.40	0.63	472	1.43	0.5	0.01	0.00
7	4.01	1.60	0.32	417	2.14	0.7	0.01	0.00
8	4.51	2.15	0.38	475	2.76	0.8	0.01	0.00
9	5.01	4.14	1.10	473	3.49	0.9	0.01	0.00
10	5.51	9.57	3.65	508	4.53	1.1	0.02	0.01
11	6.00	25.14	12.12	547	7.68	1.7	0.04	0.02
12	6.51	65.05	37.27	540	20.46	4.1	0.08	0.04
13	7.01	137.73	86.98	451	24.07	4.5	0.13	0.08
14	7.49	252.54	169.41	334	26.18	4.6	0.20	0.13
15	7.99	390.96	274.60	220	28.92	4.7	0.25	0.18
16	8.48	524.47	378.47	152	34.14	5.3	0.29	0.21
17	8.98	597.52	437.03	85	36.97	5.4	0.27	0.20
18	9.45	691.03	511.09	57	40.15	5.6	0.27	0.20
19	9.97	756.44	564.12	22	42.49	5.6	0.25	0.19
20	10.41	763.69	570.11	18	42.65	5.4	0.22	0.17
21	10.93	895.02	674.91	7	46.71	5.6	0.23	0.17
22	11.40	825.79	620.60	7	44.93	5.2	0.19	0.14
23	11.79	834.56	629.57	1	45.40	5.0	0.17	0.13

Tabla 3. Incertidumbre en las mediciones de potencia AC para la carga de  $0.56\Omega$

			<b>Incertidumbre Tipo A</b>	<b>Incertidumbre Tipo B</b>	<b>Incertidumbre Combinada</b>
<b>Bin</b>	<b>Velocidad de viento m/s</b>	<b>Potencia AC W</b>	<b>Incertidumbre Estándar <math>S_i</math> W</b>	<b>Incertidumbre Estándar <math>u_i</math> W</b>	<b>Incertidumbre Estándar <math>u_{c,i}</math> W</b>
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.03	1.03	0.01	9.09	9.09
2	1.53	1.03	0.01	9.09	9.09
3	2.03	1.10	0.02	9.09	9.09
4	2.51	1.05	0.01	9.09	9.09
5	3.00	1.08	0.01	9.09	9.09
6	3.51	1.24	0.02	9.09	9.09
7	4.00	1.35	0.01	9.09	9.09
8	4.50	1.56	0.02	9.09	9.09
9	5.00	1.79	0.02	9.09	9.09
10	5.49	2.16	0.02	9.09	9.09
11	5.87	2.53	0.03	9.10	9.10
12	6.68	128.94	1.28	9.59	9.67
13	6.78	75.88	0.76	9.50	9.53
14	7.56	128.63	1.29	9.39	9.48
15	8.02	299.92	3.12	11.71	12.12
16	8.54	374.32	3.87	10.35	11.05
17	8.96	456.86	4.69	11.24	12.18
18	9.53	511.78	5.50	10.28	11.66
19	10.04	516.56	5.51	9.58	11.05
20	10.52	634.96	6.70	12.26	13.97
21	11.01	912.97	9.14	15.77	18.23
22	11.46	908.53	9.24	10.10	13.69
23	0.00	0.00	SD	9.09	SD
24	12.47	902.46	9.08	10.28	SD
25	0.00	0.00	SD	9.09	SD
26	13.71	1,253.00	12.48	11.24	SD
27	0.00	0.00	SD	9.09	SD

Tabla 4. Incertidumbre en las mediciones de potencia CD para la carga de  $0.56\Omega$

	Carga $0.56\Omega$		Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinadas
Bin	Velocidad de viento m/s	Potencia CD W	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar $u_i$ W	Incertidumbre Estándar $u_{c,i}$ W
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.03	0.37	0.01	9.09	9.09
2	1.53	0.33	0.00	9.09	9.09
3	2.03	0.53	0.05	9.09	9.09
4	2.51	0.34	0.00	9.09	9.09
5	3.00	0.35	0.00	9.09	9.09
6	3.51	0.50	0.03	9.09	9.09
7	4.00	0.32	0.00	9.09	9.09
8	4.50	0.33	0.00	9.09	9.09
9	5.00	0.32	0.00	9.09	9.09
10	5.49	0.32	0.00	9.09	9.09
11	5.87	0.32	0.00	9.09	9.09
12	6.68	68.64	0.68	9.36	9.38
13	6.78	37.80	0.38	9.30	9.31
14	7.56	67.23	0.68	9.25	9.28
15	8.02	173.18	1.81	10.76	10.91
16	8.54	216.44	2.25	9.80	10.05
17	8.96	272.12	2.81	10.50	10.87
18	9.53	312.43	3.39	9.85	10.42
19	10.04	315.54	3.40	9.31	9.91
20	10.52	396.65	4.21	11.21	11.98
21	11.01	582.45	5.84	13.70	14.90
22	11.46	581.40	5.93	9.54	11.23
23	0.00	0.00	SD	9.09	SD
24	12.47	579.00	5.84	SD	SD
25	0.00	0.00	SD	SD	SD
26	13.71	816.05	8.13	SD	SD
27	0.00	0.00	SD	SD	SD

Tabla 5. Incertidumbre en las mediciones de potencia AC para la carga de  $1.08\Omega$

Bin	Velocidad de viento m/s	Carga de $1.08\Omega$		Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinada
		Potencia AC W	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar $u_i$ W	Incertidumbre Estándar $u_{ci}$ W	
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03	
1	1.03	1.01	0.01	9.09	9.09	
2	1.53	1.02	0.01	9.09	9.09	
3	2.03	1.04	0.01	9.09	9.09	
4	2.52	1.06	0.01	9.09	9.09	
5	3.01	1.14	0.01	9.09	9.09	
6	3.51	1.40	0.03	9.09	9.09	
7	4.01	1.60	0.02	9.09	9.09	
8	4.51	2.15	0.04	9.09	9.09	
9	5.01	4.14	0.12	9.10	9.10	
10	5.51	9.57	0.31	9.13	9.13	
11	6.00	25.14	0.67	9.22	9.25	
12	6.51	65.05	1.37	9.46	9.56	
13	7.01	137.73	2.36	9.60	9.88	
14	7.49	252.54	3.60	10.62	11.21	
15	7.99	390.96	5.03	11.09	12.18	
16	8.48	524.47	6.49	11.43	13.14	
17	8.98	597.52	7.38	10.80	13.08	
18	9.45	691.03	8.55	11.59	14.40	
19	9.97	756.44	9.36	11.09	14.51	
20	10.41	763.69	9.45	10.12	13.85	
21	10.93	895.02	11.09	12.84	16.96	
22	11.40	825.79	10.20	7.74	12.80	
23	11.79	834.56	10.29	10.48	14.69	

Tabla 6. Incertidumbre en las mediciones de potencia CD para la carga de  $1.08\Omega$

		Carga de $1.08\Omega$	Incertidumbre Tipo A	Incertidumbre Tipo B	Incertidumbre Combinadas
Bin	Velocidad de viento m/s	Potencia CD W	Incertidumbre Estándar Si W	Incertidumbre Estándar $u_i$ W	Incertidumbre Estándar $u_{c,i}$ W
0	0.00	0.00	0.00	3.03	3.03
1	1.03	0.32	0.00	9.09	9.09
2	1.53	0.32	0.00	9.09	9.09
3	2.03	0.32	0.00	9.09	9.09
4	2.52	0.33	0.00	9.09	9.09
5	3.01	0.36	0.01	9.09	9.09
6	3.51	0.63	0.08	9.09	9.09
7	4.01	0.32	0.00	9.09	9.09
8	4.51	0.38	0.01	9.09	9.09
9	5.01	1.10	0.06	9.10	9.10
10	5.51	3.65	0.17	9.11	9.11
11	6.00	12.12	0.39	9.16	9.17
12	6.51	37.27	0.86	9.33	9.36
13	7.01	86.98	1.57	9.40	9.53
14	7.49	169.41	2.48	10.19	10.49
15	7.99	274.60	3.56	10.60	11.18
16	8.48	378.47	4.69	10.86	11.83
17	8.98	437.03	5.41	10.36	11.69
18	9.45	511.09	6.33	10.97	12.67
19	9.97	564.12	6.98	10.55	12.65
20	10.41	570.11	7.05	9.74	12.02
21	10.93	674.91	8.36	11.97	14.60
22	11.40	620.60	7.67	7.79	10.93

Tabla 7. Datos de Potencia obtenidos con el Algoritmo BEM para una carga de  $0.68\Omega$

V m/s	(RPM)	ZL ( $\Omega$ )	Ef (V)	Ia (A)	ICD (A)	VD (V)	PMISC (W)	PCU (W)	PD (W)	PLIN (W)	PBAT (W)	PMEC (W)	PEXP (W)	PAC	Cp elec. AC	$\lambda$	Cp elec CD
2	32.8	0.68	1.44	1.52	1.89	0.82	0.18	0.38	2.47	0.39	2.04	5.47	2.00	2.4	0.1014	2.1	0.08
3	52.7	0.68	2.25	2.98	3.73	0.92	0.25	1.47	5.49	1.53	7.93	16.67	22.00	9.5	0.1166	2.3	0.10
4	91.4	0.68	3.83	5.84	7.30	1.12	0.44	5.63	13.12	5.87	30.39	55.45	60.00	36.3	0.1884	3.0	0.16
5	136.5	0.68	5.67	9.17	11.46	1.36	0.85	13.87	24.90	14.45	74.85	128.92	125.00	89.3	0.2376	3.6	0.20
6	186.9	0.68	7.72	12.89	16.11	1.62	1.81	27.40	41.80	28.55	147.92	247.48	230.00	176.5	0.2717	4.1	0.23
7	241.1	0.68	9.93	16.89	21.11	1.90	4.06	47.06	64.34	49.02	254.03	418.52	375.00	303.1	0.2939	4.5	0.25
8	298.6	0.68	12.27	21.13	26.41	2.20	9.56	73.65	93.17	76.71	397.52	650.60	530.00	474.2	0.3081	4.9	0.26
9	358.1	0.68	14.69	25.52	31.90	2.52	23.21	107.47	128.43	111.95	580.09	951.14	700.00	692.0	0.3157	5.2	0.26
10	418.2	0.68	17.14	29.95	37.44	2.83	56.79	148.04	169.53	154.21	799.10	1327.68	880.00	953.3	0.3171	5.5	0.27
11	475.5	0.68	19.47	34.18	42.73	3.13	133.41	192.80	213.94	200.83	1040.69	1781.68	1070.00	1241.5	0.3102	5.7	0.26
12	527.4	0.68	21.59	38.01	47.52	3.40	289.10	238.43	258.53	248.36	1286.98	2321.40	1200.00	1535.3	0.2955	5.8	0.25

Tabla 8. Datos de Potencia obtenidos con el Algoritmo BEM para una carga de  $1.2\Omega$

V (m/s)	(RPM)	ZL ( $\Omega$ )	Ef (V)	Ia (A)	ICD (A)	VD (V)	PMISC (W)	PCU (W)	PD (W)	PLIN (W)	PBAT (W)	PMEC (W)	PEXP(W)	PAC	Cp Elec. AC	$\lambda$	Cp elec CD
2	41.2	1.2	1.78	1.42	1.77	0.81	0.12	0.33	2.30	0.35	3.43	6.52	2.00	3.8	0.1568	2.7	0.14
3	75.6	1.2	3.19	3.11	3.89	0.93	0.20	1.60	5.78	1.66	16.48	25.71	22.00	18.1	0.2235	3.3	0.20
4	122.2	1.2	5.08	5.40	6.75	1.09	0.39	4.80	11.78	5.00	49.59	71.57	60.00	54.6	0.2837	4.0	0.26
5	175.4	1.2	7.25	8.01	10.01	1.28	0.86	10.58	20.44	11.02	109.20	152.10	125.00	120.2	0.3199	4.6	0.29
6	233.7	1.2	9.62	10.87	13.58	1.48	2.06	19.49	32.14	20.30	201.14	275.12	230.00	221.4	0.341	5.1	0.31
7	296.6	1.2	12.19	13.96	17.45	1.70	5.26	32.14	47.38	33.48	331.79	450.07	375.00	365.3	0.3542	5.5	0.32
8	361.6	1.2	14.84	17.15	21.43	1.92	13.86	48.51	65.95	50.53	500.75	679.61	530.00	551.3	0.3581	5.9	0.33
9	428.8	1.2	17.57	20.45	25.56	2.16	37.73	68.98	88.20	71.85	712.02	978.78	700.00	783.9	0.3576	6.2	0.32
10	493.8	1.2	20.22	23.63	29.54	2.38	99.28	92.16	112.61	96.00	951.30	1351.36	880.00	1047.3	0.3483	6.5	0.32
11	0.0	1.2	0.11	-0.60	-0.75	0.67	0.06	0.06	-0.80	0.06	0.62	0.00	1070.00	0.7	0.0002	0.0	0.00
12	0.0	1.2	0.11	-0.60	-0.75	0.67	0.06	0.06	-0.80	0.06	0.62	0.00	1200.00	0.7	0.0001	0.0	0.00

Tabla 9. Datos de Potencia obtenidos con el Algoritmo BEM para una carga de  $2.47\Omega$

V (m/s)	n (RPM)	ZL (Ohms)	Ef (V)	Ia (A)	ICD (A)	VD (V)	PMISC (W)	PCU (W)	PD (W)	PLIN (W)	PBAT (W)	PMEC (W)	PEXP(W)	PAC	Cp lec AC	$\lambda$	Cp elec CD
2	60.1	2.47	2.56	1.29	1.62	0.80	0.08	0.28	2.07	0.29	6.16	8.87	2.00	6.4	0.268	3.9	0.26
3	109.5	2.47	4.57	2.62	3.28	0.90	0.16	1.14	4.70	1.18	25.40	32.57	22.00	26.6	0.3274	4.8	0.31
4	168.4	2.47	6.97	4.22	5.27	1.01	0.38	2.93	8.50	3.05	65.53	80.39	60.00	68.6	0.3564	5.5	0.34
5	234.4	2.47	9.65	6.00	7.50	1.13	1.01	5.93	13.60	6.18	132.60	159.33	125.00	138.8	0.3693	6.1	0.35
6	305.5	2.47	12.55	7.92	9.90	1.27	2.92	10.34	20.11	10.77	231.16	275.30	230.00	241.9	0.3725	6.7	0.36
7	380.5	2.47	15.60	9.94	12.43	1.41	8.91	16.31	28.09	16.99	364.42	434.72	375.00	381.4	0.3698	7.1	0.35
8	457.4	2.47	18.74	12.02	15.02	1.56	28.06	23.84	37.50	24.83	532.69	646.91	530.00	557.5	0.3622	7.5	0.35
9	531.6	2.47	21.76	14.02	17.53	1.70	84.80	32.45	47.74	33.80	725.15	923.94	700.00	759.0	0.3463	7.7	0.33
10	0.0	2.47	0.11	-0.33	-0.41	0.69	0.03	0.02	-0.45	0.02	0.41	0.02	880.00	0.4	0.0001	0.0	0.00
11	0.0	2.47	0.11	-0.33	-0.41	0.69	0.03	0.02	-0.45	0.02	0.41	0.02	1070.00	0.4	0.0001	0.0	0.00
12	0.0	2.47	0.11	-0.33	-0.41	0.69	0.03	0.02	-0.45	0.02	0.41	0.02	1200.00	0.4	8E-05	0.0	0.00

Tabla 10. Datos de Potencia obtenidos con el Algoritmo BEM para una carga de  $5.62\Omega$

V (m/s)	n (RPM)	ZL ( $\Omega$ )	Ef (V)	Ia (A)	ICD (A)	VD (V)	PMISC (W)	PCU (W)	PD (W)	PLIN (W)	PBAT (W)	PMEC (W)	PEXP (W)	PAC	Cp elec AC	$\lambda$	Cp Elec. CD
2	85.6	5.62	3.59	0.94	1.17	0.78	0.05	0.14	1.45	0.15	7.53	9.32	2.00	7.7	0.3192	5.6	0.31
3	150.3	5.62	6.23	1.76	2.20	0.83	0.13	0.51	2.94	0.53	26.71	30.82	22.00	27.2	0.3356	6.6	0.33
4	225.1	5.62	9.28	2.72	3.40	0.90	0.39	1.22	4.90	1.27	63.52	71.29	60.00	64.8	0.3367	7.4	0.33
5	308.4	5.62	12.67	3.78	4.72	0.98	1.34	2.36	7.38	2.45	122.90	136.42	125.00	125.3	0.3335	8.1	0.33
6	392.8	5.62	16.11	4.86	6.07	1.05	4.71	3.89	10.23	4.05	202.99	225.87	230.00	207.0	0.3188	8.6	0.31
7	489.8	5.62	20.05	6.09	7.62	1.14	19.97	6.13	13.90	6.38	319.62	365.99	375.00	326.0	0.3161	9.2	0.31
8	0.0	5.62	0.11	-0.16	-0.20	0.70	0.01	0.00	-0.22	0.00	0.21	0.01	530.00	0.2	0.0001	0.0	0.00
9	0.0	5.62	0.11	-0.16	-0.20	0.70	0.01	0.00	-0.22	0.00	0.21	0.01	700.00	0.2	1E-04	0.0	0.00
10	0.0	5.62	0.11	-0.16	-0.20	0.70	0.01	0.00	-0.22	0.00	0.21	0.01	880.00	0.2	7E-05	0.0	0.00
11	0.0	5.62	0.11	-0.16	-0.20	0.70	0.01	0.00	-0.22	0.00	0.21	0.01	1070.00	0.2	5E-05	0.0	0.00
12	0.0	5.62	0.11	-0.16	-0.20	0.70	0.01	0.00	-0.22	0.00	0.21	0.01	1200.00	0.2	4E-05	0.0	0.00

## **ANEXO C**



Alfredo Morales Hernández nació en la ciudad de Puebla el 12 de Enero de 1979. En el año de 2002 obtuvo el grado de Licenciado en Electrónica otorgado por la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. En el año 2005 con la aprobación de esta Tesis obtendrá el grado académico de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Energética otorgado por el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. Ha laborado en la empresa Capsugel de Pfizer y los últimos dos años como Asistente de Investigación en el Departamento de Física del Tecnológico de Monterrey. Sus principales áreas de interés son las energías renovables con especial atención a la energía eólica.