

ANALISIS NUMERICO Y EXPERIMENTAL DEL SISTEMA DE
PLEGADO EN UNA TURBINA EOLICA PEQUEÑA



TEC de Monterrey.
DEL SISTEMA TECNOLÓGICO DE MONTERREY

POR:

ING. ARTURO JAVIER DELGADO GUTIERREZ

TESIS

PROGRAMA DE GRADUADOS

DIVISION DE INGENIERIA

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER
EL GRADO ACADEMICO DE

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN
INGENIERIA ENERGETICA

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

MAYO 2011

ANALISIS NUMERICO Y EXPERIMENTAL DEL SISTEMA DE
PLEGADO EN UNA TURBINA EOLICA PEQUEÑA



TEC de Monterrey[®]
DEL SISTEMA TECNOLÓGICO DE MONTERREY

POR:

ING. ARTURO JAVIER DELGADO GUTIERREZ

TESIS

PROGRAMA DE GRADUADOS

DIVISION DE INGENIERIA

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER

EL GRADO ACADEMICO DE

MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD EN

INGENIERIA ENERGETICA

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS

SUPERIORES DE MONTERREY

CAMPUS MONTERREY

MAYO 2011

Análisis Numérico y Experimental del Sistema de Plegado en una Turbina Eólica Pequeña

por

Ing. Arturo Javier Delgado Gutiérrez

Tesis

Presentada al Programa de Graduados de la

División de Ingeniería

como requisito parcial para obtener el grado académico de

Maestro en Ciencias

especialidad en

Ingeniería Energética

Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

Campus Monterrey

Mayo de 2011

© Arturo Javier Delgado Gutiérrez, 2011

A Jesús

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a...

Dios, por guiarme en el transcurso de esta investigación y poner siempre las herramientas para salir adelante.

Mi asesor, el Dr. Oliver Probst, por brindarme la oportunidad de participar en su grupo de trabajo.

Mis sinodales, los maestros en ciencias Jorge Elizondo y Jaime Martínez, por apoyarme con su conocimiento a lo largo de la investigación.

Mis padres Alfonso Delgado y Nora Gutiérrez, porque nunca dejan que me de por vencido y por apoyarme siempre con su cariño y amor incondicional.

Anaiz, por compartir conmigo esta aventura y las que vienen.

Mis hermanos Oscar, Alfonso, y Liliana, por que siempre me han dado su ejemplo y me han ayudado a crecer en todo.

ARTURO JAVIER DELGADO GUTIÉRREZ

*Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey
Mayo 2011*

Análisis Numérico y Experimental del Sistema de Plegado en una Turbina Eólica Pequeña

Arturo Javier Delgado Gutiérrez, M.C.
Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, 2011

Asesor de la tesis: Dr. Oliver Probst Oleszewski

El diseño del sistema de plegado en una turbina eólica, puede tener problemas de transición causados por el comportamiento estocástico del viento. Esto se traduce en un menor desempeño en la generación de energía y en la seguridad de la turbina. Al tener un mejor conocimiento del comportamiento de este sistema, es posible diseñar mejores productos que aseguren la estabilidad de la turbina y un mejor aprovechamiento de la energía. La finalidad de resolver este problema es para que los futuros diseñadores de turbinas eólicas tengan una mejor comprensión sobre el comportamiento del sistema de plegado, y así generar modelos con mayor eficiencia. Actualmente, el mecanismo de protección ha sido modelado computacionalmente sin una validación posterior, por lo que se pretenden analizar los resultados experimentales por medio de diferentes pruebas en campo. El objetivo principal consiste en validar los resultados modelados por medio de los datos experimentales y finalmente comprender a fondo el comportamiento del sistema de protección.

Índice general

Agradecimientos	v
Resumen	vi
Índice de tablas	ix
Índice de figuras	x
Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	3
1.2. Objetivos de la tesis	4
1.3. Hipótesis	4
Capítulo 2. Modelo computacional	6
2.1. Geometría y definición del sistema de plegado en una turbina eólica . .	6
2.2. Descripción del modelo computacional	9
2.2.1. Datos de entrada del modelo	9
2.2.2. Procesamiento del modelo computacional	11
2.2.3. Resultados del modelo computacional	13
Capítulo 3. Experimentación en Oaxaca	19
3.1. Recurso eólico	19
3.2. Turbina de viento experimental	21
3.2.1. Instrumentación de la turbina experimental	22
3.3. Procesamiento de señales	25

Capítulo 4. Experimentación en pruebas con viento controlado	29
4.1. Viento controlado	29
4.2. Incorporación de una turbina eólica a un sistema móvil	30
4.3. Simulaciones CFD	31
4.4. Sistema de pruebas real	39
4.5. Definición de variables a medir	41
4.6. Instrumentación para el sistema de pruebas móvil	42
4.6.1. Velocidad y dirección del viento	44
4.6.2. Potencia y velocidad rotacional	46
4.6.3. Articulaciones θ y ϕ	48
4.7. Procesamiento de señales	54
4.8. Diseño de experimentos	59
Capítulo 5. Resultados experimentales	62
5.1. Resultados de la experimentación en Oaxaca	62
5.2. Resultados en pruebas con viento controlado	70
5.2.1. Prueba a baja velocidad (20 km/h)	71
5.2.2. Prueba a alta velocidad (70 km/h)	75
5.3. Comparación entre los resultados experimentales y el modelo computacional	79
Capítulo 6. Conclusiones	86
Vita	92

Índice de tablas

2.1. Parámetros geométricos relevantes y valores originales.	7
3.1. Especificaciones de la turbina original	21
3.2. Sensores instalados en el sitio de pruebas y en la turbina experimental .	22
3.3. Caracterización de los dos medios puentes de Wheatstone	26
3.4. Especificaciones del mástil	27
4.1. Rangos de las variables a medir	60
4.2. Número de pruebas y velocidades de la camioneta	60

Índice de figuras

2.1. Estructura gráfica del sistema general	8
2.2. Fuerzas aerodinámicas sobre un perfil convencional	10
2.3. Serie de tiempo del viento en La Ventosa, Oaxaca (120 segundos) . . .	11
2.4. Series de tiempo de las articulaciones	15
2.5. Comparación entre las articulaciones θ y ϕ vs. velocidad promedio . . .	15
2.6. Series de tiempo de las articulaciones	17
2.7. Matriz de fases del sistema de plegado	17
3.1. Ubicación geográfica de La Ventosa, Oaxaca.	19
3.2. Mapa del recurso eólico en Oaxaca.	20
3.3. Función de densidad de probabilidad para el viento en la Venta, Oaxaca	20
3.4. Turbina eólica de 1.4 kW marca Aeroluz.	21
3.5. Sistema de adquisición de datos CR10X de Campbell Scientific.	22
3.6. Transductor de potencia Ohio Semitronics.	23
3.7. Transductor de frecuencia Ohio Semitronics.	23
3.8. Anemómetro y veleta.	23
3.9. Diagrama para la medición de fuerzas axiales.	24
3.10. Posición de las galgas sobre el mástil	24
4.1. Modelo simplificado de una camioneta de carga estándar	31
4.2. Resultados de la simulación para un modelo de camioneta sin modificar	32
4.3. Modelos simplificados en COMSOL.	32
4.4. Resultados en COMSOL ($v = 7$ m/s)	33
4.5. Modelo fusionado de camioneta.	34

4.6. Simulación en COMSOL del modelo final sin remolque.	35
4.7. Modelo de simulación considerando la turbina de 3 kW.	35
4.8. Simulaciones de los modelos completos en COMSOL	36
4.9. Modelo simplificado considerando un semi-perfil.	37
4.10. Simulación del modelo con semi-perfil en COMSOL.	37
4.11. Simulaciones en COMSOL para 7 m/s.	38
4.12. Camioneta de pruebas marca Dodge RAM modelo 2000	39
4.13. Remolque de pruebas original.	39
4.14. Remolque modificado con mástil y generador	40
4.15. Turbina instalada y pivoteada.	40
4.16. Sistema de pruebas completo.	41
4.17. Tarjeta de adquisición NI USB-6009	43
4.18. Caja de instrumentación	44
4.19. Anemómetro y veleta en el vehículo	45
4.20. Simulación CFD (Velocidades en el anemómetro y en el rotor de la turbina) 46	
4.21. Diagrama del divisor de voltaje	47
4.22. Sensor de corriente ACS756	47
4.23. Diagrama del sensor de corriente	47
4.24. Pistas para la impresión en placa fenólica	48
4.25. Proceso de impresión en placa fenólica (izquierda a derecha)	48
4.26. Sensor de corriente final.	49
4.27. Potenciómetro acoplado a la veleta de la turbina	49
4.28. Fijación de la varilla del potenciómetro	50
4.29. Sensor de proximidad GP2D120	50
4.30. Medidas de la pieza con radio variable	51
4.31. Distancia del sensor de proximidad a los extremos de la pieza.	51
4.32. Sensor angular (bosquejo digital)	52
4.33. Pieza de radio variable real.	52
4.34. Sensor de proximidad real acoplado al soporte.	53
4.35. Sensor angular completo	53

4.36. Transformada de Fourier para la señal del anemómetro	55
4.37. Transformada de Fourier a una señal senoidal de 4 Hz	56
4.38. Transformada de Fourier para la señal del voltaje instantáneo	57
4.39. Curva característica del sensor de proximidad	58
4.40. Pista de Aceros del Toro.	59
5.1. Histograma y serie de viento (12, 13 y 14 de Abril 2010)	63
5.2. Rosa de vientos (12, 13 y 14 de Abril 2010)	63
5.3. Rosas de vientos (Mayo, Junio y Julio del 2010)	64
5.4. Curva de potencia con filtraje a base de medianas	65
5.5. Trayectoria de la potencia en un evento de <i>furling</i>	66
5.6. Curva C_p vs. λ característica de la turbina experimental	66
5.7. Series de tiempo de la potencia real y calculada con C_p	67
5.8. Comparación de las curvas de potencia (real y BEM)	67
5.9. Series de tiempo de las direcciones del viento y fuerza	68
5.10. Rosa de vientos para la dirección del viento y de la fuerza resultante.	69
5.11. Trayectoria de la velocidad rotacional en un evento de <i>furling</i>	69
5.12. Potencia vs. velocidad rotacional	70
5.13. Serie de tiempo de la velocidad (20 km/h)	71
5.14. Serie de tiempo de la velocidad rotacional (20 km/h)	72
5.15. Correlación entre la velocidad rotacional y la velocidad de viento (20 km/h)	73
5.16. Serie de tiempo de la potencia (20 km/h)	73
5.17. Serie de tiempo de las articulaciones θ y ϕ (20 km/h)	74
5.18. Desfasamiento de la turbina: a) frenada, b) no frenada	74
5.19. Correlación de las articulaciones θ y ϕ vs. velocidad de viento (20 km/h)	75
5.20. Serie de tiempo de la velocidad (70 km/h)	76
5.21. Serie de tiempo de la velocidad rotacional (70 km/h)	76
5.22. Correlación entre la velocidad rotacional y la velocidad de viento (70 km/h)	77
5.23. Plegado de la turbina en la prueba a 70 km/h	77
5.24. Serie de tiempo de la potencia (70 km/h)	78
5.25. Serie de tiempo de las articulaciones θ y ϕ (70 km/h)	78

5.26. Correlación de las articulaciones θ y ϕ vs. velocidad de viento (70 km/h)	79
5.27. Curva de potencia (datos crudos y filtrados)	80
5.28. Curvas de potencia (real, BEM, viento controlado, Hualahuises)	81
5.29. Series de tiempo de las articulaciones (modelo y experimental a 20 km/h)	82
5.30. Series de tiempo de las articulaciones (modelo y experimental)	83
5.31. Correlación de las articulaciones (modelo estático)	83
5.32. Series de tiempo de las articulaciones (modelo y experimental 2)	84
5.33. Correlación de las articulaciones (modelo dinámico y experimental)	85

Capítulo 1

Introducción

La energía se puede encontrar en cualquier lugar, solo es cuestión de saber cómo aprovecharla. En algunos casos, ésta puede ser relativamente limitada, finita, y/o contaminante. Sin embargo, más que buscar fuentes de energía “limpias” y renovables, se intentan mejorar los mecanismos que la extraen. La energía del viento puede ser extraída por medio de turbinas eólicas, y ser convertida en energía útil como lo es la electricidad. Sin embargo, uno de los aspectos que se debe considerar de las fuentes primarias, es que la energía que contienen puede ser tan grande y capaz de dañar al sistema de extracción.

En algunos casos, las turbinas eólicas son sometidas a vientos extremos capaces de dañar de manera permanente al sistema. Debido a la presente desventaja, los diseñadores de turbinas eólicas han implementado un sistema de seguridad que permite limitar la operación del aparato cuando los vientos sobrepasan cierta magnitud. El sistema de plegado cumple con esta tarea y su función básica es modificar y orientar a la turbina en una dirección en la que la fuerza del viento no la afecte considerablemente. Las turbinas eólicas pueden estar situadas en lugares propensos a huracanes, lo que se traduce en grandes cantidades de energía provenientes del viento. Sin embargo, cuando la intensidad del viento es muy alta lo que se desea es que las turbinas eólicas no estén operando, sacrificando la energía que puede ser obtenida, por la seguridad y vida útil del producto.

Hoy en día, el sistema de plegado “*furling*” es fundamental en el diseño de turbinas eólicas con potencias menores a 50 W. Por ello, es necesario comprender la interacción entre el viento y el sistema de protección, con el objetivo de desarrollar un producto que tenga una mejor calidad en cuanto a la operación y producción del mismo. Para alcanzar esta meta, es de suma importancia una herramienta de predicción (modelo computacional), la cual permite diseñar la estructura óptima en una turbina de viento sin tener que construir múltiples prototipos.

Es un hecho que en el mundo real la velocidad del viento se comporta de manera estocástica [5, 11-12], creando un problema complejo concerniente al comportamiento de las articulaciones del sistema de plegado (ángulo de desvío y de *furling*). Sin embargo,

es posible resolver el problema, conociendo el comportamiento de este sistema, sometido a velocidades de viento controladas.

Actualmente, se cuenta con un modelo numérico capaz de calcular el movimiento de las articulaciones cuando la turbina es sometida a vientos estocásticos (elaborados por un generador de series de viento sintéticas). Además, el modelo es capaz de distinguir si la turbina se encuentra operando, en transición o sin operar. Es posible modificar las especificaciones principales de la turbina y las condiciones iniciales de operación (para la turbina y el comportamiento del viento). En algunos casos, el sistema de plegado puede permanecer por largos periodos de tiempo en un estado de transición, lo que provoca problemas ya que si el sistema fuera más eficiente, se podría extraer más potencia de la fuente. El problema principal es que los resultados simulados aún no se han validado con los datos de una situación real, lo que impide el posible ajuste del modelo. Por otra parte, las mediciones reales son un gran reto ya que la turbina eólica es sometida a un ambiente muy alejado a las condiciones ideales, por lo que es necesario que la turbina de prueba esté perfectamente diseñada para mantenerse en buenas condiciones al ser sometida a pruebas exhaustivas de operación.

El modelo numérico no ha sido validado formalmente ya que no se ha diseñado un campo de trabajo calibrado para medir los datos de una situación real. Sin embargo, se planea modificar una turbina eólica, para recibir datos vitales que permitan desarrollar un análisis completo del comportamiento del sistema de plegado en una situación real. Con esta información digerida, es posible hacer un análisis global y comparativo con los resultados obtenidos del modelo computacional.

Una vez finalizado el análisis global, pueden surgir distintos resultados. Se esperan encontrar diferencias entre los datos modelados y los reales (debido a factores que no se han considerado en el algoritmo), para que posteriormente se ajuste el modelo y de esta manera se pueda validar. También, existe la posibilidad de refutar parte de la teoría implementada en el modelo, la cual se piensa modificar y corregir en trabajos futuros.

Al validar el modelo computacional, obtenemos un número considerable de beneficios. Entre ellos, el ahorro de la fabricación de distintos prototipos hasta llegar a un resultado óptimo, encontrar un sistema que pueda ser estandarizado y catalogado como el más eficiente, Descubrir ventajas y desventajas de este sistema, y expandir el conocimiento obtenido hacia otras áreas de la aerodinámica.

Con los datos reales medidos en las diferentes pruebas experimentales, combinado con la herramienta computacional, se podrá hacer un análisis detallado de los aspectos más relevantes del sistema de protección, tales como la relación entre las revoluciones del rotor y la velocidad del viento, la comparación entre las fuerzas axiales a las que es sometida la turbina vs. la velocidad del viento, un análisis dinámico de las “trayectorias” que sigue la potencia extraída al pasar de un estado de operación a uno de protección

y un análisis dinámico y completo de los estados del sistema de plegado controlando la velocidad del viento en pruebas aerodinámicas con un sistema móvil, variando los cambios de intensidad del viento en un tiempo determinado.

En la sección 1.1 se define el problema principal, mientras que en la sección 1.2 se describe el objetivo principal del análisis experimental y por último, en la sección 1.3 se menciona la hipótesis a la que se desea llegar.

1.1. Planteamiento del problema

Como todo sistema construido por el ser humano, es necesario contemplar la seguridad y calidad de un producto, por lo que las turbinas de viento son construidas con la intención de durar un largo periodo de tiempo. Esto se traduce en diseñar turbinas con sistemas de control, de protección, y de fácil mantenimiento. El sistema de plegado es básicamente un mecanismo que permite a la turbina modificar su estructura para recibir menos energía proveniente del viento cuando este sobrepasa una magnitud que pueda dañar a la turbina. Obviamente, este sistema es relevante en condiciones de viento extremo. Sin embargo, también es importante contemplar el comportamiento del sistema, considerando el movimiento de las articulaciones en condiciones de velocidades bajas.

Uno de los problemas principales en el sistema de plegado, es el comportamiento de las articulaciones que depende fuertemente de los parámetros por los que está conformada la estructura (Véase la Tabla 2.1), manteniendo al sistema en un proceso de transición entre un estado de operación y de inhabilitación, ya que el sistema está diseñado para que la transición sea suave.

Actualmente existe un modelo matemático el cual consiste en simular el comportamiento de las articulaciones del sistema de plegado para condiciones de viento estático, y dinámico [21, 4-11]. Sin embargo, el modelo aún no se valida, lo cual es un problema ya que es incierto si el modelo emula el comportamiento de manera adecuada. Por otra parte, el modelo tiene ajustes globales, por lo que no contempla ciertos fenómenos con gran precisión, lo que puede provocar que los resultados del modelo no concuerden con los resultados experimentales. Por tal motivo, se desean encontrar estos fenómenos de manera experimental para que en futuros proyectos sea posible modificar el código del modelo con el fin de tener un mejor resultado virtual.

Al no tener un modelo de predicción válido, el proceso de diseño de una turbina eólica puede ser repetido por medio de prototipos físicos hasta llegar a un resultado final, invirtiendo tiempo y capital innecesarios, por lo que se intenta validar (por medio de mediciones reales) un modelo computacional que permita encontrar un sistema de

plegado óptimo para una turbina de viento de baja escala considerando sus características estructurales.

1.2. Objetivos de la tesis

El objetivo general de esta investigación es analizar los datos experimentales provenientes de una turbina de viento con sistema de plegado, adaptada para recibir información vital para la validación del modelo computacional mencionado anteriormente.

Como resultado de la investigación, se espera validar el modelo, o bien, encontrar las razones por las que los resultados reales difieren de los simulados, además de producir un análisis completo del comportamiento de la turbina referente a variables físicas relevantes en situaciones de transición del *furling*.

A continuación se muestran los objetivos específicos que se desean cumplir en el transcurso de la investigación.

- Conocer el modelo que se desea validar (estructura del código, recepción de condiciones iniciales, salida de resultados, etc.).
- Implementar diseños de instrumentación con el fin de capturar el comportamiento de las variables físicas concernientes al sistema de plegado.
- Obtener los datos capturados por medio de una turbina de viento experimental en campo y con vientos controlados (pruebas de camioneta).
- Generar un análisis completo de los datos capturados, para comprender el comportamiento real del sistema de protección en una turbina sometida a vientos extremos.
- Con base en el análisis general, identificar las modificaciones que se deben realizar al modelo, para predecir los resultados reales con mayor precisión.
- Generar un análisis comparativo y completo del comportamiento del *furling* utilizando los datos reales ya analizados y los resultados modelados computacionalmente, para diferentes condiciones de operación.

1.3. Hipótesis

El modelo actual ocupa una gran variedad de métodos para formular un resultado final del comportamiento de las articulaciones. Entre ellos se encuentra el “*Blade Element*

Method” (BEM) [5, 61-64], que en conjunto con el programa Xfoil [11], pueden calcular las fuerzas aerodinámicas concernientes al rotor de la turbina de viento. Por otra parte, la dinámica del sistema de plegado esta basado en el formalismo lagrangiano [21, 6-13].

Se propone llegar a un modelo capaz de predecir el comportamiento real del sistema de protección de una turbina eólica. También, se espera que los métodos de solución numérica sean los mas adecuados para predecir el comportamiento real del experimento. Sin embargo, es posible que existan aspectos físicos que no han sido contemplados en el modelo actual, impidiendo la obtención de una mejor aproximación.

En el transcurso de esta investigación, se propone una experimentación exhaustiva, con el objetivo de validar un modelo computacional lo suficientemente confiable. De esta manera, el modelo se podrá utilizar en proyectos ajenos a la presente investigación, como una herramienta de predicción y diseño.

Para una comprensión efectiva de la investigación en cuestión, se describirá en primer lugar, el modelo computacional y los aspectos que lo conforman. Posteriormente, se describen las experimentaciones llevadas a cabo en La Ventosa, Oaxaca y las pruebas con viento controlado utilizando un sistema móvil. Para cada experimentación se describe su propia instrumentación. Después, se desplegarán los resultados obtenidos en ambos experimentos y se desarrollarán comparaciones de los resultados experimentales y los modelados, para que finalmente se pueda validar el modelo computacional.

Capítulo 2

Modelo computacional

En este capítulo se mostrará la información indispensable para la comprensión del modelo computacional. Se describirá la geometría de una turbina, el sistema de plegado, la generación de las series de tiempo sintéticas, las ecuaciones de movimiento de Lagrange y la estructura del modelo computacional. Además se mostrarán varios resultados generados por el modelo computacional con las especificaciones estructurales de la turbina experimental para el caso estático y dinámico.

Los resultados modelados se compararán posteriormente con los resultados que se obtengan por medio de la experimentación descrita en los próximos capítulos.

2.1. Geometría y definición del sistema de plegado en una turbina eólica

Existen diferentes tipos de mecanismos para proteger a una turbina de la fuerza excesiva en el viento. Sin embargo uno de los más sencillos y económicos es conocido como el sistema de plegado *furling*. Su mecanismo consiste en plegar o alejar el rotor de la dirección del viento cuando éste se incrementa, lo que se traduce en una rapidez del viento efectiva que decrece en el plano del rotor provocando que la potencia generada por la turbina sea reducida [17, 778]. Su efectividad y bajo costo de diseño y control, hacen del *furling*, una atractiva alternativa de protección.

La turbina de viento puede separarse en dos secciones (Figura 2.1): una de ellas es conformada por la parte frontal de la turbina. Esta sección abarca al rotor, generador, eje del rotor y una articulación que en esta investigación la llamaremos *ángulo de desvío* θ . La segunda sección contempla la estructura metálica que la soporta, así como la veleta de la turbina y la segunda articulación conocida como *ángulo de furling* ϕ .

Para fines de la presente investigación, solo se mostrarán los aspectos estructurales que afectan el comportamiento del sistema de protección de una turbina, por lo que para

describir la geometría del sistema general es necesario establecer una nomenclatura, y los valores numéricos originales que se utilizarán en este proyecto. Para ello, se muestra la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Parámetros geométricos relevantes y valores originales.

Estructura Distancia/ Angulo	Descripción	Valor Original
L_1	Distancia lateral entre el eje de desvío y de <i>furling</i> en el plano del rotor.	-0.138 mts
L_2	Distancia entre el eje de desvío y de <i>furling</i> en dirección perpendicular al plano del rotor.	0.054 mts
L_3	Distancia entre los ejes del <i>furling</i> y el centro de gravedad de la cola.	1.032 mts
L_4	Distancia del centro del aerorrotor, perpendicular al plano del rotor.	0.25 mts
L_5	Similar a L_4 pero paralelo al plano del rotor.	0.106 mts
ΔL_3	Desplazamiento entre el centro aerodinámico de la veleta y el centro de gravedad de la cola .	0.54 mts
β	Se refiere a la orientación de los ejes del <i>furling</i> .	4°
γ	Similar a β .	17.9°
θ	Ángulo de desvío.	variable
ϕ	Ángulo de <i>furling</i> .	variable

En la Figura 2.1 se muestran de manera gráfica los parámetros estructurales que involucran al sistema con el objetivo de tener una mejor comprensión general de la geometría. También se muestran dos sistemas de referencia indispensables para establecer las ecuaciones de movimiento que se describirán en la sección 2.2.2, y así traducir un sistema de referencia a otro por medio de un producto de matrices de rotación.

Sistemas de referencia

En general existen tres sistemas de referencia que conforman a toda la turbina [21, 2-3]: El sistema A (x_A, y_A, z_A), donde z_A es paralelo al eje de la articulación de desvío y y_A apunta hacia el norte geográfico, el sistema B (x_B, y_B, z_B) donde $z_B = z_A$ y y_B es anti-paralelo a la dirección del viento, y el sistema C (x_C, y_C, z_C) que se sitúa sobre la articulación del *furling*.

Para resolver las ecuaciones de movimiento de las articulaciones, se transformarán

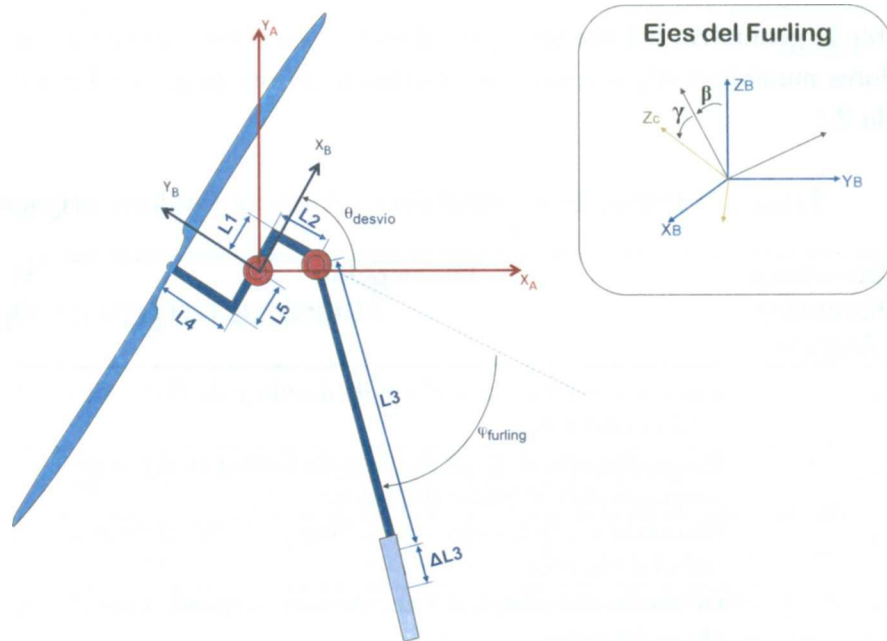


Figura 2.1: Estructura gráfica del sistema general

los sistemas de referencia de tal manera que todos estén referenciados a uno solo, que en este caso será el sistema B .

2.2. Descripción del modelo computacional

Actualmente, existe un modelo computacional capaz de generar el comportamiento de los ángulos de desvío θ y de *furling* ϕ (Figura 2.1) en una turbina de viento. Además, es posible modificar los parámetros estructurales, lo que permite una flexibilidad al analizar turbinas con diferentes especificaciones. Por otra parte, el código es capaz de analizar cuando la turbina es sometida a un viento con rapidez constante y cuando es sometida a vientos variables en el tiempo.

El código puede resumirse en tres operaciones: entrada de datos, procesamiento y la salida de los resultados.

- Los datos de entrada provienen de la serie de tiempo del viento (constante o estocástica según sea el caso), la cual puede ser producida por un generador de series de tiempo sintética, o bien, capturada en campo por medio de un “*Data Logger*” (Véase la sección 2.2.1).
- En el procesamiento de los datos se deben solucionar las ecuaciones de movimiento de las cuales depende el comportamiento del sistema de plegado. El formalismo de Lagrange es de suma importancia para la generación del código principal. (Véase la sección 2.2.2). Cabe mencionar que en esta parte del modelo, se toma en cuenta el efecto estela, el cual influye en la turbina significativamente así como en las turbinas vecinas reduciendo la cantidad de energía que se puede extraer [9]. Además se hace una cruda aproximación del efecto que puede provocar la orientación de la turbina con respecto a la dirección del viento.
- La salida de los resultados es la serie de tiempo del comportamiento de los ángulos de desvío θ y de *furling* ϕ (Véase la sección 2.2.3). Con esta información es posible analizar el sistema de plegado y su modo de operar.

Al analizar múltiples series de viento con velocidades promedio diferentes, es posible encontrar a qué magnitud de velocidad el sistema comienza una transición de un estado de operación a uno de protección y viceversa. A continuación se describe con mayor detalle la entrada, el procesamiento y la salida del modelo general.

2.2.1. Datos de entrada del modelo

El modelo computacional básicamente recibe como entrada los parámetros estructurales, de operación y la serie de tiempo del viento. Algunos de los parámetros estructurales se muestran en la tabla 2.1. Sin embargo, también se deben considerar otros aspectos como la masa de la veleta, el área de la misma, el diámetro y la masa del

rotor, entre otros. Por otra parte se deben establecer las condiciones iniciales del sistema, es decir, si la turbina se encuentra en estado de operación o si el sistema está plegado.

En cuanto a las propiedades aerodinámicas, también se pueden introducir los coeficientes de sustentación C_L y de arrastre C_D que dependen del perfil con el que fueron diseñadas las aspas del rotor. De estos coeficientes dependen las fuerzas aerodinámicas a las que son sometidas las aspas [12]:

$$L = \frac{1}{2}\rho AC_L v^2 \quad (2.1)$$

$$D = \frac{1}{2}\rho AC_D v^2 \quad (2.2)$$

donde ρ es la densidad del viento, A es el área que cubre el rotor junto con las aspas, y v es la velocidad libre del viento. En la figura 2.2 se muestran las fuerzas aerodinámicas que afectan a un perfil de aspa convencional, donde L es la fuerza de sustentación y D es la fuerza de arrastre sobre el perfil.

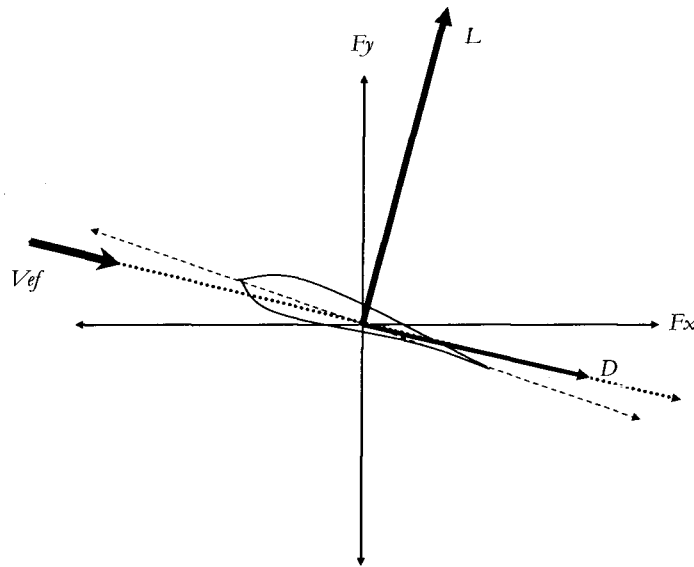


Figura 2.2: Fuerzas aerodinámicas sobre un perfil convencional

El comportamiento real del viento puede ser muy peculiar. Su variabilidad en el tiempo y espacio (ubicación geográfica) hacen del proceso de extracción de energía una tarea complicada, por lo que es de mucha ayuda apoyarse en modelos computarizados para la generación de series de tiempo sintéticas [5, 11].

El modelo actual que emula el comportamiento del sistema de protección en una turbina, recibe como datos de entrada una serie temporal de la rapidez del viento. Esta puede ser medida en un sitio real o generada de manera sintética considerando las

propiedades y características del viento. También puede introducirse un caso mas simple donde la velocidad de viento permanece constante con el fin de conocer el sistema que se desea resolver.

En la Figura 2.3 podemos observar el comportamiento típico de la velocidad del viento en un tiempo determinado. Esta tiene un promedio de velocidad de 7 m/s, que es muy favorable para la operación de la turbina eólica en cuestión.

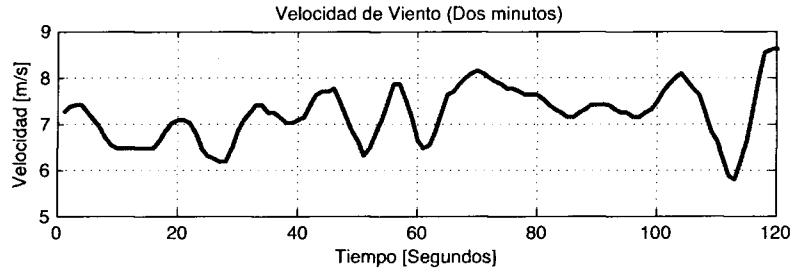


Figura 2.3: Serie de tiempo del viento en La Ventosa, Oaxaca (120 segundos)

Una vez que se introdujeron los parámetros y variables de entrada, estos deben ser sometidos a un procesamiento que implica la solución de las ecuaciones diferenciales que dependen del mecanismo que se desea simular.

2.2.2. Procesamiento del modelo computacional

Para comprender el comportamiento del sistema de plegado, es necesario obtener la solución de las ecuaciones de movimiento de las articulaciones θ y ϕ . Para ello se utiliza el formalismo lagrangiano [20] y las ecuaciones de movimiento se obtienen directamente de las expresiones generales:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{\theta}} \right) - \frac{\partial L}{\partial \theta} = Q_{\theta} \quad (2.3)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial L}{\partial \dot{\phi}} \right) - \frac{\partial L}{\partial \phi} = Q_{\phi} \quad (2.4)$$

Energía cinética y potencial

donde $L = T - V$; T es la energía cinética total, V la energía potencial total, y Q_{θ} y Q_{ϕ} representan a los torques provocados por las fuerzas aerodinámicas en el rotor y en la cola de la turbina. En el caso de T , solamente se considera la energía potencial ocasionada por la veleta, mientras que V si se ve afectada por la veleta y por el sistema que conforma la parte del rotor. Es importante que los sistemas de referencia se transformen para que todos puedan estar relacionados a un sistema de referencia general B como se mencionó anteriormente.

Momentos de θ y ϕ

Una vez que se obtiene la energía cinética y la energía potencial del sistema, es necesario identificar los momentos aerodinámicos Q_θ y Q_ϕ . Para el caso de la articulación de desvío θ se debe considerar el empuje ejercido por el rotor. Es aquí donde se implementa la teoría (BEM) con el fin de obtener la fuerza de empuje para el caso donde la turbina es alineada perfectamente con el viento [5, 61-65].

Es importante considerar que la turbina cambia su orientación y por ello, se diseñó una aproximación para simular el cambio de la fuerza sobre el rotor con respecto a la desviación de la turbina por medio de un coseno cuadrado, por lo que la expresión de la fuerza sobre el rotor es:

$$\mathbf{F}_r^{(A)}(v, \theta) = \mathbf{F}_r^{(0)}(v) \cos^2(\xi - \theta)(\cos \theta \mathbf{y}_A + \sin \theta \mathbf{x}_A) \quad (2.5)$$

donde $\mathbf{F}_r^{(0)}(v)$ es la fuerza sobre el rotor cuando la turbina se encuentra perfectamente alineada con el viento, \mathbf{x}_A y \mathbf{y}_A se refieren a las componentes en el sistema A por lo que ésta expresión debe ser transformada al sistema B , θ es el ángulo de desvío en el sistema A y ξ es la dirección del viento en el mismo sistema.

El torque ejercido por el rotor con respecto a la articulación θ , se calcula de la siguiente manera:

$$M_r^\theta = \left(\mathbf{r}_r^{(B)} \times \mathbf{F}_r^{(B)} \right) \mathbf{z}_B \quad (2.6)$$

donde $\mathbf{r}_r^{(B)}$ es un vector de posición que va del eje de desvío hacia el centro aerodinámico del rotor. De la misma manera se puede calcular el torque ejercido por la veleta M_v^θ para el caso de la articulación θ , por lo que Q_θ se calcula de la siguiente manera:

$$Q_\theta = M_r^\theta + M_v^\theta \quad (2.7)$$

Finalmente se expresa Q_ϕ considerando el torque ejercido por las fuerzas aerodinámicas de sustentación y arrastre sobre la veleta M_v^ϕ y el torque M_{lim}^ϕ que actúa en los límites de operación de la articulación ϕ :

$$Q_\phi = M_v^\phi + M_{lim}^\phi \quad (2.8)$$

El torque producido por los límites se ve afectado de la siguiente manera:

$$M_{lim}^{\phi} = \begin{cases} -K(\phi - \phi_{sup}) & \phi \geq \phi_{sup} \\ 0 & \phi_{sup} \geq \phi \geq \phi_{inf} \\ -K(\phi - \phi_{inf}) & \phi \leq \phi_{inf} \end{cases} \quad (2.9)$$

donde K es una constante de resorte que depende de las propiedades de los bordes con los que es limitada la articulación ϕ .

Efecto estela

El modelo computacional también considera el efecto estela que se produce detrás de la turbina en el área donde se encuentra la veleta. La aproximación que se utiliza es de forma parabólica por lo que la velocidad del viento en la veleta se expresa de la siguiente manera:

$$v_v = \begin{cases} V_{\infty} [1 - b(x_v, y_v)] & \text{veleta dentro de la estela} \\ V_{\infty} & \text{fuera de la estela} \end{cases} \quad (2.10)$$

donde $b(x_v, y_v)$ es la función con forma parabólica que describe la disminución de la velocidad del viento.

Con este formalismo y el desarrollo de las expresiones para la energía cinética y potencial, es posible encontrar las ecuaciones de movimiento finales para las articulaciones del sistema de plegado [3].

Las ecuaciones de movimiento han sido programadas en MATLAB con el fin de obtener una solución numérica. A continuación se muestran los resultados que puede otorgar el modelo computacional.

2.2.3. Resultados del modelo computacional

Una vez procesados los datos de entrada y calculando las ecuaciones de movimiento de las articulaciones del sistema, se obtienen las series de tiempo de los ángulos de desvío y de *furling*. Como se mencionó antes, el modelo tiene la capacidad de recibir series de tiempo ya sea constantes o con variaciones estocásticas en el tiempo. En esta sección se muestran los resultados obtenidos para el caso donde la velocidad tiene un valor fijo y cuando es variable en el tiempo.

Para el caso donde se desea un análisis exhaustivo, es posible generar múltiples series de tiempo en donde cada una tiene diferente velocidad promedio y amplitud de ráfaga. A la salida del modelo podemos generar una matriz bi-dimensional de operación O donde cada casilla contiene un resultado $o(g_n, \bar{v}_m)$ que depende de una amplitud de

ráfaga g_n y una velocidad promedio específica \bar{v}_m . La matriz O representa de manera gráfica el área de operación de la turbina, de transición al estado de no-operación, y el área donde la turbina no opera.

$$O = \begin{bmatrix} o(g_1, \bar{v}_1) & \cdots & o(g_1, \bar{v}_m) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ o(g_n, \bar{v}_1) & \cdots & o(g_n, \bar{v}_m) \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Los parámetros estructurales de entrada y todo lo concerniente a la geometría de la turbina se muestra en la tabla 2.1. Las especificaciones técnicas deben ser similares a las de la turbina que se utilizará en las pruebas de campo. Se tomará en cuenta una condición inicial para cada tipo de simulación (velocidad constante o variable), y esta es que la turbina se encuentra en operación ($\theta = \phi \approx 0^\circ$).

Velocidad constante

Para el caso donde la velocidad de viento es constante, se pueden generar varias simulaciones con un tiempo definido, cada una con una velocidad constante para ir incrementando en cada simulación la velocidad y abarcar las tres zonas de operación del sistema de plegado. Con el propósito de estandarizar el tiempo de simulación, se definió que la serie de tiempo tenga una duración de 250 segundos. Por ejemplo, en el caso de velocidad constante se harán múltiples simulaciones, y cada una de ellas tendrá la misma duración pero el promedio de sus velocidades serán diferentes.

A continuación se muestran los resultados que se generan cuando se introducen velocidades constantes al modelo por lo que se van a obtener dos curvas (Figura 2.4):

- $\bar{\theta}(\bar{v})$: Para cada simulación se obtiene el promedio del ángulo θ . Es importante recalcar que cada simulación tiene una velocidad constante diferente por lo que el promedio del comportamiento θ va a ser diferente para cada simulación.
- $\bar{\phi}(\bar{v})$: Es similar a $\bar{\theta}(\bar{v})$ pero en este caso aplica para la articulación ϕ .

En la siguiente figura se muestra un ejemplo donde se despliega el comportamiento de las articulaciones θ y ϕ , cuando la turbina se encuentra inicialmente en operación y esta es sometida a una velocidad constante de 14 m/s.

Debido a que la velocidad del viento sobrepasa el punto crítico donde la turbina comienza a protegerse ($v = 12.5$ m/s), las articulaciones van de un estado de operación (ángulos pequeños) hasta un valor intermedio entre los límites de las articulaciones ($\theta \approx 90^\circ$ y $\phi \approx -90^\circ$). En este caso, se podría decir que la turbina se encuentra en un estado de transición entre operación y protección completa.

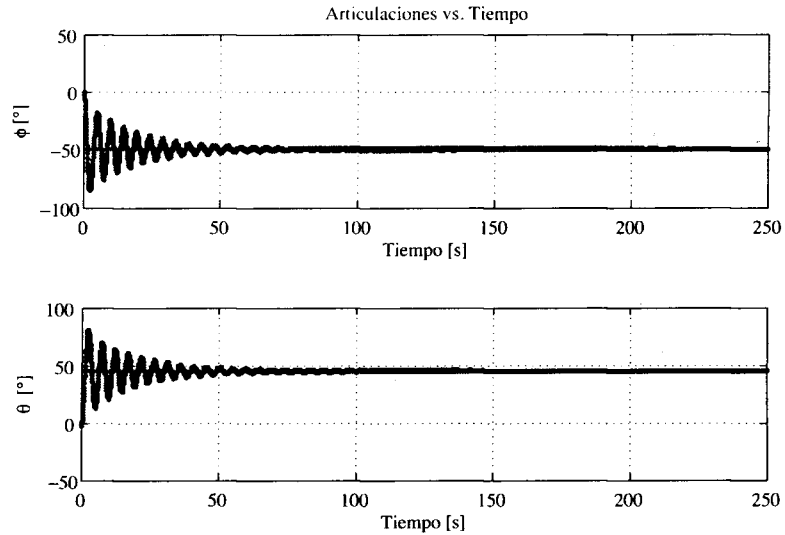


Figura 2.4: Series de tiempo de las articulaciones

Si se desea observar en qué punto la turbina pasa de un estado de operación a un estado de transición y posteriormente a uno de protección, es necesario generar varias simulaciones con diferentes velocidades constantes, de manera que sea posible hacer una comparación entre las articulaciones y la velocidad promedio (Figura 2.5).

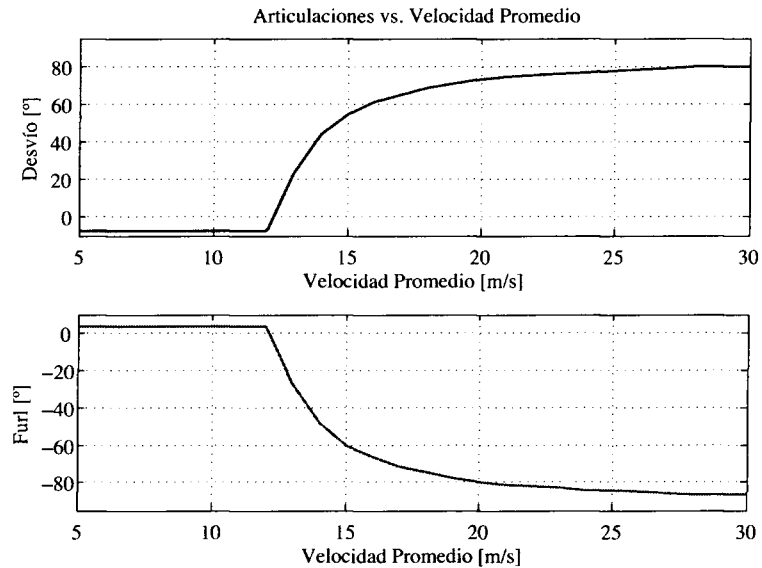


Figura 2.5: Comparación entre las articulaciones θ y ϕ vs. velocidad promedio

Una vez que despleguemos las curvas de las articulaciones vs. la velocidad promedio, se pueden identificar los tres estados mencionados anteriormente. Para el caso en que la velocidad es constante, la turbina se encuentra en estado de operación, siempre y cuando no sobrepase una velocidad promedio de 12.5 m/s. El estado de transición se da

entre una magnitud de la velocidad promedio de 12.5 a 25 m/s.

El estado de transición tiene un rango muy amplio de velocidades promedio. Originalmente cuando el ángulo de inclinación β era de 0° , esta transición iba de 12.5 m/s a 13.3 m/s, pero el sistema de plegado pasaba de operación a plegado bruscamente. Por esto se decidió que β tomara el valor de 4° de inclinación, con el objetivo de hacer un sistema de protección mas suave. Finalmente la turbina se encuentra en un estado de protección completo cuando la velocidad promedio es mayor a 22 m/s.

Es importante conocer al sistema con un mejor detalle, por lo que conociendo el comportamiento del sistema de plegado de una forma muy artificial, es posible desarrollar una serie de pruebas para el caso en que la velocidad ya no es tan artificial, es decir, una velocidad variable.

Velocidad variable

Cuando se considera una velocidad variable, es necesario introducir otras propiedades de la serie de viento. Entre ellas se encuentra la ráfaga de viento, ya que es muy importante conocer el comportamiento del sistema de plegado cuando éste es sometido a fuertes ráfagas de viento que sobrepasen el punto critico donde el sistema pasa de un punto de operación a uno de transición.

De la misma manera en que se generaron las curvas comparativas de las articulaciones vs. la velocidad promedio (Fig. 2.5), se construye un sistema bi-dimensional que no solo depende de la velocidad promedio de la serie de viento, sino que también se considera la amplitud de las ráfagas que pueda tener una serie de viento.

Debido a que las series de viento son impredecibles, se utiliza un sistema sintético para producir series de viento artificiales que tomen en cuenta las propiedades físicas de una serie de viento real.

Actualmente se cuenta con un generador de series sintéticas que recibe como entrada las propiedades que se desean construir en ella (intensidad de turbulencia, velocidad promedio, máximo, mínimo, etc), con el fin de desarrollar múltiples series de viento para construir la matriz bi-dimensional (ec. 2.11).

En la Figura 2.6 se muestran las series de tiempo del viento, de θ y de ϕ , donde se observa cómo se ve afectado el sistema de plegado por una ráfaga de viento (pico en la señal).

Al repetir el proceso variando la amplitud de ráfaga y la velocidad promedio, se obtiene la matriz bi-dimensional que nos indica de una manera gráfica las "fases" del sistema de plegado (operación, transición y protección). La zona de operación se despliega con color azul y la de protección con color rojo. Entre la zona de operación y la zona de protección se encuentra la zona de transición con distintos colores. En la

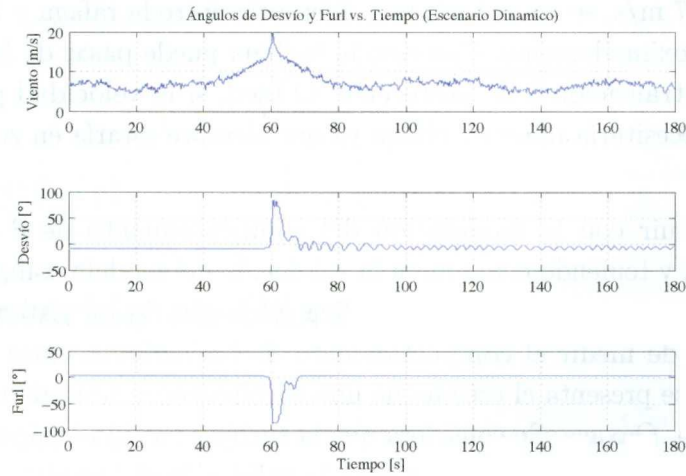


Figura 2.6: Series de tiempo de las articulaciones

Figura 2.7 se muestra la matriz bi-dimensional que representa a la turbina experimental en cuestión.

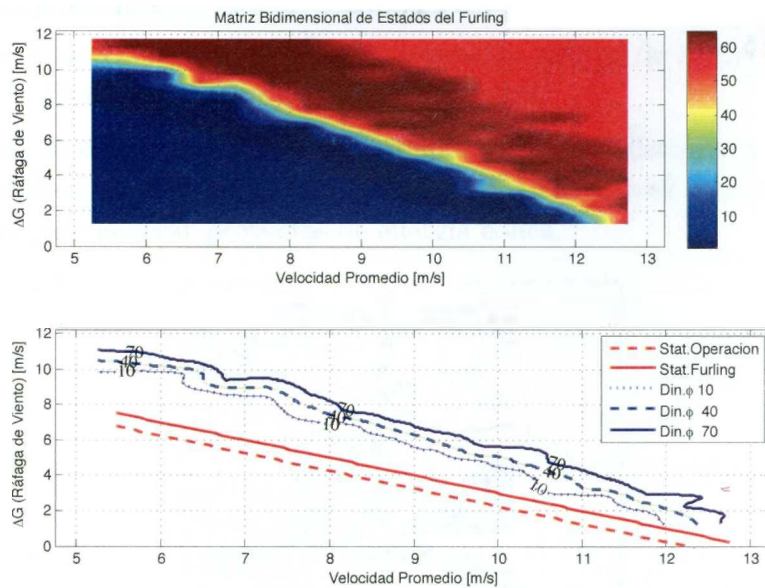


Figura 2.7: Matriz de fases del sistema de plegado

Para el desarrollo de la figura anterior, se utilizó el generador de series de viento sintéticas, y se ajustó el tiempo total de la serie en 180 segundos, mientras que la duración de la ráfaga para todas las series de viento fue de 20 segundos. Las curvas de la gráfica inferior, indican tres ángulos de *furling* (-10° -40° y -70°), refiriéndose a los límites de la zona de transición y el punto medio de la misma.

Tomando un ejemplo de la matriz bi-dimensional gráfica: si tenemos una velocidad

promedio de 7 m/s, se necesitaría una diferencia entre la ráfaga y la velocidad promedio de 9 m/s aproximadamente. Con esto la turbina puede pasar de la zona de operación a una zona de transición o de protección. O bien, si la velocidad promedio fuera de 13 m/s, no se necesitaría ninguna ráfaga ya que siempre estaría en zona de transición o de protección.

Al concluir con la modelación del comportamiento de θ y ϕ para la turbina experimental, y teniendo como meta la validación del modelo computacional, se requiere de una parte experimental. Esta implica el diseño de un sistema de adquisición de datos, capaz de medir el comportamiento de las articulaciones en el mundo real. A continuación se presenta el estudio de una turbina eólica ubicada en un sitio de pruebas en La Ventosa, Oaxaca. Se considera que la turbina ha sido equipada para medir ciertas variables físicas que son relevantes para la validación del modelo computacional.

En el siguiente capítulo se explica a grandes rasgos el recurso eólico en Oaxaca, se describe la turbina eólica situada en la Ventosa. También se muestra la instrumentación instalada sobre la turbina y su sistema de captura. Se explica el procesamiento desarrollado en MATLAB para convertir las señales crudas de la instrumentación a variables físicas relevantes, y finalmente, los resultados de esta experimentación se despliegan en el capítulo 5.

Capítulo 3

Experimentación en Oaxaca

3.1. Recurso eólico

La Ventosa es una región situada en el estado de Oaxaca al Sur de México (Figura 3.1), y es uno de los lugares con mejores condiciones de viento para producir energía eléctrica por medio de la eólica. Debido a su topografía montañosa, Oaxaca es uno de los lugares con mejor recurso eólico en el mundo. El istmo de Tehuantepec combinado con las montañas de Oaxaca crean una concentración natural de viento, lo que permite un flujo entre el Golfo de México y el Océano Pacífico.

Se han hecho estudios donde la velocidad del viento registrada va de 4 m/s a 18 m/s al ser medido a 30 metros de altura [7], por lo que La Ventosa es una de las regiones mas atractivas para generar proyectos de energía eólica.



Figura 3.1: Ubicación geográfica de La Ventosa, Oaxaca.

En la Figura 3.2 se presenta el mapa de recurso eólico en el estado de Oaxaca, donde se clasifican las velocidades de viento en 7 divisiones que van de bajas a extremas condiciones [18]. Cabe mencionar que velocidades entre la clase 4 y 5 se consideran óptimas para la extracción de energía y se puede observar que en el istmo de Tehuantepec

se presentan las mejores condiciones ya que el flujo que va de Norte a Sur y viceversa beneficia al recurso eólico de esa región.

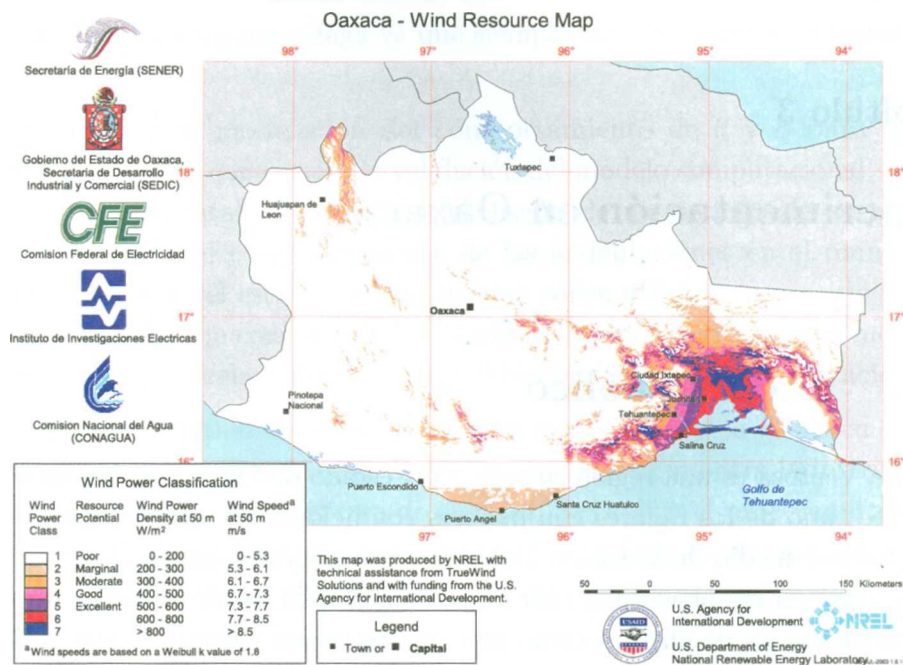


Figura 3.2: Mapa del recurso eólico en Oaxaca.

Debido a la topografía que permite el flujo de viento entre el Océano Pacífico y el Golfo de México, la distribución frecuencial del viento es bi-modal, ya que prácticamente existen dos direcciones del flujo (de Norte a Sur y viceversa) provocando que haya dos velocidades del viento predominantes [19, 178].

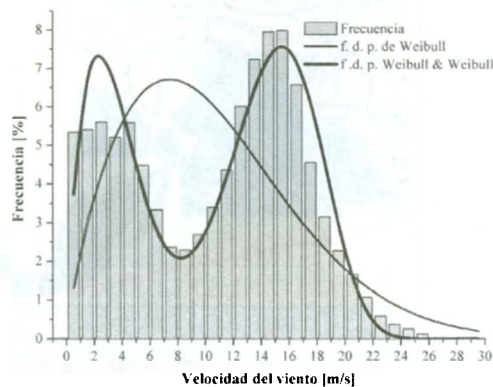


Figura 3.3: Función de densidad de probabilidad para el viento en la Venta, Oaxaca

En la siguiente sección se muestran las especificaciones y adecuaciones de la turbina de viento experimental que se encuentra en Oaxaca. Debido a que el sitio cuenta con

instrumentación para observar el recurso eólico, es posible corroborar los resultados que se mostraron anteriormente por medio de mediciones propias (Véase la Sección 5.1).

3.2. Turbina de viento experimental



Figura 3.4: Turbina eólica de 1.4 kW marca Aeroluz.

En la tabla 3.1 se muestran las especificaciones técnicas de la turbina original, la cual fue construida por Aeroluz para la instalación de turbinas en el sector urbano y rural [16]. Por otra parte, la turbina ha sido modificada para medir ciertas variables con el fin de conocer a fondo el comportamiento real de la turbina.

Tabla 3.1: Especificaciones de la turbina original

Características Generales	
Marca	Aeroluz
Diámetro del rotor	2.95 mts
No. de aspas	3
Potencia nominal	1.4 kW
Material de la Estructura	Acero galvanizado en caliente
Peso	63 kg
Protección	Sistema de plegado automático
Freno de mantenimiento	Electromagnético

En la siguiente sección se muestra con detalle la instrumentación de la turbina original. Se despliega un esquema del sistema de medición y adquisición de datos, se muestran los tipos de sensores que se utilizan y en algunos casos se describe el acondicionamiento para la captura de las variables físicas.

3.2.1. Instrumentación de la turbina experimental

Como se mencionó anteriormente, la turbina experimental fue instrumentada antes de iniciar la presente investigación, por lo que no se cuenta con la instrumentación adecuada para la validación del modelo computacional. Sin embargo, algunos sensores que se utilizan en esta experimentación, pueden ser utilizados para desarrollar correlaciones que nos indiquen ciertas propiedades del sistema de plegado.

En la tabla 3.2 se mencionan los sensores instalados en el sitio y en la turbina. También se muestran las variables que cada sensor se encarga de medir.

Tabla 3.2: Sensores instalados en el sitio de pruebas y en la turbina experimental

Sensor	Variable a medir
Transductor de potencia DC	Potencia
Transductor de frecuencia DC	Velocidad rotacional
Anemómetro	Velocidad del viento
Veleta	Dirección del viento
Galgas extensiométricas	Deformación axial en el mástil

Los datos se reciben a través de un “*datalogger*” para ser almacenados en un ordenador común. El sistema de adquisición proviene de la compañía *Campbell Scientific*, conocido como CR10X [22]. Es posible conectarlo por medio de un puerto serial, o bien, utilizando un adaptador de la misma compañía, se puede acceder a los datos capturados vía USB. El sistema de adquisición de datos está configurado para obtener un dato por segundo.

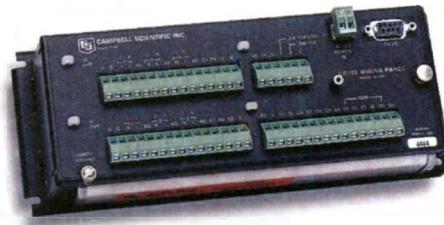


Figura 3.5: Sistema de adquisición de datos CR10X de Campbell Scientific.

Es posible medir la potencia por medio de un transductor de la compañía *Ohio Semitronics* [23]. Este transductor recibe como entrada la potencia extraída por el generador, convirtiéndola a un voltaje proporcional que puede ser manejado por el sistema de adquisición de datos. Es importante mencionar que a través de los datos de la potencia, es posible observar implícitamente el comportamiento del sistema de plegado ya que la curva de potencia se ve directamente afectada por el sistema de protección.



Figura 3.6: Transductor de potencia Ohio Semitronics.

Para el caso de la velocidad rotacional, se optó por un transductor de la misma compañía que el transductor de potencia [24]. Este puede convertir la frecuencia del voltaje instantáneo, a un voltaje proporcional que puede ser capturado por el sistema de adquisición de datos.



Figura 3.7: Transductor de frecuencia Ohio Semitronics.

La velocidad de viento se captura por medio de un anemómetro convencional de la compañía *NRG Systems* [28]. Este es conectado directamente al *DataLogger* el cual convierte la señal oscilatoria del anemómetro en una serie de tiempo de la velocidad del viento en m/s. Por otra parte, la dirección de viento se mide por medio de una veleta convencional de la misma compañía que el anemómetro. Básicamente es una resistencia variable que al ser alimentada, genera un voltaje proporcional a la dirección a la que se encuentra el viento [27]. En la Figura 3.8 se muestran el anemómetro y la veleta instalados en Oaxaca.



Figura 3.8: Anemómetro y veleta.

Para la medición de las fuerzas axiales, se utiliza un arreglo de galgas extensiométricas, con el fin de capturar la deformación de un mástil en dos direcciones ortogonales.

El arreglo de las galgas extensiométricas consiste en dos medios puentes de Wheatstone alimentados con el mismo voltaje. Es decir que cada medio puente utiliza dos galgas extensiométricas (una se expande, y la otra se comprime), con el fin de tener una resolución adecuada para la medición de dichas deformaciones. Esta información debe ser extrapolada computacionalmente para inferir las fuerzas axiales a las que es sometido el rotor de la turbina experimental. A continuación se muestra el diagrama del circuito utilizado para la medición de las fuerzas axiales.

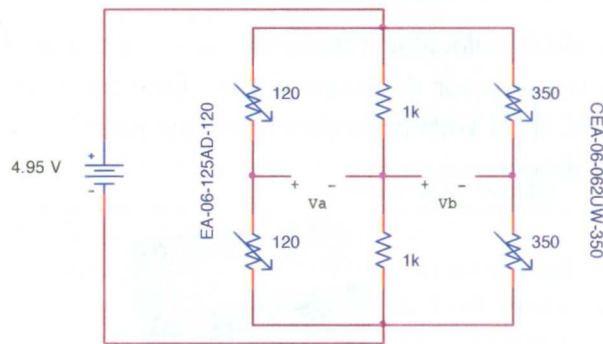


Figura 3.9: Diagrama para la medición de fuerzas axiales.

Haciendo un corte sobre el mástil podemos observar el acomodo de las galgas que están separadas a 180° cada una:

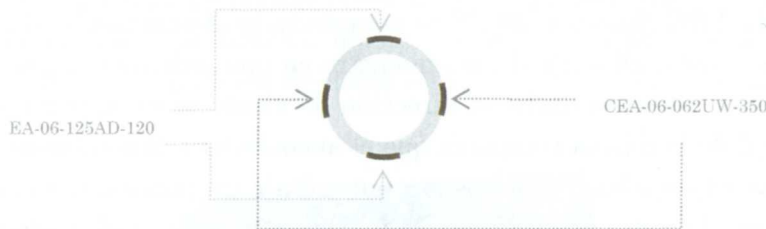


Figura 3.10: Posición de las galgas sobre el mástil

Con este arreglo para las galgas, se puede obtener una resolución que depende del tamaño de las resistencias y el voltaje de alimentación del circuito.

$$V_o = \frac{V_i}{2} \left[\frac{\Delta R}{R} \right] \quad (3.1)$$

En resumen, de acuerdo a los sensores que se instalaron en la turbina experimental, se obtienen los siguientes datos con una resolución de 1 segundo:

- Día del año (de 0 a 365).

- Hora y minuto del día
- Potencia generada.
- Frecuencia angular del rotor.
- Dirección del viento.
- Medición de la fuerza axial Norte – Sur.
- Medición de la fuerza axial Este – Oeste.
- Velocidad del viento

Es importante mencionar que las señales no vienen directamente relacionadas con la variable física que están midiendo, por lo que es necesario desarrollar un procesamiento de información para que se pueda generar un análisis individual de las variables físicas y comparaciones entre ellas.

3.3. Procesamiento de señales

Para transformar las señales medidas por el sistema de adquisición de datos, se requiere de un paquete computacional, que en este caso es MATLAB [13], donde todos los archivos generados por el *datalogger* son importados al espacio de trabajo del software. Con esto, es posible procesar los datos de acuerdo a las caracterizaciones que se han establecido previo a la instalación de los sensores en campo.

Las señales medidas son capturadas como voltajes proporcionales a los valores reales de cada variable física. Para el caso de la velocidad del viento, el sistema de adquisición de datos hace el procesamiento y no es necesario modificarlo en el código de MATLAB. Es decir que la señal que se almacena en el ordenador, ya tiene unidades de m/s.

En cuanto a la dirección del viento, la veleta es alimentada con 2.5 V, lo que indica que una dirección de 0° es registrada como 0 V y una dirección de 359.9° es registrada como 2.5 V. Es importante mencionar que la referencia de orientación es el Norte geográfico, es decir que cuando la veleta apunta hacia el Norte, la dirección capturada debe ser de 0°. Además se considera que la orientación se mide a favor de las manecillas del reloj (N-E-S-O).

$$\theta_v = \frac{V_d}{2.5} 360^\circ \quad (3.2)$$

donde θ_v es la dirección del viento, y V_d es el voltaje capturado por el sistema de adquisición de datos.

El voltaje que se genera por el arreglo de medición de la potencia, es proporcional a la mitad del valor de la potencia real, además tiene un pequeño “off-set” de 26 W, por lo que la medición real se encuentra con la siguiente adecuación:

$$P_{real} = 2V_p + 26 \text{ [W]} \quad (3.3)$$

donde P_{real} es la potencia real procesada y V_p es el voltaje referente a la potencia. En cuanto a la velocidad rotacional, la conversión a la variable física real es una correlación calibrada y se obtiene con la siguiente expresión:

$$\eta = 4,520 \frac{V_n}{5} \text{ [RPM]} \quad (3.4)$$

donde η es la velocidad rotacional en RPM y V_n es el voltaje referente a la velocidad rotacional. Para el caso de las fuerzas axiales en los ejes Norte-Sur y Este-Oeste, se desarrolló una caracterización para relacionar la deformación del mástil, con el voltaje diferencial generado por el circuito conformado por las galgas extensiométricas. A continuación se muestra la ecuación para convertir el voltaje generado por el circuito a deformación del mástil:

$$\epsilon = \frac{2\Delta V}{V_g f_g} = \frac{2(V_0 - V_n)}{V_g f_g} \quad (3.5)$$

donde ϵ es la deformación, V_0 es el voltaje generado por un medio puente cuando no existe ninguna carga, V_n es el voltaje capturado con el “DataLogger” y f_g es el factor de galga para un medio puente de galgas. Esta ecuación debe utilizarse para ambos ejes de deformación, por lo que cada uno al ser calibrado en el laboratorio, contiene su propio factor de galga f_g y su voltaje de “off-set” V_0 (Véase la tabla 3.3).

Tabla 3.3: Caracterización de los dos medios puentes de Wheatstone

Ejes	Factor de Galgas	Off-Set
Norte-Sur	2.085	-7.7481 V
Este-Oeste	2.145	-1.957 V

Posteriormente se deben conocer las especificaciones geométricas del mástil (Diámetro interior y exterior) y el modulo de elasticidad del material del mástil. También se

debe conocer la distancia entre el eje del rotor y la altura de las galgas en el mástil, para estimar la fuerza que recibe el rotor de la turbina. en la tabla 3.4 se muestran las características del mástil para el calculo de las fuerzas.

Tabla 3.4: Especificaciones del mástil

Especificación	Valor
Diámetro Interior	$78.3 \times 10^{-3}\text{m}$
Diámetro Exterior	$89.4 \times 10^{-3}\text{m}$
Módulo de Elasticidad	$2.10 \times 10^{11}\text{Pa}$

Para el calculo de la fuerza es necesario calcular los siguientes valores:

- Segundo Momento de Área: Éste se calcula con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{\pi}{64} (D_{ext}^4 - D_{int}^4) [\text{m}^4] \quad (3.6)$$

donde D_{ext} y D_{int} son los diámetros exterior e interior respectivamente.

- Módulo de la Sección: Se calcula de la siguiente manera:

$$S = \frac{I}{\frac{D_{ext}}{2}} [\text{m}^3] \quad (3.7)$$

- Momento flexionante: Para el calculo del momento flexionante se utiliza la siguiente ecuación:

$$M = \sigma S = (\epsilon E) S [\text{Pa}] \quad (3.8)$$

donde σ es el estrés, el cual depende del módulo de elasticidad E y la constante de deformación ϵ .

Finalmente para la extrapolación de la fuerza a la altura del rotor se utiliza la ecuación 3.9:

$$F = \frac{M}{d} [\text{N}] \quad (3.9)$$

Todo el proceso se le aplica a las dos señales emitidas por los arreglos de galgas para cada uno de los ejes (Norte-Sur, Este-Oeste). Por ultimo, con la información obtenida

por las galgas, también se puede extraer la dirección de la fuerza resultante, calculando simplemente la tangente inversa de las dos componentes de la fuerza axial:

$$\theta_F = \tan^{-1} \left(\frac{F_y}{F_x} \right) \quad (3.10)$$

donde θ_F es la dirección de la fuerza resultante sobre la turbina, F_y y F_x son las fuerzas sobre los ejes Este-Oeste y Norte-Sur respectivamente. Los resultados obtenidos por la instrumentación instalada en Oaxaca se muestran en el Capítulo 5. Como se mencionó anteriormente, la experimentación en Oaxaca solo es una parte de la experimentación total en esta investigación.

En el siguiente capítulo se describe el diseño y realización de una nueva experimentación con el fin de manipular el viento de mejor forma y con el objetivo principal de obtener el comportamiento transitorio de las articulaciones del sistema de protección.

Capítulo 4

Experimentación en pruebas con viento controlado

En esta sección se describe el desarrollo de las pruebas con viento controlado. Se mencionan las variables que se desean medir, el tipo de instrumentación que se utilizará, el diseño de los mismos transductores. Se despliegan las simulaciones CFD para el diseño estructural del sistema móvil de pruebas y se describe el desarrollo de construcción del sistema general de pruebas.

4.1. Viento controlado

Uno de los aspectos importantes para generar una experimentación adecuada es tener la capacidad de controlar la variable de entrada al sistema. Con esto se puede conocer a fondo el comportamiento del sistema que en este caso son las articulaciones de la turbina experimental.

Existen varias soluciones para desarrollar pruebas con entrada controlada. La más obvia sería el uso de un túnel de viento en donde uno puede variar la magnitud de la velocidad del viento y así observar a fondo los estados de operación del sistema de protección.

Actualmente no se cuenta con un túnel de viento, y optar por esta opción implicaría un gran gasto ya que se tendría que conseguir un túnel grande debido a que la turbina de viento, junto con el mástil abarcan un gran espacio. Incluso hacer la fabricación de un túnel de viento propio puede demorar mucho tiempo y el costo sigue siendo alto.

La segunda opción, y la que se tomó en cuenta para esta experimentación, es el diseño de un sistema de pruebas móvil, capaz de transportar una turbina de viento para que en el desplazamiento del sistema se genere un flujo de viento controlado que es proporcional a la velocidad del sistema móvil.

Para generar un sistema de pruebas eficiente, se deben considerar todos los aspectos posibles que puedan afectar negativamente a los resultados de las pruebas. Por ejemplo, si el sistema no es diseñado para que el flujo de viento que recibe la turbina sea

Capítulo 4

Experimentación en pruebas con viento controlado

En esta sección se describe el desarrollo de las pruebas con viento controlado. Se mencionan las variables que se desean medir, el tipo de instrumentación que se utilizará, el diseño de los mismos transductores. Se despliegan las simulaciones CFD para el diseño estructural del sistema móvil de pruebas y se describe el desarrollo de construcción del sistema general de pruebas.

4.1. Viento controlado

Uno de los aspectos importantes para generar una experimentación adecuada es tener la capacidad de controlar la variable de entrada al sistema. Con esto se puede conocer a fondo el comportamiento del sistema que en este caso son las articulaciones de la turbina experimental.

Existen varias soluciones para desarrollar pruebas con entrada controlada. La más obvia sería el uso de un túnel de viento en donde uno puede variar la magnitud de la velocidad del viento y así observar a fondo los estados de operación del sistema de protección.

Actualmente no se cuenta con un túnel de viento, y optar por esta opción implicaría un gran gasto ya que se tendría que conseguir un túnel grande debido a que la turbina de viento, junto con el mástil abarcan un gran espacio. Incluso hacer la fabricación de un túnel de viento propio puede demorar mucho tiempo y el costo sigue siendo alto.

La segunda opción, y la que se tomó en cuenta para esta experimentación, es el diseño de un sistema de pruebas móvil, capaz de transportar una turbina de viento para que en el desplazamiento del sistema se genere un flujo de viento controlado que es proporcional a la velocidad del sistema móvil.

Para generar un sistema de pruebas eficiente, se deben considerar todos los aspectos posibles que puedan afectar negativamente a los resultados de las pruebas. Por ejemplo, si el sistema no es diseñado para que el flujo de viento que recibe la turbina sea

uniforme, los resultados no serán consistentes, impidiendo la posible validación del modelo computacional.

Por esto es necesario contemplar aspectos, estructurales y aerodinámicos, además de la posición de los instrumentos e incluso la instalación de los mismos, para una fácil accesibilidad a la hora del mantenimiento del sistema de pruebas.

El primer paso para el desarrollo del sistema de pruebas, es diseñar los aspectos estructurales y someterlos a simulaciones computacionales, previas a la fabricación del sistema. Por esto, en la siguiente sección se muestra un proceso detallado para la decisión de cómo se integrará la turbina experimental a un sistema móvil que en este caso es un vehículo comercial.

4.2. Incorporación de una turbina eólica a un sistema móvil

Existen dos opciones para el acoplamiento de la turbina experimental al vehículo. Primero, se considera que el vehículo debe ser lo suficientemente capaz para mover todo el sistema instrumentado (Turbina de viento, mástil, estructura de instrumentación, etc.). Por esto, se considera que debe ser una camioneta que puede ser de carga o convencional, dependiendo de la posición de la turbina.

Para obtener un sistema de pruebas final, se contemplan las siguientes soluciones:

- Instalación de la turbina experimental sobre la caja de carga de una camioneta: Aprovechando que este tipo de camionetas tienen un espacio de carga, es posible soportar una turbina sobre la camioneta.
- Instalación de la turbina al frente de la camioneta: Con el objetivo de eliminar las posibles perturbaciones que pueda generar el vehículo.
- Extender la altura de la torre: Con la finalidad de reducir las posibles perturbaciones ocasionadas por la parte superior de la camioneta.
- Modificar el perfil frontal de la camioneta: Para así reducir las perturbaciones ocasionadas por el frente del vehículo y garantizando un flujo relativamente aceptable.
- Instalación de un Remolque: Con el objetivo de aislar al sistema de la camioneta por cuestiones de seguridad y posibles ventajas.

uniforme, los resultados no serán consistentes, impidiendo la posible validación del modelo computacional.

Por esto es necesario contemplar aspectos, estructurales y aerodinámicos, además de la posición de los instrumentos e incluso la instalación de los mismos, para una fácil accesibilidad a la hora del mantenimiento del sistema de pruebas.

El primer paso para el desarrollo del sistema de pruebas, es diseñar los aspectos estructurales y someterlos a simulaciones computacionales, previas a la fabricación del sistema. Por esto, en la siguiente sección se muestra un proceso detallado para la decisión de cómo se integrará la turbina experimental a un sistema móvil que en este caso es un vehículo comercial.

4.2. Incorporación de una turbina eólica a un sistema móvil

Existen dos opciones para el acoplamiento de la turbina experimental al vehículo. Primero, se considera que el vehículo debe ser lo suficientemente capaz para mover todo el sistema instrumentado (Turbina de viento, mástil, estructura de instrumentación, etc.). Por esto, se considera que debe ser una camioneta que puede ser de carga o convencional, dependiendo de la posición de la turbina.

Para obtener un sistema de pruebas final, se contemplan las siguientes soluciones:

- Instalación de la turbina experimental sobre la caja de carga de una camioneta: Aprovechando que este tipo de camionetas tienen un espacio de carga, es posible soportar una turbina sobre la camioneta.
- Instalación de la turbina al frente de la camioneta: Con el objetivo de eliminar las posibles perturbaciones que pueda generar el vehículo.
- Extender la altura de la torre: Con la finalidad de reducir las posibles perturbaciones ocasionadas por la parte superior de la camioneta.
- Modificar el perfil frontal de la camioneta: Para así reducir las perturbaciones ocasionadas por el frente del vehículo y garantizando un flujo relativamente aceptable.
- Instalación de un Remolque: Con el objetivo de aislar al sistema de la camioneta por cuestiones de seguridad y posibles ventajas.

- Utilizar una camioneta sin caja de carga con el Remolque: Para que el flujo de viento no se vea afectado por la caja de carga de la camioneta y así reducir la estela que pueda generarse sobre la trayectoria del remolque.

Estas son las opciones principales para el desarrollo del sistema de experimentación, y por ello, se deben realizar simulaciones de flujo para encontrar la mejor solución en cuanto los aspectos estructural y aerodinámico. En la siguiente sección se describen las simulaciones CFD (Computational Fluid Dynamics) [29] para la toma de decisión del sistema experimental final.

4.3. Simulaciones CFD

Una de las herramientas básicas para conocer el comportamiento del flujo de viento es el paquete computacional COMSOL [8], por lo que las simulaciones CFD se llevarán a cabo sobre este programa computacional.

El objetivo principal de la simulación en COMSOL es predecir el comportamiento del flujo de viento al ser perturbado con el paso de una camioneta que se planea utilizar para hacer pruebas de operación de una turbina eólica experimental.

Con el fin de simplificar y reducir el tiempo de computo en la simulación, se diseñaron distintos modelos que emulan la geometría de la camioneta. A continuación se muestra el modelo simplificado original de una camioneta de carga con dimensiones estándares.

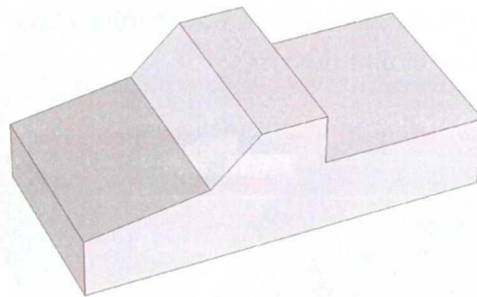


Figura 4.1: Modelo simplificado de una camioneta de carga estándar

Si se introduce el modelo anterior a COMSOL, es posible someterlo a un flujo turbulento de viento constante, utilizando un método de solución que considera la turbulencia estándar, conocido como $\kappa - \epsilon$. La velocidad se fijó en 7 m/s y las propiedades del fluido son equivalentes a las del viento en condiciones normales.

Incrementar o disminuir la intensidad del viento no afecta significativamente las simulaciones por lo que sólo se presentan los resultados con velocidad de 7 m/s. (Todos

- Utilizar una camioneta sin caja de carga con el Remolque: Para que el flujo de viento no se vea afectado por la caja de carga de la camioneta y así reducir la estela que pueda generarse sobre la trayectoria del remolque.

Estas son las opciones principales para el desarrollo del sistema de experimentación, y por ello, se deben realizar simulaciones de flujo para encontrar la mejor solución en cuanto los aspectos estructural y aerodinámico. En la siguiente sección se describen las simulaciones CFD (Computational Fluid Dynamics) [29] para la toma de decisión del sistema experimental final.

4.3. Simulaciones CFD

Una de las herramientas básicas para conocer el comportamiento del flujo de viento es el paquete computacional COMSOL [8], por lo que las simulaciones CFD se llevarán a cabo sobre este programa computacional.

El objetivo principal de la simulación en COMSOL es predecir el comportamiento del flujo de viento al ser perturbado con el paso de una camioneta que se planea utilizar para hacer pruebas de operación de una turbina eólica experimental.

Con el fin de simplificar y reducir el tiempo de computo en la simulación, se diseñaron distintos modelos que emulan la geometría de la camioneta. A continuación se muestra el modelo simplificado original de una camioneta de carga con dimensiones estándares.

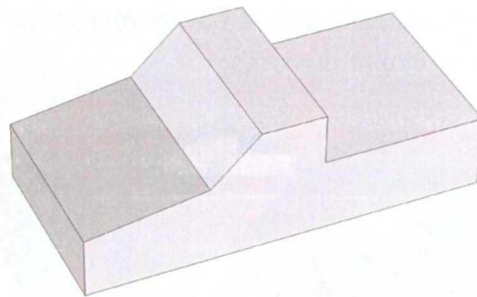


Figura 4.1: Modelo simplificado de una camioneta de carga estándar

Si se introduce el modelo anterior a COMSOL, es posible someterlo a un flujo turbulento de viento constante, utilizando un método de solución que considera la turbulencia estándar, conocido como $\kappa - \epsilon$. La velocidad se fijó en 7 m/s y las propiedades del fluido son equivalentes a las del viento en condiciones normales.

Incrementar o disminuir la intensidad del viento no afecta significativamente las simulaciones por lo que sólo se presentan los resultados con velocidad de 7 m/s. (Todos

los resultados tienen una escala donde el color azul es el valor mínimo de la magnitud de la velocidad $v_{min} = 0$ m/s, y el color rojo es el valor máximo de la velocidad $v_{max} = 9$ m/s.)

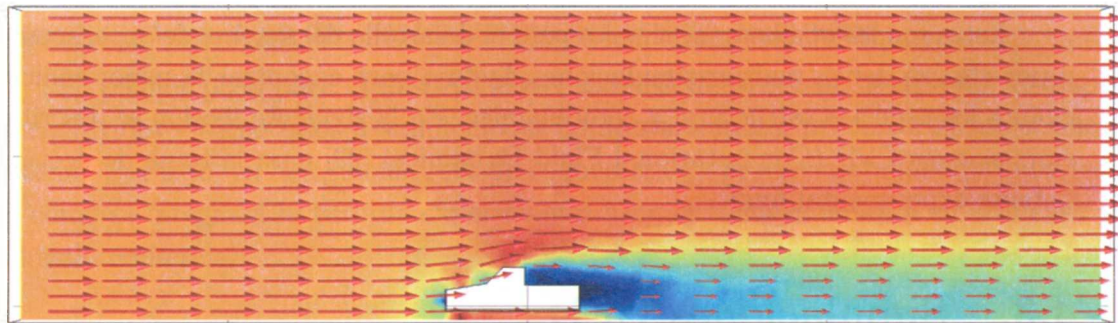


Figura 4.2: Resultados de la simulación para un modelo de camioneta sin modificar

El diseño de una camioneta de carga no contempla la posibilidad de instalar una estructura para pruebas de turbinas eólicas por lo que se propone instalar un perfil aerodinámico de acrílico sobre el vehículo para disminuir las perturbaciones turbulentas del viento sobre la turbina experimental.

Se ha generado una simplificación del modelo de camioneta en conjunto con el plano de acrílico para someterlos a un flujo de viento unidireccional y constante en COMSOL, con el propósito de observar las posibles desviaciones de la dirección e intensidad del viento y así decidir de qué manera se va a instalar una turbina de viento experimental, garantizando que los resultados de las pruebas de camioneta sean confiables.

A continuación se muestran los modelos simplificados. Ambos tienen las dimensiones de una camioneta convencional de carga.

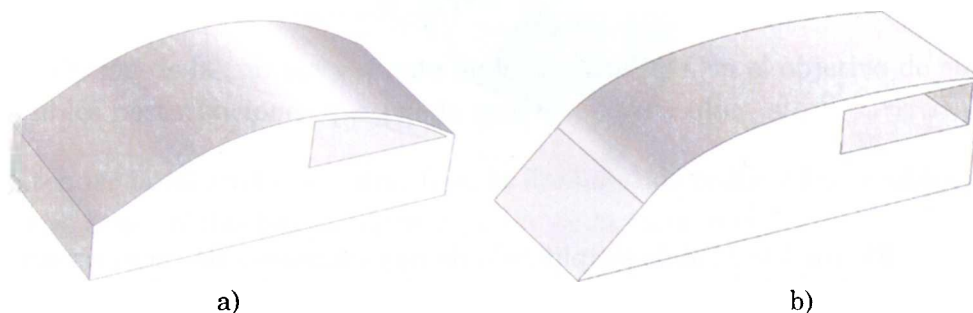


Figura 4.3: Modelos simplificados en COMSOL.

El propósito principal del primer modelo es la disminución de la estela (la cual se produce detrás de la cabina). Con este perfil, la dirección del flujo del viento tendería a la forma del acrílico, de manera que la estela se ve reducida y así poder instalar un

remolque experimental en donde se puede montar la turbina eólica. La ventaja de esta configuración, es que la estructura experimental se encuentra alejada de la turbina y se le puede agregar un sistema de protección para evitar cualquier desviación de la camioneta.

Los flujos turbulentos, considerando la estela detrás de la camioneta pueden afectar los resultados y provocar una inconsistencia con el modelo computacional del sistema de plegado. Sin embargo, se puede llegar a una altura donde los resultados no se ven afectados por dicha estela. Por otra parte, se propone un segundo modelo que se basa en alargar la cabina (punto donde el flujo es mas uniforme) hasta la parte trasera de la camioneta.

También el perfil toma en cuenta la parte frontal de la camioneta ya que originalmente el frente es aerodinámicamente pobre. Disminuir la estela ya no es un objetivo para este modelo, ya que se piensa instalar la turbina sobre la caja de la camioneta. Las perturbaciones mas grandes se van a concentrar en puntos donde no se encuentre la turbina experimental por lo que el inicio del perfil aerodinámico es un tanto abrupto al frente de la camioneta, y suavemente va tendiendo hacia el plano de la cabina.

De esta manera, la dirección del flujo del viento impactaría a la turbina eólica experimental de manera uniforme y unidireccionalmente. En la Figura 4.4 se presentan los resultados de la simulación en COMSOL para ambos modelos.

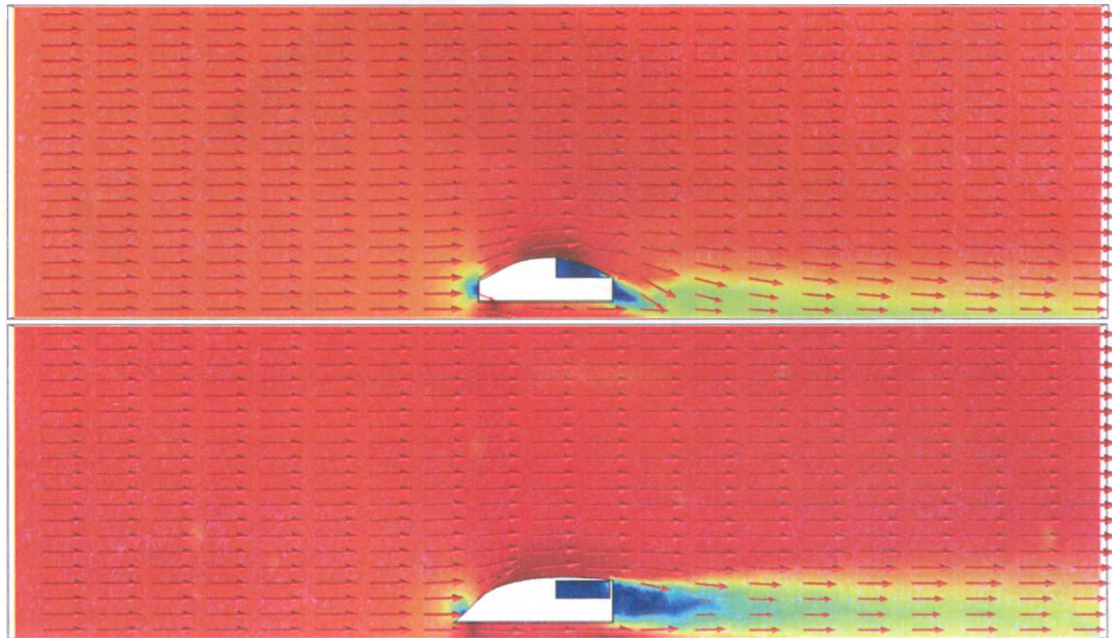


Figura 4.4: Resultados en COMSOL ($v = 7 \text{ m/s}$)

Podemos observar que en la parte frontal se ve una gran diferencia en cuanto a la

interacción del modelo con el fluido, donde el perfil b) tiene un mejor resultado para nuestro propósito general.

En la parte superior del modelo, se aprecia que el fluido se acelera y desorienta mas en el caso a), mientras que en el modelo b) se observa que la dirección y magnitud son mas uniformes. Finalmente la estela es mayor en el perfil b) por lo que este modelo cumple con las expectativas si se desea utilizar un remolque externo.

Existen dos posibles decisiones en cuanto a la posición donde la turbina experimental será instalada. Si se desea utilizar un remolque por motivos de protección y fácil instalación de la estructura, se puede utilizar el modelo a), ya que se enfoca mas en disminuir la estela generada en la parte trasera de la camioneta, pero si se desea instalar la estructura en la cabina de la camioneta, definitivamente el modelo b) es la mejor opción. También es posible tomar las ventajas de ambos modelos y generar uno que cumpla con las mejores condiciones de operación de la turbina.

Fusión de modelos

Al contemplar las ventajas para ambos modelos, se ha creado un nuevo perfil en el que se considera que la turbina será soportada por un remolque. Al modelo a) se le ha modificado la parte frontal para minimizar el impacto con el flujo de viento.

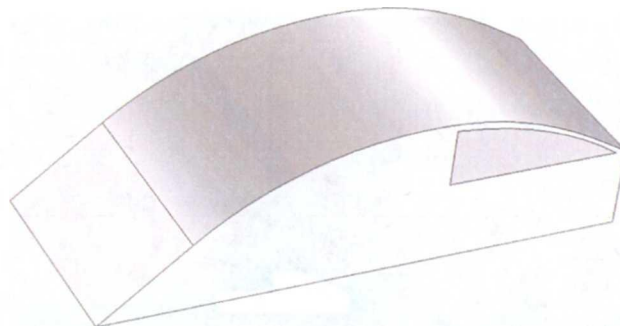


Figura 4.5: Modelo fusionado de camioneta.

En la Figura 4.6 se muestran los resultados de la simulación en COMSOL para una velocidad de entrada de 7 m/s.

Finalmente es necesario generar una simulación considerando todo el sistema de experimentación (remolque y turbina instalados).

El remolque simulado tiene como dimensiones una base de 4 m x 2.05 m, mientras que su altura es de 0.5 m. La torre simulada tiene una altura de 3.5 m sobre los 0.5 m del remolque, además se encuentra exactamente en el centro del remolque. Esta altura puede ser reducida dependiendo de los resultados que exprese la simulación.

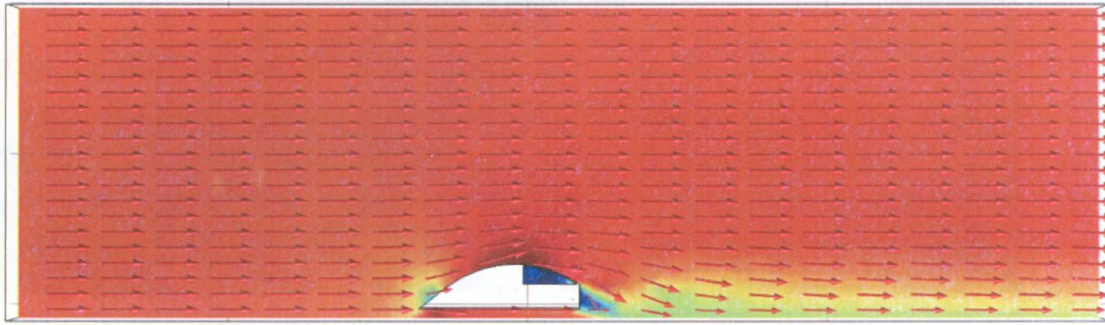


Figura 4.6: Simulación en COMSOL del modelo final sin remolque.

La primer simulación completa se desarrollará con la camioneta original sin considerar el perfil aerodinámico, para observar la interacción con el remolque y la turbina. A continuación se muestra el modelo simplificado al que se le someterá un flujo constante y unidireccional de 7 m/s junto con el remolque y la turbina con un rotor de 4 m de diámetro, el cual se dibujó de manera que simule la opacidad parcial del área que cubre el rotor (Fig 4.7a). Posteriormente se hará otra simulación considerando el perfil aerodinámico (Fig 4.7b).

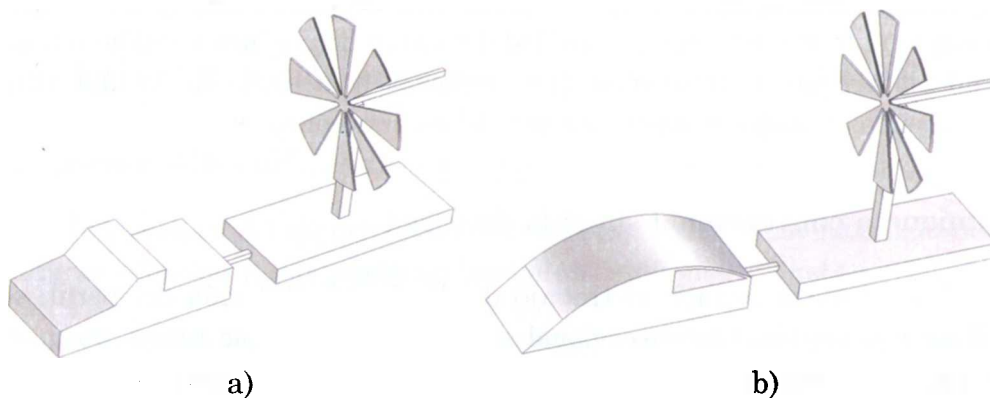


Figura 4.7: Modelo de simulación considerando la turbina de 3 kW.

Si importamos ambos modelos en COMSOL y los sometemos a las mismas condiciones mencionadas anteriormente (7 m/s, simulación con turbulenta $\kappa - \epsilon$), podemos obtener los siguientes resultados.

Al observar la simulación con la camioneta sin perfil, nos damos cuenta de que la burbuja que se genera detrás de la camioneta puede afectar a las propiedades del viento al que es sometida el rotor. Una vez que el flujo atraviesa al rotor observamos que se genera una estela (no es similar a los resultados que obtendremos ya que el rotor en este caso no está girando). Esto nos indica que la medición del recurso eólico debe ser al frente y no dentro de la estela.

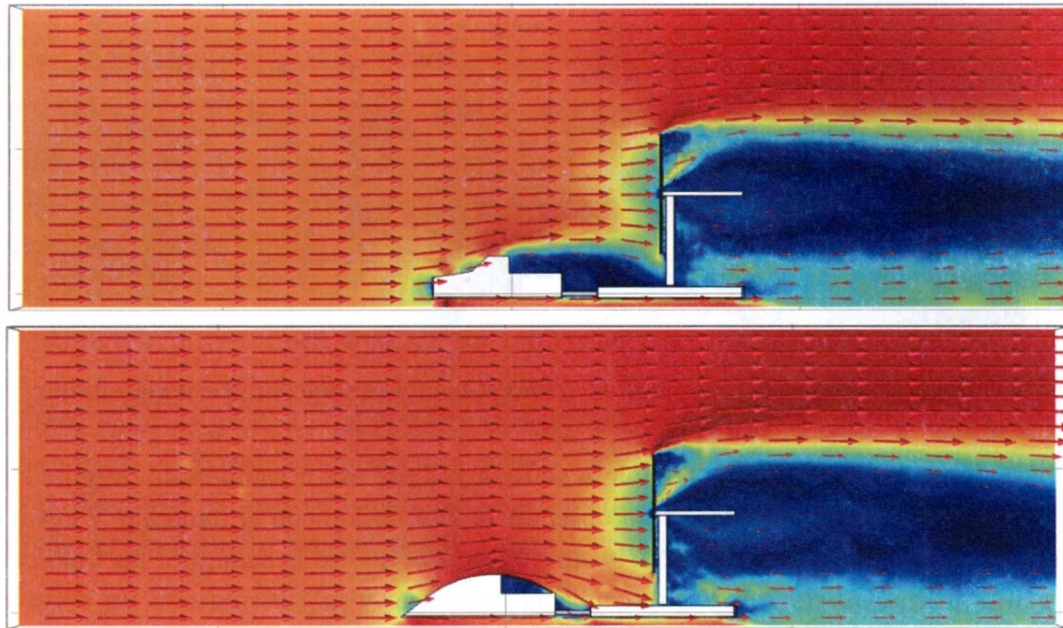


Figura 4.8: Simulaciones de los modelos completos en COMSOL

La simulación considerando el perfil aerodinámico muestra un comportamiento adecuado al frente del rotor (intensidad del viento homogénea y unidireccional), incluso el mismo arreglo de rotor-remolque desplazan a la estela hacia una altura menor, permitiendo un mejor comportamiento del recurso eólico.

Camioneta convencional sin caja de carga

Con el fin de reducir el trabajo de diseño e instalación del perfil, se propone utilizar una camioneta convencional sin caja de carga que tenga una parte trasera aerodinámicamente aceptable, de manera que se reduce el material que se utilizaría. En la figura 4.9 se muestra el modelo simplificado considerando solamente una camioneta sin caja de carga, junto con el remolque y la turbina experimental.

Importando el modelo anterior a COMSOL, obtenemos el siguiente resultado (Las condiciones del viento son las mismas que se utilizaron en las simulaciones anteriores):

Esta última simulación muestra que no hay un impacto lo suficientemente considerable como para utilizar un perfil completo sobre el vehículo, ya que el flujo del viento frente al rotor satisface los requerimientos de las pruebas.

Haciendo uso de la herramienta de simulaciones de flujo COMSOL y a la modelación de las pruebas de camioneta de manera simplificada, se llegó a las siguientes conclusiones y decisiones:

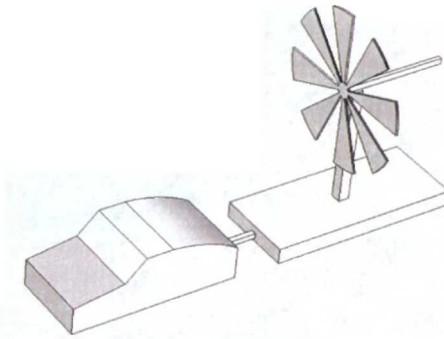


Figura 4.9: Modelo simplificado considerando un semi-perfil.



Figura 4.10: Simulación del modelo con semi-perfil en COMSOL.

- La posición de la turbina será sobre un remolque y no sobre la caja de la camioneta.
- La altura crítica del eje del rotor es de 4 metros sobre el pavimento, es decir que alturas inferiores a este punto no brindarán resultados favorables.
- Se utilizará una camioneta sin caja de carga ya que las simulaciones enfatizan que el perfil que impacta al rotor es adecuado para las pruebas con esta configuración.

Por ultimo se muestran todos los resultados con el fin de observar los ligeros cambios que existen entre todos los modelos (Figura 4.11). Una vez tomada la decisión del sistema de pruebas, se procede a construir el sistema, adecuando al remolque para instalar la turbina de viento. Se recuerda que la escala en todas a las imágenes es la misma (el color azul es el valor mínimo de la magnitud de la velocidad $v_{min} = 0$ m/s, y el color rojo es el valor máximo de la velocidad $v_{max} = 9$ m/s.)

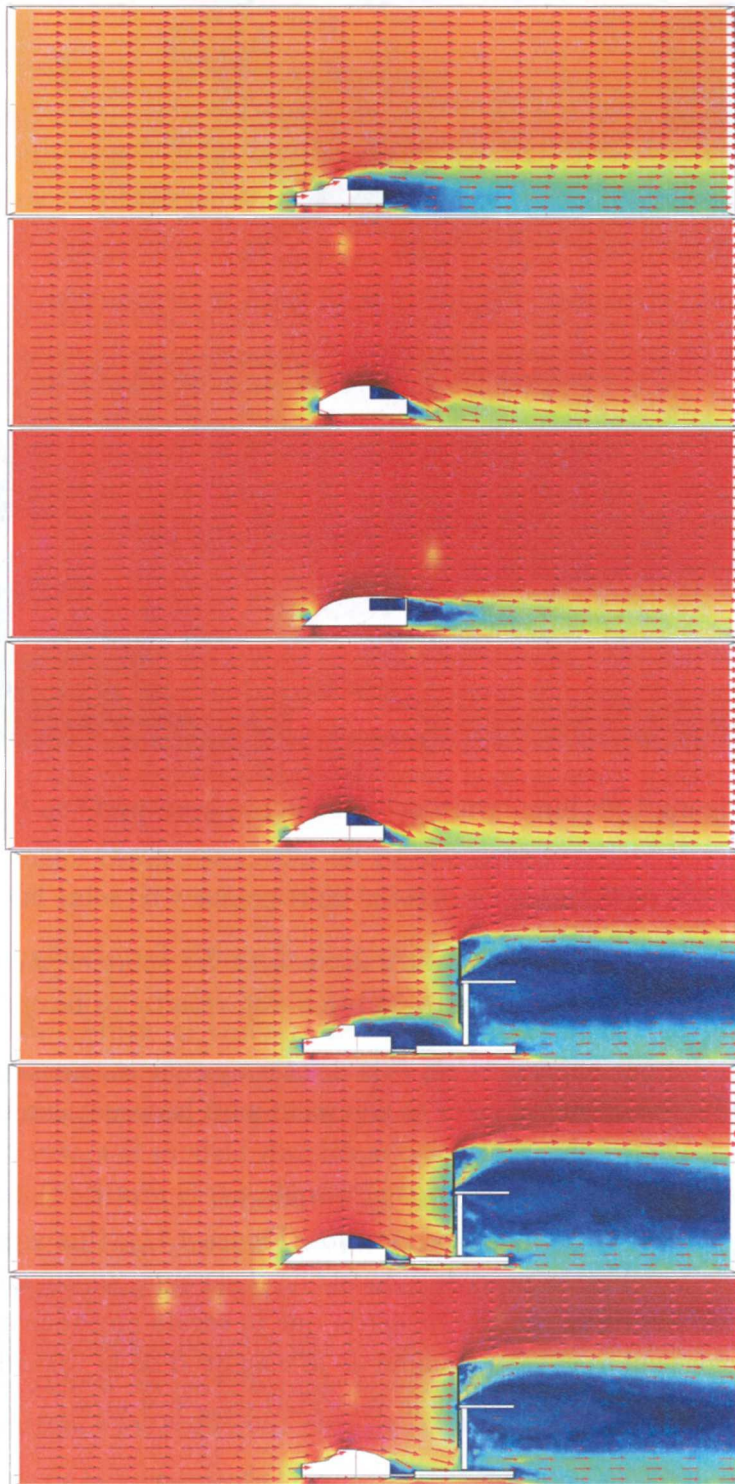


Figura 4.11: Simulaciones en COMSOL para 7 m/s.

4.4. Sistema de pruebas real

A continuación presenta la construcción del sistema de experimentos y posteriormente se explica el diseño de la instrumentación de la turbina. En primer lugar se presentan las bases de todo el sistema (Vehículo y Remolque).

El vehículo que se escogió es una camioneta Dodge RAM modelo 2000. Esta no tiene caja de carga y se puede observar en la Figura 4.12. La camioneta tiene las especificaciones adecuadas para cumplir con su objetivo, que es engancharse y tener la capacidad de mover un remolque adaptado estructuralmente para el montaje de la turbina de viento de 1.4 kW.



Figura 4.12: Camioneta de pruebas marca Dodge RAM modelo 2000

Como se mencionó en la sección anterior, la solución que se tomó fue el uso de un remolque, por lo que el remolque utilizado tiene como dimensiones, 2 metros de ancho, 3 metros de largo, 0.6 metros de altura, y 1 metro de tirón. En la Figura 4.13, se muestra el remolque que se va a utilizar y que será modificado para el montaje de la turbina.



Figura 4.13: Remolque de pruebas original.

Una vez definidos el vehículo y el remolque que se usarán para las pruebas, se procede a modificar el remolque para montar la turbina de viento. Para esto, se le instala una torre sobre un pivote al centro del remolque. Sobre la torre se acopla un mástil y enseguida se acopla el generador de la turbina de viento. Todo el conjunto de torre-mástil-aerogenerador, será tensionado por cuatro cables de acero al momento de alzarlo y orientarlo perpendicularmente con el suelo.



Figura 4.14: Remolque modificado con mástil y generador

El objetivo de que todo el sistema de la turbina tenga que ser pivoteado, es para facilitar la instalación y evitar cualquier problema con los cables de electricidad sobre la ciudad al momento de transportarse a la pista de pruebas, ya que la turbina al ser completamente pivoteado está a una altura de 5 metros.



Figura 4.15: Turbina instalada y pivoteada.

Finalmente en la figura 4.16 se muestra el sistema completo, incluso con la instrumentación instalada, la cual será descrita mas adelante. En la siguiente sección se definen las variables que se medirán en las pruebas con viento controlado.



Figura 4.16: Sistema de pruebas completo.

4.5. Definición de variables a medir

Lo primero que se debe concretar, es la definición de las variables que se desean medir para obtener el comportamiento del sistema de plegado, y poder compararlo con el modelo computacional. Es un requisito indispensable, medir el recurso eólico (velocidad y dirección del viento). También se debe medir la velocidad rotacional del generador, la potencia extraída, y el comportamiento de las articulaciones del sistema de protección. A continuación se muestra la lista de variables que se planean medir en las pruebas de viento controlado.

- Velocidad de viento
- Dirección del viento
- Frecuencia rotacional
- Potencia extraída
- Dirección de la turbina θ
- Dirección de la veleta de la turbina ϕ

Con la ventaja de poder rediseñar completamente el sistema de instrumentación, se toma la decisión de modificar los métodos de transmisión y captura de las señales. Por



Figura 4.16: Sistema de pruebas completo.

4.5. Definición de variables a medir

Lo primero que se debe concretar, es la definición de las variables que se desean medir para obtener el comportamiento del sistema de plegado, y poder compararlo con el modelo computacional. Es un requisito indispensable, medir el recurso eólico (velocidad y dirección del viento). También se debe medir la velocidad rotacional del generador, la potencia extraída, y el comportamiento de las articulaciones del sistema de protección. A continuación se muestra la lista de variables que se planean medir en las pruebas de viento controlado.

- Velocidad de viento
- Dirección del viento
- Frecuencia rotacional
- Potencia extraída
- Dirección de la turbina θ
- Dirección de la veleta de la turbina ϕ

Con la ventaja de poder rediseñar completamente el sistema de instrumentación, se toma la decisión de modificar los métodos de transmisión y captura de las señales. Por

esto, se hace uso de diferentes sensores para extraer las variables físicas que se desean medir. A continuación se hace una descripción detallada de la instrumentación a utilizar en las pruebas de viento controlado.

4.6. Instrumentación para el sistema de pruebas móvil

En estas pruebas, se desea medir con una mejor resolución que en la experimentación en Oaxaca, por lo que se busco una solución para poder lograr este objetivo. La resolución en Oaxaca puede ser suficiente para mediciones a largo plazo, pero no para los propósitos de esta investigación.

Al enfocarse en los transitorios de una variable física (por ejemplo, el comportamiento de las articulaciones del sistema de protección), se deben observar las pequeñas oscilaciones o movimientos que pueden suceder en menos de un segundo. Por esto, se toma la decisión de utilizar otro sistema de captura o tarjeta de adquisición.

Una de las opciones mas accesibles pero con un gran potencial, es el uso de las tarjetas de adquisición. Para un sistema de medición mas robusto, lo ideal es un sistema de adquisición resistente a las condiciones extremas del campo. En Oaxaca se utilizó un sistema de “Campbell Scientific” (Como se mencionó en la sección 3.2.1), debido a que las pruebas serían en condiciones extremas y por largos periodos de tiempo.

En el transcurso de la investigación, se consiguió una tarjeta de adquisición de la compañía “National Instruments”. Esta es conocida como la “NI USB-6009” [15], y como su nombre lo expresa, tiene la facilidad de poder comunicarse con un ordenador vía USB. En la Figura 4.17 se muestra la tarjeta de adquisición, la cual es compacta a comparación del sistema de captura de datos en Oaxaca (Figura 3.5).

La nueva tarjeta de adquisición tiene la capacidad de capturar hasta 48,000 muestras en un segundo, y hasta 6,000 muestras por segundo cuando se capturan todos los canales al mismo tiempo. También, tiene un rango de captura de ± 10 V. La tarjeta puede alimentar a los instrumentos con 5 V ya que recibe energía del ordenador vía USB.

La resolución en velocidad ADC es de 14 bits. Si se tiene un rango de voltajes de ± 10 V, la resolución en voltaje debido a los 14 bits es de 1.2 mV. Esto permite capturar 16,384 voltajes diferentes en el rango de ± 10 V.

Sin embargo, una de las desventajas es el número de canales analógicos que contiene la tarjeta de adquisición (ocho canales), lo que nos impide capturar mas de ocho señales no diferenciales. Se optó por conseguir una segunda tarjeta de adquisición, no solo para capturar la señal de mas sensores, sino para poder capturar a dos diferentes velocidades de muestreo.

esto, se hace uso de diferentes sensores para extraer las variables físicas que se desean medir. A continuación se hace una descripción detallada de la instrumentación a utilizar en las pruebas de viento controlado.

4.6. Instrumentación para el sistema de pruebas móvil

En estas pruebas, se desea medir con una mejor resolución que en la experimentación en Oaxaca, por lo que se busco una solución para poder lograr este objetivo. La resolución en Oaxaca puede ser suficiente para mediciones a largo plazo, pero no para los propósitos de esta investigación.

Al enfocarse en los transitorios de una variable física (por ejemplo, el comportamiento de las articulaciones del sistema de protección), se deben observar las pequeñas oscilaciones o movimientos que pueden suceder en menos de un segundo. Por esto, se toma la decisión de utilizar otro sistema de captura o tarjeta de adquisición.

Una de las opciones mas accesibles pero con un gran potencial, es el uso de las tarjetas de adquisición. Para un sistema de medición mas robusto, lo ideal es un sistema de adquisición resistente a las condiciones extremas del campo. En Oaxaca se utilizó un sistema de “Campbell Scientific” (Como se mencionó en la sección 3.2.1), debido a que las pruebas serían en condiciones extremas y por largos periodos de tiempo.

En el transcurso de la investigación, se consiguió una tarjeta de adquisición de la compañía “National Instruments”. Esta es conocida como la “NI USB-6009” [15], y como su nombre lo expresa, tiene la facilidad de poder comunicarse con un ordenador vía USB. En la Figura 4.17 se muestra la tarjeta de adquisición, la cual es compacta a comparación del sistema de captura de datos en Oaxaca (Figura 3.5).

La nueva tarjeta de adquisición tiene la capacidad de capturar hasta 48,000 muestras en un segundo, y hasta 6,000 muestras por segundo cuando se capturan todos los canales al mismo tiempo. También, tiene un rango de captura de ± 10 V. La tarjeta puede alimentar a los instrumentos con 5 V ya que recibe energía del ordenador vía USB.

La resolución en velocidad ADC es de 14 bits. Si se tiene un rango de voltajes de ± 10 V, la resolución en voltaje debido a los 14 bits es de 1.2 mV. Esto permite capturar 16,384 voltajes diferentes en el rango de ± 10 V.

Sin embargo, una de las desventajas es el número de canales analógicos que contiene la tarjeta de adquisición (ocho canales), lo que nos impide capturar mas de ocho señales no diferenciales. Se optó por conseguir una segunda tarjeta de adquisición, no solo para capturar la señal de mas sensores, sino para poder capturar a dos diferentes velocidades de muestreo.



Figura 4.17: Tarjeta de adquisición NI USB-6009

No todas las señales deben capturarse a altas velocidades. De hecho, es importante evitar la recopilación de una cantidad de información muy grande, ya que esto produce un problema de almacenamiento y manipulación de la señal. Por esto, se usarán dos tarjetas de adquisición del mismo modelo, y se configurarán con diferentes frecuencias de muestreo. La tarjeta que se usará para las señales que no requieren alta resolución, capturará solamente 30 puntos por segundo, los cuales son suficientes para las siguientes variables:

- Dirección del Viento
- Corriente
- Dirección de la Turbina θ
- Dirección de la Veleta de la Turbina ϕ
- Presión Atmosférica

Para el caso de las variables de alta resolución, se usará una tarjeta de adquisición configurada para capturar 1,000 muestras por segundo. Las señales que se conectarán a esta tarjeta de adquisición serán:

- Anemómetro
- Voltaje Instantáneo

- Vibración 1
- Vibración 2
- Micrófono

El sistema de adquisición que está compuesto por las dos tarjetas de adquisición, se acopla a una caja de instrumentación donde se recibirán todas las señales de los instrumentos instalados en la turbina experimental (Figura 4.18). El sistema de adquisición tiene por fuera las terminales donde se conectarán las señales y dentro de la caja de instrumentación, todas las señales son canalizadas a las tarjetas de adquisición.

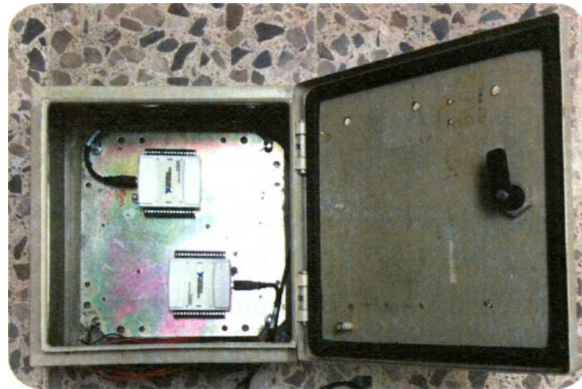


Figura 4.18: Caja de instrumentación

Las tarjetas de adquisición son fijadas a una placa de metal. Con el fin de organizar el sistema de medición, de ahora en adelante la tarjeta de adquisición configurada con 30 muestras por segundo, será llamada **DAQ1**, mientras que la otra será etiquetada como **DAQ2**.

A continuación se hace una descripción detallada de los sensores a utilizar y se explica porqué algunas señales deben medirse con alta resolución temporal. También, en algunos casos los sensores fueron modificados en el CITE (Centro de Investigación en Tecnología Eólica) [1] por lo que se explica detalladamente el diseño y construcción de estos sensores.

4.6.1. Velocidad y dirección del viento

Comenzamos con las dos variables mas sencillas de medir, debido a que se utilizarán los mismos sensores que en la experimentación de Oaxaca (Figura 3.8). Sin embargo, la forma de medición para el anemómetro, cambia drásticamente, implementando un

algoritmo computacional referente a la transformada rápida de Fourier, al momento de procesar la información en MATLAB.

El procesamiento de señales se explica detalladamente en la sección 4.7. La dirección del viento se mide con una veleta convencional de la marca “NRG Systems” como se mencionó anteriormente.

Estos dos sensores deben ir colocados en una posición que no afecte a las mediciones del recurso eólico. Por esto, se decidió instalarlos al frente de la camioneta, soportados por un tubo que se extiende a lo largo del techo del vehículo (Figura 4.19).



Figura 4.19: Anemómetro y veleta en el vehículo

Esta decisión se tomó al ver las simulaciones CFD ya que en ese punto el flujo de viento parece ser uniforme, evitando cualquier error posible al momento de capturar la rapidez y dirección de viento. Sin embargo, es necesario desarrollar una simulación CFD exclusivamente para acreditar si el flujo de viento que recibe la turbina, es consistente con el flujo de viento que mide el anemómetro.

En la Figura 4.20 se muestra la simulación en COMSOL considerando solamente al vehículo y el remolque. También se indican las velocidades obtenidas en la zona donde se encuentra instalado el anemómetro, y el área donde se encuentra el rotor cuando está perfectamente alineado con el frente del vehículo.

Es importante mencionar que al momento de evaluar la velocidad de viento sobre el área del rotor, ésta se mantiene uniforme rondando entre los 7.13 m/s. Existe un factor de corrección donde la velocidad de viento sobre el rotor es aproximadamente 1.04 veces mayor que la medida por el anemómetro. Esta corrección se llevará a cabo en el procesamiento de señales.

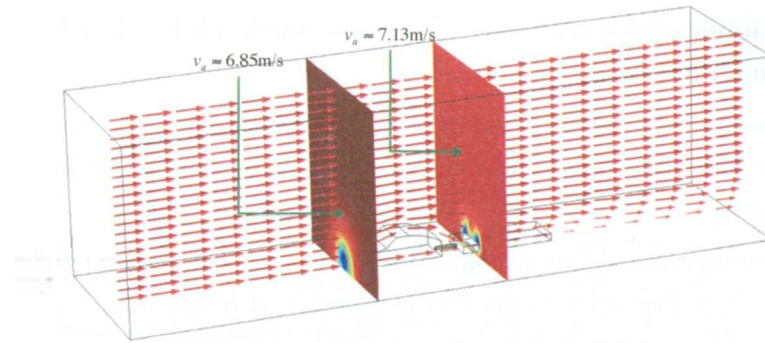


Figura 4.20: Simulación CFD (Velocidades en el anemómetro y en el rotor de la turbina)

Por otra parte, la señal del anemómetro será enviada a la **DAQ2**, mientras que la señal de la veleta será enviada a la **DAQ1**.

4.6.2. Potencia y velocidad rotacional

Para el cálculo de la potencia y velocidad rotacional, no se consideraron transductores de la compañía “Ohio Semitronics”, debido a que es posible encontrar la potencia y la velocidad rotacional, a través de las señales de corriente DC y voltaje instantáneo. Al igual que en la medición de la velocidad de viento, se optó por el procesamiento de las señales de manera computacional.

Conociendo la corriente y el voltaje, se puede calcular fácilmente la potencia extraída por el aerogenerador:

$$P = VI \text{ [W]} \quad (4.1)$$

donde V es el voltaje e I es la corriente. Este es un cálculo sencillo, pero la captura del voltaje y de la corriente es de mayor dificultad. Para esto, se necesitan los transmisores pertinentes, por lo que a continuación se describe la implementación detallada de los mismos.

En primer lugar, el voltaje instantáneo tiene un orden de magnitud muy grande para la captura de la señal en la tarjeta de adquisición (máximo aproximado de 60 V). Por esto, se debe crear un divisor de voltaje para recibir un voltaje proporcional al real, y trabajar en los rangos de operación de la tarjeta de adquisición (± 10 V).

En el divisor de voltaje se consideraron dos resistencias: una de 22.2 k Ω , y otra de 2.2 k Ω y así la relación de voltajes es la siguiente: por cada 10 V de Voltaje real, se captura 1 V del divisor de Voltaje en la tarjeta de adquisición.

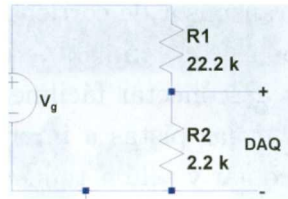


Figura 4.21: Diagrama del divisor de voltaje

Para la captura de la corriente, el diseño tiene un grado mayor de dificultad. Ya que no solo consiste en un circuito con componentes resistivos, sino que se utilizan componentes capacitivos, resistivos, y un sensor de corriente de la marca “Allegro Micro Systems” catalogado con el nombre de **ACS756** [2] (Figura 4.22)

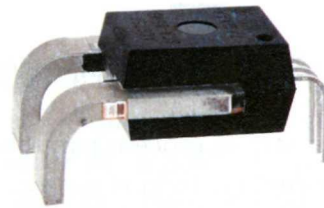


Figura 4.22: Sensor de corriente ACS756

Este sensor puede recibir hasta 100 A y transducirlo a un voltaje de hasta 5 V. Su sensibilidad es de $\gamma = 20 \frac{\text{mV}}{\text{A}}$, por lo que es adecuado para la captura en la tarjeta de adquisición. En la Figura 4.23 se muestra el diagrama del sensor de corriente completo, incluyendo los componentes resistivos y capacitivos.

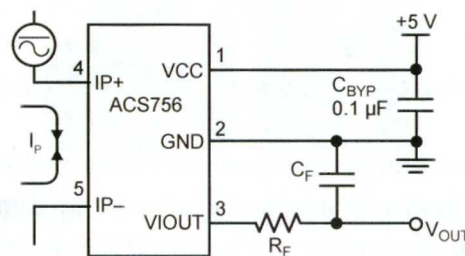


Figura 4.23: Diagrama del sensor de corriente

El circuito básicamente contiene un filtro RC paso bajo, y está diseñado para dejar pasar solo frecuencias de la señal por debajo de 1 kHz. La resistencia R_F debe ser de 1 kΩ, y el capacitor C_F de 1 μF. La señal de corriente entra por las terminales gruesas que pueden apreciarse en la Figura 4.22 y como salida se obtiene una señal de 2.5 a 5 V. Esta debe referenciarse a tierra, y la tercer terminal es la alimentación de 5 V.

Para el desarrollo del transmisor de corriente, es necesario desarrollar una tarjeta para instalar todos los componentes, con el objetivo de realizar un producto de calidad que nos permita conectar y desconectar fácilmente a la hora de realizar las pruebas. En la figura 4.24 se muestran las pistas a imprimir en una placa fenólica para que posteriormente se puedan acoplar y soldar todos los componentes.

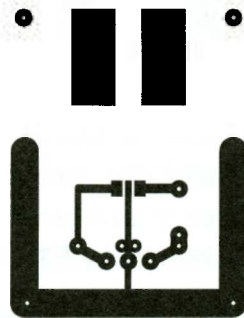


Figura 4.24: Pistas para la impresión en placa fenólica

En la Figura 4.25 se muestra el proceso para obtener las pistas en cobre listas para soldar los componentes y ensamblar todo el sensor.



Figura 4.25: Proceso de impresión en placa fenólica (izquierda a derecha)

Finalmente se instalan los componentes electrónicos y se protege el circuito con una caja pequeña de instrumentación (Figura 4.26). Para el divisor de voltaje, como la señal es oscilatoria, se requiere en la **DAQ2**, mientras que el sensor de corriente será enviado a la **DAQ1**.

4.6.3. Articulaciones θ y ϕ

Las articulaciones del sistema de plegado θ y ϕ se miden de diferentes maneras. Para el caso de la articulación ϕ , se utiliza el potenciómetro de una veleta convencional marca “NRG Systems”, adaptada para la medición de la desviación de la veleta con

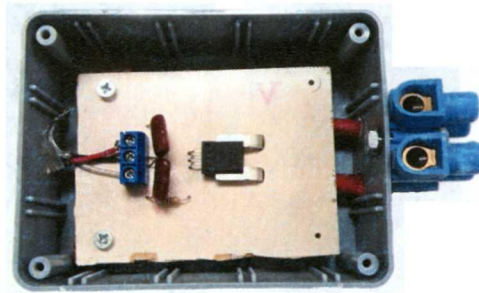


Figura 4.26: Sensor de corriente final.

respecto a la dirección de la turbina. Esto se refiere a que la dirección de la Veleta de la turbina o bien ϕ , va de 0° a -90° aproximadamente, cuando 0° se refiere a una posición perfectamente alineada con el rotor de la turbina y -90° es cuando está completamente plegada la veleta.

El potenciómetro es alimentado con 5 V provenientes de la tarjeta de adquisición, por lo que su señal varía de 0 a 5 V que es proporcionalmente al rango de direcciones que el potenciómetro puede tomar (0° a 359°). El potenciómetro es instalado sobre el tubo de la veleta, y se le acopló una barra sujetadora para que éste modificara la resistencia variable, indicando la desorientación de la veleta (Figura 4.27). Este sensor estará conectado a la tarjeta de adquisición **DAQ1**.



Figura 4.27: Potenciómetro acoplado a la veleta de la turbina

En la Figura 4.28 se muestra la veleta junto con el potenciómetro, acoplados al generador. la varilla del potenciómetro se fija a la estructura del generador con el objetivo de mantener la referencia sobre el generador y cuando la veleta se pliegue, el sensor pueda detectar la desorientación de la veleta.

Para medir la orientación de la turbina, se diseñaron varios prototipos, ya que es una de las variables mas complicadas de medir. También es de mucha importancia capturar el comportamiento de las articulaciones, ya que van ligadas directamente con la

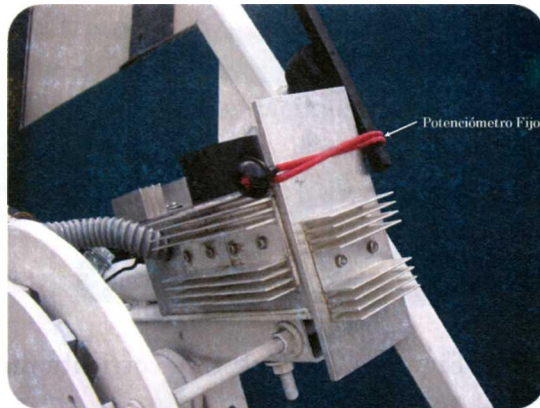


Figura 4.28: Fijación de la varilla del potenciómetro

validación del modelo computacional. A continuación se describe el diseño y fabricación del sensor angular para medir la orientación de la turbina.

Sensor angular

Con el objetivo de diseñar un sensor angular que pueda aplicarse a cualquier turbina de viento, se debe tomar en cuenta que el cableado no debe enredarse a largo plazo (ya que en largos periodos de tiempo la turbina puede hacer varios giros completos). Por esto, se necesita un sensor que se mantenga fijo y que esté midiendo una referencia sin hacer contacto directo.

Uno de los sensores que cumple con los requisitos de la medición de la turbina, es el sensor de proximidad infrarrojo, ya que este puede detectar la distancia entre una superficie y el sensor. Esto cumple con que el sistema de sensado no esté directamente ligado con la variable que se está midiendo, disminuyendo las posibles fallas del sensor e incrementando su periodo de vida útil.

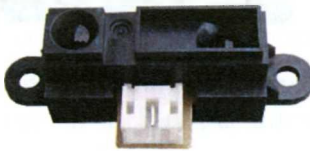


Figura 4.29: Sensor de proximidad GP2D120

Actualmente se cuenta con un sensor de proximidad de la marca “SHARP” y su modelo es el **GP2D120** [25] (Figura 4.29). Este puede medir con relativa confianza distancias entre los 4 y 20 centímetros, por lo que es necesario diseñar una superficie variable que vaya dentro de este rango de confianza. Por otra parte, el sensor de

proximidad no es lineal y debe ser linearizado y posteriormente convertir la señal en valores dentro de los 0° y 359° . Este procesamiento se muestra en la sección 4.7

La geometría a sensor mas convincente, es una pieza con radio variable lineal y de poco espesor, para evitar cualquier interacción con la estructura de la turbina. A continuación se muestra la pieza tentativa para la medición de la orientación de la turbina dibujada en SolidWorks [26] (Figura 4.30).

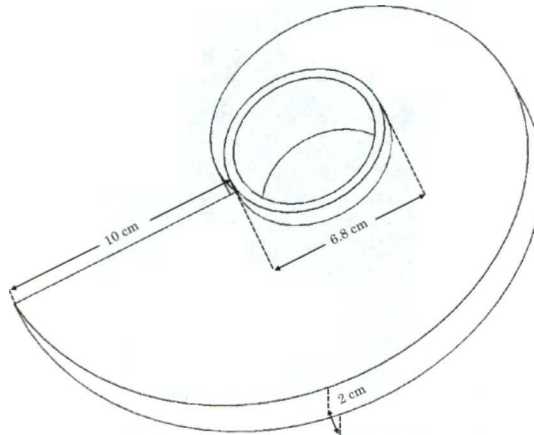


Figura 4.30: Medidas de la pieza con radio variable

La pieza tiene un radio variable lineal, y la diferencia entre el radio exterior y el interior es de 10 centímetros. Conforme el radio se incrementa o disminuye, la distancia que el sensor captura es proporcional a la orientación de la turbina. El círculo interior debe acoplarse con el eje de la turbina de viento por lo que el radio interior es de 3.4 cm. El radio exterior es de 13.4 cm, y solo falta definir la distancia en donde se colocará el sensor de proximidad para medir el radio variable de la pieza.

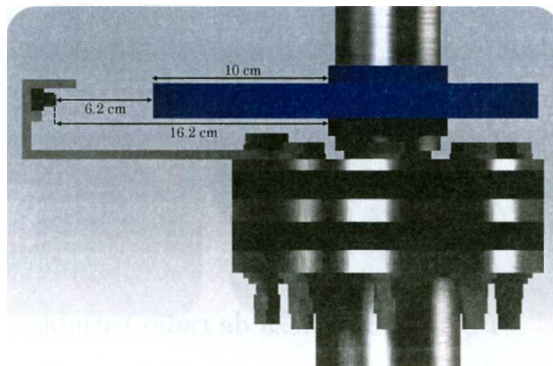


Figura 4.31: Distancia del sensor de proximidad a los extremos de la pieza.

El sensor de proximidad se posicionará a 6.2 cm del radio exterior (Figura 4.31). Así tenemos como distancia mínima 6.2 cm y máxima de 16.2 cm, sin salirnos del

rango aceptable del sensor de proximidad (4 a 20 cm). Este será instalado en una placa sostenida por dos tornillos de los ocho que unen al mástil y la turbina. En la Figura 4.32 se presenta un bosquejo de cómo estará instalado todo el conjunto que conforma al sensor angular.

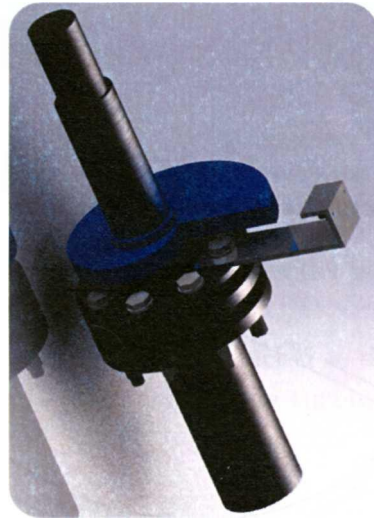


Figura 4.32: Sensor angular (bosquejo digital)

La pieza es fabricada en madera para este caso, ya que es un prototipo (Figura 4.33). Por ahora, la pieza esta conformada por dos segmentos separados, los cuales van a poder acoplarse al eje de la turbina sin tener que desmontarla. Posteriormente, la pieza es unida por medio de dos bisagras atornilladas entre si.

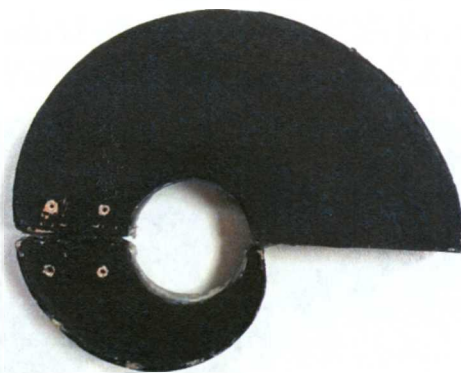


Figura 4.33: Pieza de radio variable real.

A continuación se muestra el sensor de proximidad acoplado al soporte que irá atornillado en el cople que une el mástil con la turbina de viento. Aquí se hizo una pequeña modificación en la colocación del sensor de proximidad. Este se rotará 90° para quedar de manera perpendicular con respecto a la horizontal. De esta forma se reducen problemas

al saltar de un radio máximo a un radio mínimo. En la Figura 4.34 se muestra el sensor de proximidad instalado sobre su soporte.

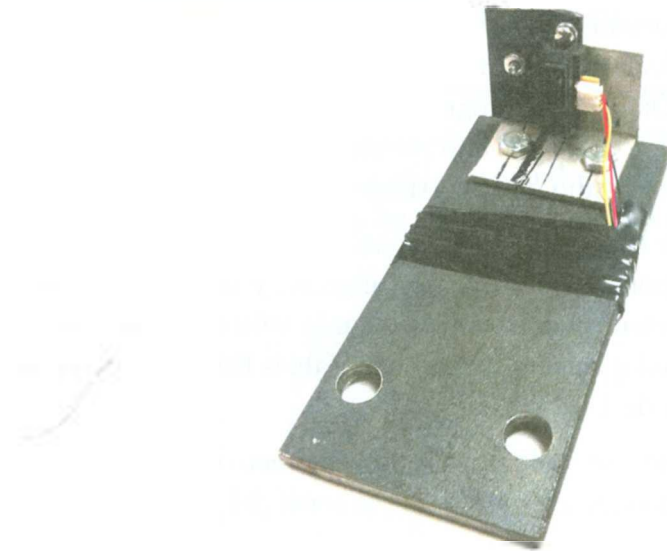


Figura 4.34: Sensor de proximidad real acoplado al soporte.

Por último se muestra el sensor angular completo, montado en la turbina de viento experimental. Este sensor se conectará a la **DAQ1**, ya que no es necesario capturar mas de 30 muestras por segundo.

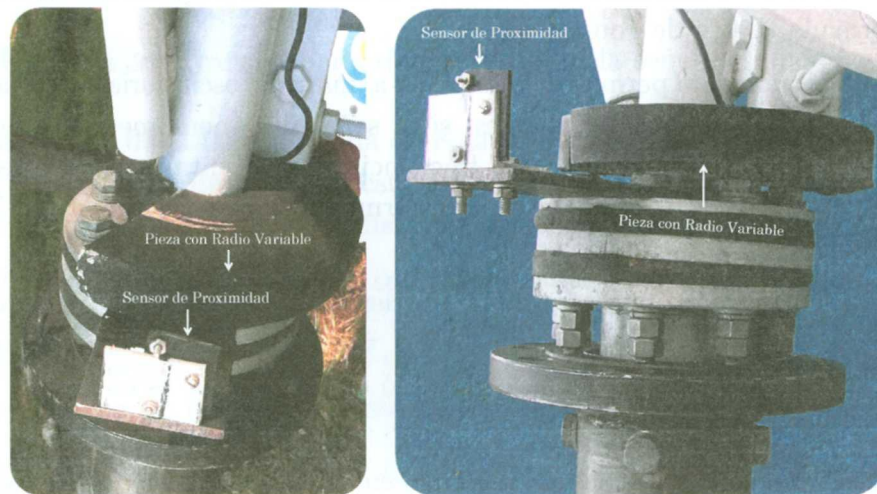


Figura 4.35: Sensor angular completo

En la siguiente sección se explica cómo se procesan los datos capturados en las pruebas. Además se explica un método para el procesamiento de las señales oscilatorias del anemómetro y voltaje instantáneo.

4.7. Procesamiento de señales

Una vez descritos los componentes con la tarea de transducir las variables físicas relevantes, se deben procesar las variables debido a que las señales son capturadas como voltajes dentro del rango de ± 10 V. Al igual que en el procesamiento para la experimentación en Oaxaca, se programa el código en MATLAB para obtener la velocidad de viento, la dirección de viento referenciada con la dirección de la camioneta y la potencia extraída por medio de la corriente DC y el voltaje instantáneo.

También se obtiene la velocidad rotacional por medio del voltaje instantáneo, la dirección de la turbina por medio del sensor angular, y la dirección de la veleta de la turbina por medio del potenciómetro acoplado en la veleta. A continuación se muestra la manera en que las señales son traducidas a variables físicas concernientes al sistema de plegado de la turbina de 1.4 kW.

La dirección de viento se mide con un potenciómetro como se mencionó anteriormente. Este es alimentado con 5 V por lo que la señal del potenciómetro se procesa de la siguiente manera:

$$\theta_v = \frac{V_v}{5} 360^\circ \quad (4.2)$$

donde el voltaje va de 0 a 5 V, y la referencia es la dirección de la camioneta. Para convertir la señal del anemómetro a una magnitud de viento en el tiempo se requiere de un método de procesamiento que utiliza la herramienta programada en MATLAB de la transformada rápida de Fourier [4].

Esta herramienta permite descomponer a una señal oscilatoria y obtener un espectro en el dominio frecuencial. Entonces, si la señal del anemómetro es por naturaleza oscilatoria, es posible encontrar su frecuencia fundamental a través del espectro de Fourier. Sin embargo, encontrar la transformada de Fourier para toda la señal no es recomendable.

Si se obtuviera la transformada de Fourier de toda la señal en el tiempo, tendríamos un espectro de Fourier que nos mostraría todas las frecuencias fundamentales que sucedieron en todo el experimento. Pero lo que deseamos es encontrar la frecuencia fundamental en el tiempo.

Para encontrar la velocidad de viento en cualquier tiempo, es necesario conseguir la frecuencia en cualquier tiempo. Por esto, se propone realizar un “ventaneo” en el tiempo, o bien, una transformada de Fourier en pequeñas muestras de toda la señal capturada. Por ejemplo, si queremos encontrar la frecuencia fundamental en el primer quinto de segundo de la señal, se debe extraer una muestra $g(t)$ de la señal en el tiempo 0 hasta un tiempo de 0.20 segundos.

Esta pequeña muestra es procesada utilizando la transformada de Fourier para obtener el espectro de Fourier.

$$G(f) = \text{FFT}[g(t)] \quad (4.3)$$

donde $G(f)$ es la transformada de Fourier en el dominio frecuencial. Gráficamente podemos desplegar una pequeña muestra de la señal oscilatoria del anemómetro y su transformada de Fourier (Figura 4.36). La señal en el tiempo se muestra en la gráfica inferior y su transformada de Fourier normalizada en el dominio frecuencial se muestra en la gráfica superior.

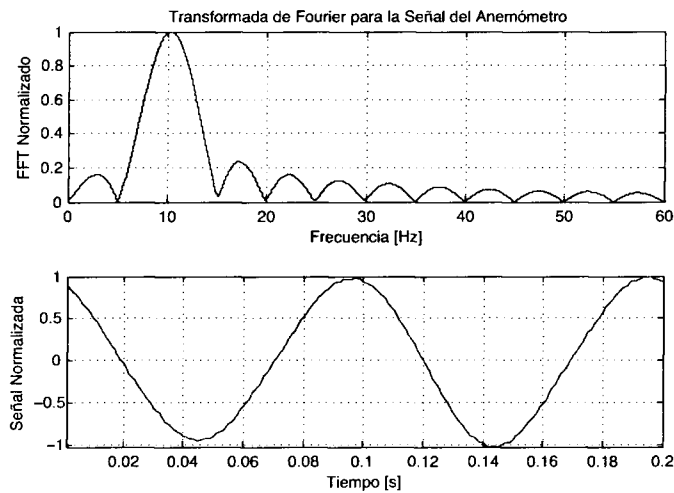


Figura 4.36: Transformada de Fourier para la señal del anemómetro

En la gráfica de la transformada de Fourier normalizada en la Figura 4.36 observamos que la frecuencia fundamental está a 10 Hz. Esto quiere decir que en ese pequeño instante de tiempo, el anemómetro físicamente está girando a esa frecuencia.

A diferencia de un contador, la transformada de Fourier es capaz de obtener todas las frecuencias que existen en la señal, permitiendo hacer filtrajes o descartar frecuencias que se deban a ruido o armónicos de la señal. También, tiene la capacidad de capturar frecuencias incluso sin que se complete un periodo de la señal.

Para obtener la frecuencia por medio de un contador, es necesario capturar dos puntos de la señal que crucen por cero, y el ruido puede afectar a la medición de estos cruces. Además, no es posible realizar un análisis frecuencial, donde existe mayor información de las propiedades de la señal.

Por ejemplo, en la Figura 4.37 se despliega una señal senoidal con frecuencia de 4 Hz en una ventana de 0.2 segundos. La señal cruza por cero una vez, impidiendo que un contador pueda detectar la frecuencia debido a que no puede comparar el periodo

de tiempo con otro punto. El contador podría capturar la frecuencia de 4 Hz con una resolución mayor, pero la transformada de Fourier encuentra un valor aproximado solo con un cruce por cero y con una resolución de 5 Hz.

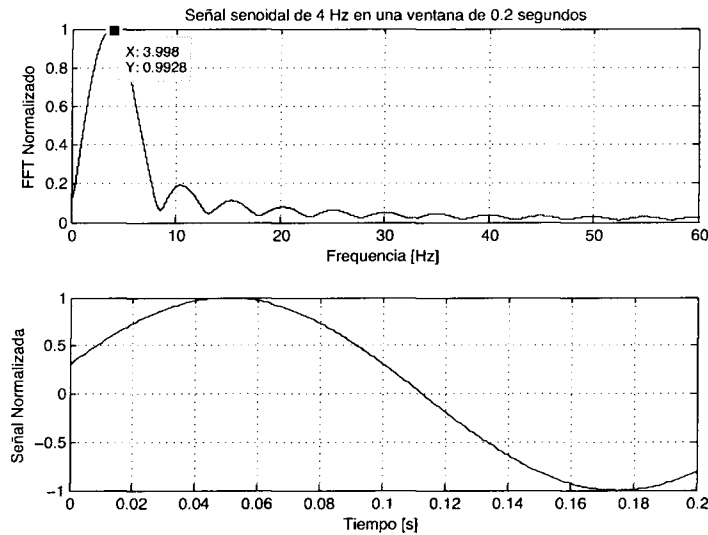


Figura 4.37: Transformada de Fourier a una señal senoidal de 4 Hz

SI se repite el mismo procedimiento, avanzando en el tiempo con saltos de un quinto de segundo, se obtendría prácticamente una función de la frecuencia en el tiempo $f(t)$. El último paso es convertir $f(t)$ en la velocidad del viento en el tiempo $v_v(t)$. Esto se obtiene fácilmente ya que el mismo fabricante propone una función lineal para relacionar la frecuencia con la velocidad de viento medida. También se considera el factor de corrección obtenido con la simulación CFD.

$$v_v(t) = 1.04 (0.758f(t) + 0.35) \text{ [m/s]} \quad (4.4)$$

La frecuencia eléctrica del generador puede obtenerse con el mismo método para encontrar la velocidad de viento por medio de la transformada de Fourier. Esta frecuencia eléctrica se extrae de la señal del voltaje instantáneo, y con ella podemos asumir la velocidad rotacional. En la Figura 4.38 se muestra una pequeña muestra de la señal del voltaje instantáneo normalizado, y su transformada de Fourier en el dominio frecuencial.

La señal del voltaje no es tan pura comparada con la señal del anemómetro, sin embargo, esta señal es mas que suficiente y fácilmente se puede encontrar su frecuencia fundamental. En la gráfica de la transformada de Fourier en la Figura 4.38, se observan armónicos de la frecuencia fundamental. Pero como su intensidad es baja, la frecuencia fundamental se puede extraer fácilmente.

Una vez obtenida la frecuencia eléctrica, ésta debe convertirse a la velocidad

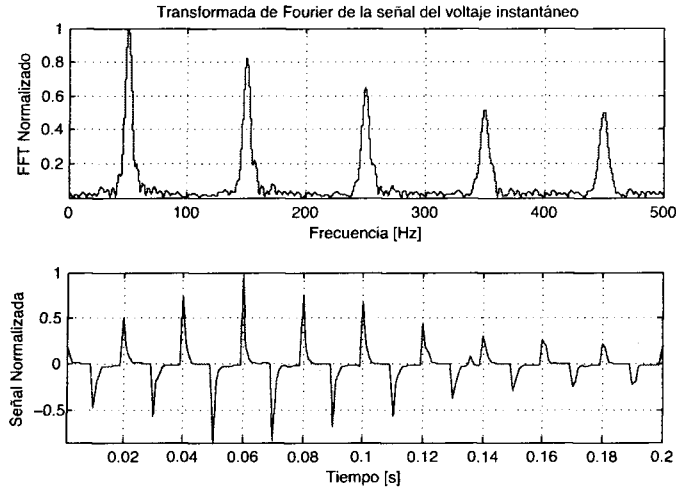


Figura 4.38: Transformada de Fourier para la señal del voltaje instantáneo

rotacional en [RPM]. Debido a que la relación entre la frecuencia eléctrica y la velocidad rotacional es de un factor de 10, la velocidad rotacional se obtiene de la siguiente manera:

$$\eta(t) = 10f_n(t) \text{ [RPM]} \quad (4.5)$$

La potencia se puede calcular fácilmente con las señales del voltaje instantáneo y la Corriente DC. El procesamiento de la corriente es sencillo, ya que las especificaciones del fabricante indican que la sensibilidad del sensor de corriente es $\gamma = 20 \frac{\text{mV}}{\text{A}}$ y también sabemos que el rango de voltajes va de 2.5 V a 5 V. En la ecuación 4.6 se muestra como se debe convertir la señal del sensor a la corriente medida en Amperes.

$$I_{dc}(t) = \frac{V_I - 2.5}{0.02} \text{ [A]} \quad (4.6)$$

En el caso del voltaje DC, se hace la suposición de que este anda en un rango de entre 50 y 60 V. Utilizando la señal del voltaje instantáneo, y calculando un voltaje rms normalizado podemos obtener una señal de voltaje variable ajustada a este rango de voltajes:

$$V_{dc}(t) = 10 \left\{ \frac{V_{rms}(t) - \min[V_{rms}(t)]}{\max[V_{rms}(t)]} \right\} + 50 \text{ [V]} \quad (4.7)$$

Finalmente se calcula la potencia extraída como:

$$P(t) = V_{dc}(t)I_{dc}(t) \text{ [W]} \quad (4.8)$$

La dirección de la veleta de la turbina se procesa sencillamente con la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{V_{furl}}{5} 360^\circ \quad (4.9)$$

donde V_{furl} es la señal transmitida por el potenciómetro acoplado a la veleta de la turbina. Es importante recordar que la referencia de esta orientación es la dirección del rotor de la turbina. Finalmente se presenta el procesamiento de la dirección de la turbina.

Como el sensor de proximidad no es lineal, primero debe linearizarse, y para esto se tomó en cuenta la caracterización del sensor para convertir la señal de voltaje no lineal a distancia lineal. La señal del sensor de proximidad tiene una relación hiperbólica con respecto a la distancia que se mide:

$$D = \frac{m}{V_{turb} + b} - k \quad (4.10)$$

donde D es la distancia calculada, V_{turb} es el voltaje del sensor de proximidad, y m , b y k son constantes obtenidas en la caracterización del sensor de proximidad. Para el sensor en cuestión $m = 15.48$, $b = 1.45$ y $k = 1.457$

$$D = \frac{15.48}{V_{turb} + 1.45} - 1.457 \text{ [cm]} \quad (4.11)$$

En la Figura 4.39 se muestra la caracterización gráfica en donde los puntos fueron medidos a través de una prueba controlada en el laboratorio. La curva es generada por la ecuación 4.11.

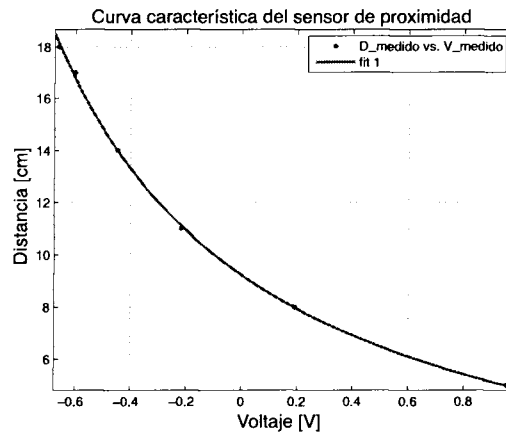


Figura 4.39: Curva característica del sensor de proximidad

Una vez conocida la distancia entre el sensor de proximidad y el radio exterior (6.2 cm) y la distancia entre el sensor y el radio interior (16.2 cm) de la pieza de referencia, podemos convertir la distancia directamente a la orientación de la turbina haciendo un escalamiento donde 0° equivale a 6.2 cm y 359.9° equivale a 16.199 cm.

$$\theta = \frac{D - 6.2}{10} 360^\circ \quad (4.12)$$

En la siguiente sección se describe el diseño de experimentos para las pruebas con viento controlado.

4.8. Diseño de experimentos

Antes de realizar las pruebas de camioneta se deben establecer ciertos criterios que abarcan al diseño de experimentos que se realizarán con las pruebas de camioneta. De esta manera, se tiene un mayor control en cuanto a la manipulación de las variables fundamentales de cada una de las pruebas.

Primero se debe definir el lugar de pruebas. Aceros del Toro [10] tiene un espacio ideal para las pruebas, este es un terreno lo suficientemente grande como para realizar pruebas de hasta 80 km/h en un periodo de tiempo de 20 segundos. En la Figura 4.40 se muestra una imagen satelital capturada en Google Earth [14] donde se trazó una línea diagonal donde se realizarán las pruebas.



Figura 4.40: Pista de Aceros del Toro.

La Distancia de la diagonal es de 400 metros aproximadamente por lo que el diseño de experimentos debe adaptarse a esta limitante. En la tabla 4.1 se resumen las variables

Una vez conocida la distancia entre el sensor de proximidad y el radio exterior (6.2 cm) y la distancia entre el sensor y el radio interior (16.2 cm) de la pieza de referencia, podemos convertir la distancia directamente a la orientación de la turbina haciendo un escalamiento donde 0° equivale a 6.2 cm y 359.9° equivale a 16.199 cm.

$$\theta = \frac{D - 6.2}{10} 360^\circ \quad (4.12)$$

En la siguiente sección se describe el diseño de experimentos para las pruebas con viento controlado.

4.8. Diseño de experimentos

Antes de realizar las pruebas de camioneta se deben establecer ciertos criterios que abarcan al diseño de experimentos que se realizarán con las pruebas de camioneta. De esta manera, se tiene un mayor control en cuanto a la manipulación de las variables fundamentales de cada una de las pruebas.

Primero se debe definir el lugar de pruebas. Aceros del Toro [10] tiene un espacio ideal para las pruebas, este es un terreno lo suficientemente grande como para realizar pruebas de hasta 80 km/h en un periodo de tiempo de 20 segundos. En la Figura 4.40 se muestra una imagen satelital capturada en Google Earth [14] donde se trazó una línea diagonal donde se realizarán las pruebas.



Figura 4.40: Pista de Aceros del Toro.

La Distancia de la diagonal es de 400 metros aproximadamente por lo que el diseño de experimentos debe adaptarse a esta limitante. En la tabla 4.1 se resumen las variables

a medir en cada prueba y los rangos de operación de cada una de ellas. También se identifican los sensores que se utilizan para cada una de las variables.

Tabla 4.1: Rangos de las variables a medir

VARIABLES	SENSORES	RANGOS
Velocidad de viento	Anemómetro	0 - 25 m/s
Dirección del viento	Veleta	0 - 360°
Dirección θ	Sensor angular	0 - 360°
Dirección ϕ	Potenciómetro	0 - 360°
Potencia	Divisor de voltaje y sensor de corriente	0 - 2 kW
Velocidad rotacional	Sensor de corriente	0 - 430 RPM

Una de las limitantes que predomina en este tipo de experimentos es que dependen significativamente del espacio donde se desean realizar las pruebas, ya que es un experimento en movimiento, lo que implica recorrer una cierta distancia. Por esto, es necesario definir el rango de distancia del experimento, así como el tiempo estándar para cada prueba.

La duración de las pruebas es variable ya que depende de la velocidad del vehículo, y en cada una de las pruebas se recorre una distancia fija de 400 metros aproximadamente. Por otra parte, se deben realizar múltiples pruebas con diferentes velocidades de la camioneta, la cual es nuestra variable de referencia. En la tabla 4.2 se enlistan todas las pruebas que se deben realizar para poder abarcar todos los estados de operación del sistema de plegado.

Tabla 4.2: Número de pruebas y velocidades de la camioneta

Velocidad de la camioneta	No. de Pruebas
20 km/h	1
30 km/h	1
40 km/h	3
45 km/h	3
50 km/h	3
55 km/h	3
60 km/h	3
70 km/h	3
80 km/h	3

En algunos casos se repetirán las pruebas en la misma velocidad de referencia,

modificando el comportamiento de la aceleración de la camioneta. Es decir que en una de las pruebas se considerará una aceleración alta para observar la transición del sistema de plegado, y en otros casos se harán pruebas con aceleración baja o con velocidad de la camioneta constante.

Una vez descritos los sistemas de pruebas (experimentación en Oaxaca y las pruebas con viento controlado), su instrumentación y su procesamiento de señales, se deben presentar los resultados de las pruebas. En la siguiente sección se muestran los resultados obtenidos en los dos campos de experimentación y finalmente se hacen las comparaciones con el modelo computacional para verificar las similitudes o discrepancias entre el modelo y el sistema real.

Capítulo 5

Resultados experimentales

Una vez descritos los campos de experimentación para el caso de Oaxaca y el de las pruebas con viento controlado, se procede a mostrar los resultados generales para ambas experimentaciones. También, se hace un filtraje de los resultados relevantes para la comparación con el modelo computacional (que se da en la sección 5.3).

En este capítulo se despliegan las señales procesadas en el dominio temporal, histogramas del recurso eólico y algunas correlaciones entre variables que nos indican la existencia de eventos del sistema de plegado. Además se comparan los resultados reales con los modelados con el fin de validar el modelo computacional, o bien, encontrar los puntos débiles que en el futuro deben ser modificados.

En la siguiente sección se despliegan algunos resultados obtenidos para las variables físicas concernientes al recurso eólico (velocidad y dirección del viento). Es importante mencionar que los resultados se dividirán por lo que las primeras secciones se refieren a los resultados obtenidos en Oaxaca. Posteriormente se despliegan los resultados obtenidos en las pruebas con el sistema móvil y finalmente se hacen las comparaciones de las mediciones reales con los resultados modelados.

5.1. Resultados de la experimentación en Oaxaca

Velocidad y dirección de viento

En la sección 3.1 se investigaron las propiedades del recurso eólico en la Ventosa, Oaxaca, por lo que en esta sección podemos corroborar los resultados que se describieron anteriormente. La captura de información en Oaxaca se llevó a cabo en el transcurso de los meses de abril a agosto del año 2010, por lo que los resultados que se muestran en esta sección son seleccionados en este rango de tiempo.

En el mes de abril podemos observar la bi-modalidad en el histograma del viento (Figura 5.1), indicando las dos magnitudes de la velocidad del viento predominantes a

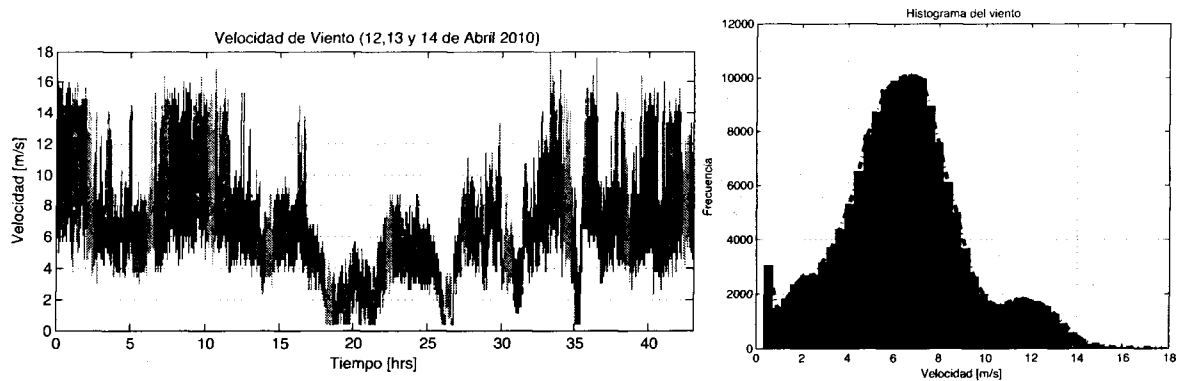


Figura 5.1: Histograma y serie de viento (12, 13 y 14 de Abril 2010)

lo largo del tiempo. Esto se debe a que existen dos flujos de viento, provenientes del Sur y del Norte como se mencionó en la sección 3.1. En la Figura 5.1 también se muestra la serie de tiempo de la velocidad de viento a lo largo de los días 12, 13 y 14 de Abril de 2010.

La dirección del viento se captura mediante una veleta convencional, y nos aporta una rosa de vientos que indica las direcciones predominantes a lo largo de estos tres días de Abril (las direcciones del viento son medidas a partir del Norte a favor de las manecillas del reloj).

En la Figura 5.2 se muestra el dominio de los vientos provenientes aproximadamente del Norte (10° al Oeste del Norte), algo que se esperaba debido al flujo que se concentra por el Istmo de Tehuantepec. Se puede apreciar una ligera tendencia de una dirección a 210° del Norte a favor de las manecillas del reloj, sin embargo los vientos del Norte resaltan considerablemente.

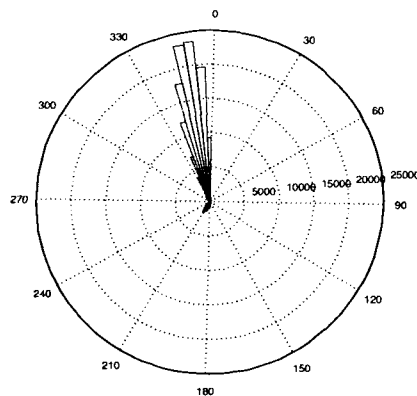


Figura 5.2: Rosa de vientos (12, 13 y 14 de Abril 2010)

Para el caso de los meses de Mayo, Junio y Julio, se muestran los histogramas donde

se observa a grandes rasgos la evolución de la bi-modalidad (Figura 5.3). Claramente el efecto bi-modal del histograma del viento se resalta en el mes de Mayo, y conforme pasan los meses las velocidades se van concentrando en un promedio de velocidad aproximadamente de 4 m/s en el mes de Julio.

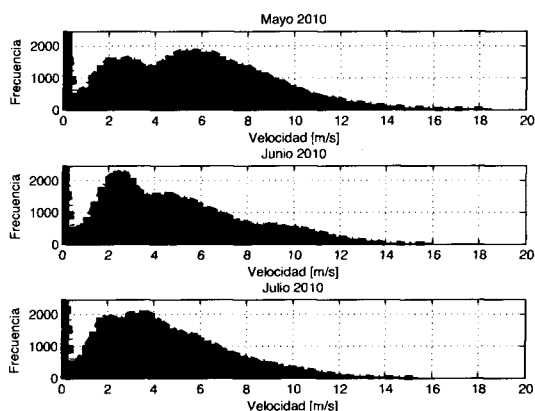


Figura 5.3: Rosas de vientos (Mayo, Junio y Julio del 2010)

Debido a que las mejores condiciones para la comparación de las variables en cuestión se dieron en el mes de Abril, se utilizarán los resultados obtenidos en el lapso de tiempo del 12, 13 y 14 de abril. La serie de tiempo de la velocidad se estará utilizando para generar las correlaciones con las variables relevantes al sistema de protección. Es por esto, que los resultados del recurso eólico aislados, no se describen con mayor detalle.

A continuación se muestran los resultados de la potencia capturada en Oaxaca, donde se podrá observar la curva de potencia (correlación P vs. v), y las trayectorias que sigue la potencia cuando el sistema pasa de un estado de operación a uno de protección. Además se muestra el comportamiento de la magnitud y la orientación de la fuerza resultante proveniente de las fuerzas axiales.

Potencia

Para fines de esta investigación, la potencia y las fuerzas axiales sobre el rotor de la turbina, pueden aportar evidencia implícita del sistema de plegado. Estas dos variables dependen directamente de la velocidad de viento. La potencia es proporcional al cubo de la velocidad de viento, mientras que la fuerza axial es proporcional al cuadrado de la velocidad de viento. Sin embargo, cuando la turbina eólica tiene un sistema de plegado, la curva de potencia tiene un comportamiento ligeramente diferente.

La turbina eólica está diseñada para activar el mecanismo de *furling* cuando la velocidad de viento sobrepasa un valor crítico que teóricamente, se desea que esté entre los 10 y 12 m/s (para este caso). En la Figura 5.4 se muestra la correlación entre la

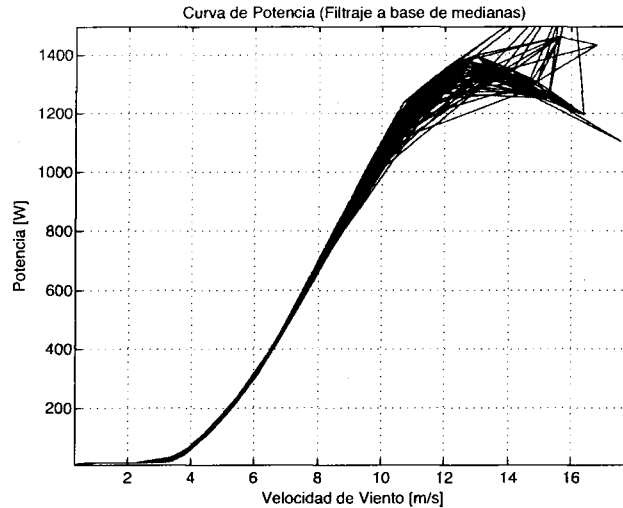


Figura 5.4: Curva de potencia con filtraje a base de medianas

potencia extraída vs. la velocidad de viento a la que es sometida la turbina. Cabe destacar que los resultados crudos de la potencia, tienen mucha dispersión por lo que se muestra un filtraje a base de medianas con el fin de observar una mejor representación de la curva de potencia vs. la velocidad de viento.

En la Figura 5.4 se puede observar cómo el comportamiento cúbico se ve afectado por el sistema de plegado una vez que entra en el rango mencionado (10 a 12 m/s). Sin embargo, debido a que la curva de potencia ha sido filtrada, no se logra apreciar la transición completa de un estado de operación a uno de protección. Por esto, se toma una muestra de los datos sin filtrar y se indican los puntos consecutivos de la trayectoria de la potencia cuando la turbina pasa de un estado de operación a uno de protección (Figura 5.5).

Podemos observar en la Figura 5.5 que la potencia inicial es de 340 W, y conforme la velocidad de viento se incrementa la potencia llega hasta un valor cerca de 1.9 kW. Lo interesante es la trayectoria que sigue la potencia debido al sistema de plegado. En el momento en que la velocidad comienza a disminuir, la potencia sigue otro camino, o bien, la potencia baja con una razón de cambio mayor. Si se toma el punto 5 de la figura, se observa que la potencia es aproximadamente de 300 W a una velocidad de 11 m/s. Pero en el primer camino que siguió la potencia, a esa misma velocidad, la potencia rondaba entre 1.2 kW.

Curiosamente, estos dos caminos se separan cuando la velocidad de viento sobrepasa el rango de los 10 y 12 m/s. Esto sin duda es debido a que el punto crítico del sistema de plegado se encuentra en ese rango. Si observamos la Figura 2.5, el modelo indica que la entrada a un estado de transición es alrededor de los 12 m/s.

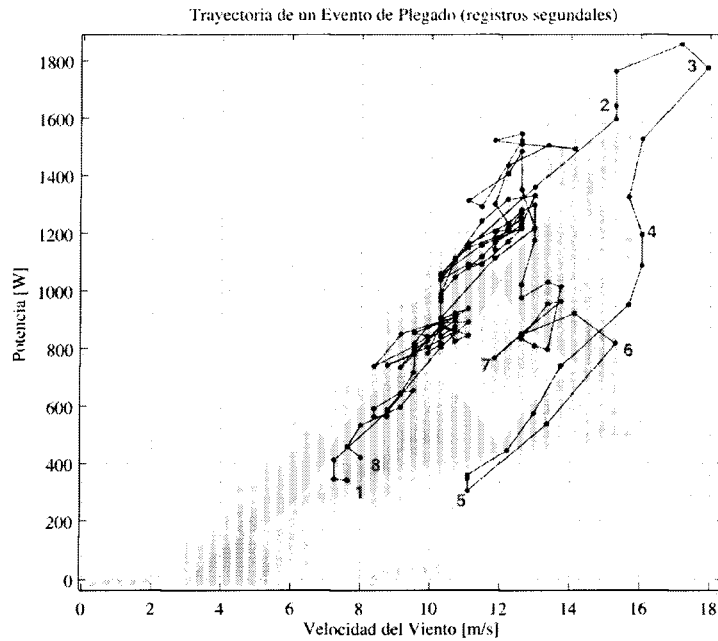


Figura 5.5: Trayectoria de la potencia en un evento de *furling*.

Es muy común que para una turbina de viento se conozca la curva del coeficiente de potencia C_p en función de la velocidad típica λ [6]. Esta velocidad típica simplemente es una relación entre la velocidad rotacional (La cual depende del tamaño del rotor) y la velocidad de viento:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v} \tag{5.1}$$

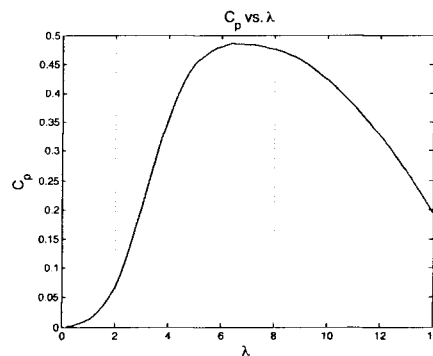


Figura 5.6: Curva C_p vs. λ característica de la turbina experimental

A continuación se muestra la curva C_p vs λ referente a la turbina de viento en cuestión (Figura 5.6). Cabe mencionar que la curva se obtuvo por medio del modelo BEM. En teoría, conociendo la serie de tiempo de la velocidad, uno podría calcular la potencia de estado estable a través del C_p (ecuación 5.2).

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p v^3 \quad (5.2)$$

Haciendo uso de la ecuación 5.2 se procede a reconstruir la potencia con el C_p para comparar las curvas de potencia real filtrada y la curva de potencia utilizando el C_p . Para el calculo se estimó una densidad constante de 1.1 kg/m^3 (tomada de los datos obtenidos por medio de las mediciones de presión y temperatura ambiental en el sitio). En la Figura 5.7 se muestran empalmadas, las series de tiempo de la potencia (real y BEM).

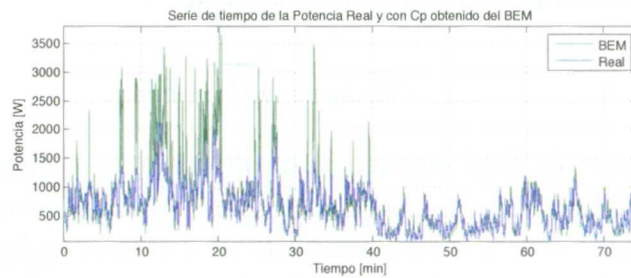


Figura 5.7: Series de tiempo de la potencia real y calculada con C_p

Los resultados a baja potencia son similares. Sin embargo, cuando la potencia es alta, los resultados difieren. Esto se debe a que el sistema de plegado entra en acción evitando que la potencia se dispare. Por ende, la curva C_p vs. λ no contempla el efecto que puede provocar el sistema de plegado. También se puede hacer una comparación entre las correlaciones real y BEM para confirmar el argumento establecido (Figura 5.8).

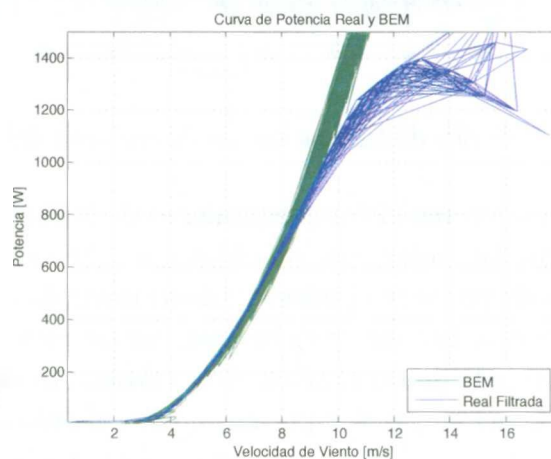


Figura 5.8: Comparación de las curvas de potencia (real y BEM)

Una vez más, a bajas velocidades las curvas son prácticamente iguales, pero a altas velocidades, el sistema de plegado hace que las curvas difieran a partir de los 9 m/s. A continuación se hace un breve recuento de las mediciones por medio de las galgas extensiométricas.

Fuerzas Axiales

Al procesar las señales de voltaje generadas por los dos medios puentes de Wheatstone. Podemos obtener las fuerzas axiales Norte-Sur y Este-Oeste. Para encontrar la Fuerza resultante, simplemente la obtenemos con:

$$F_{total} = \sqrt{F_x^2 + F_y^2} \quad (5.3)$$

y con la ecuación 3.10 obtenemos la dirección de la fuerza resultante sobre la turbina. En la Figura 5.9 se despliegan dos muestras en el tiempo: una es la dirección del viento obtenida con la veleta convencional y la otra es la dirección de la fuerza resultante obtenida con las galgas extensiométricas.

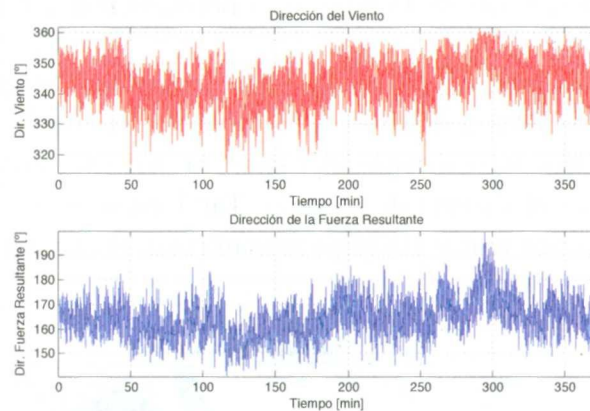


Figura 5.9: Series de tiempo de las direcciones del viento y fuerza

Podemos observar cómo el comportamiento de la fuerza resultante y del viento, siguen un patrón similar, solamente diferidas por 180° debido a que la dirección de viento indica de donde proviene el mismo, mientras que la dirección de la fuerza debe ser en sentido contrario. Lo que se debe destacar de esta figura es que no hay una contribución notoria de la desorientación de la turbina, es decir que la dirección de la fuerza resultante y la del viento siempre van a tener un comportamiento parecido.

En la Figura 5.10 se muestra cómo las rosas de viento difieren entre ellas por 180° , pero como se mencionó anteriormente, no se observa una variación relevante en la dirección de la fuerza resultante.

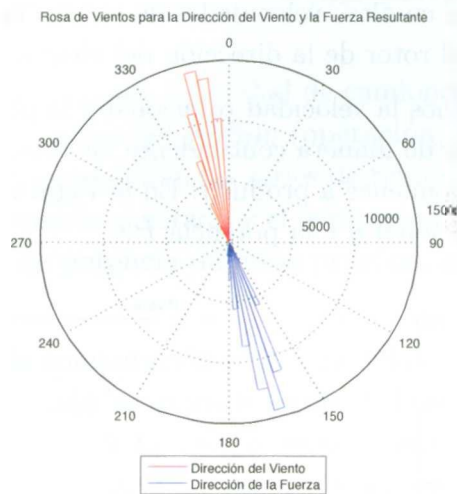


Figura 5.10: Rosa de vientos para la dirección del viento y de la fuerza resultante.

Velocidad rotacional

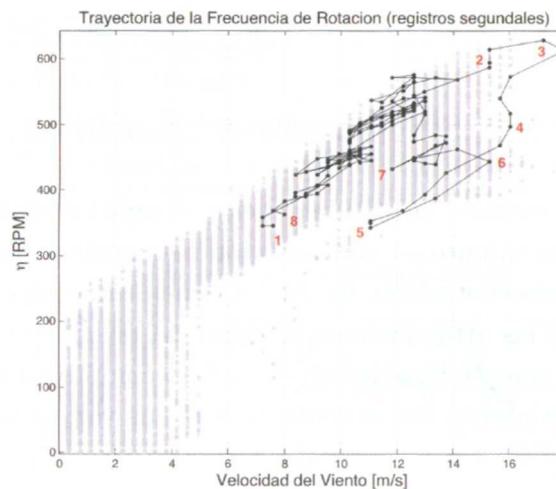


Figura 5.11: Trayectoria de la velocidad rotacional en un evento de *furling*.

Utilizando la misma muestra, y observando la correlación entre la velocidad del viento y la velocidad rotacional, es posible encontrar las trayectorias que también sigue la velocidad rotacional y los diferentes caminos que toma debido a la activación del sistema de protección. En la Figura 5.11 se muestra la misma ráfaga de viento y la interacción de la velocidad rotacional vs. la velocidad del viento en un evento de *furling*.

Al igual que en la Figura 5.5, el camino de la velocidad rotacional es similar al de la potencia, donde se observa que el punto crítico está entre los 10 y 12 m/s. La

velocidad del rotor aún en altas velocidades de viento, tiende a disminuir debido a que la turbina desorienta al rotor de la dirección del viento.

Cuando comparamos la velocidad rotacional y la potencia extraída en una correlación, se puede observar de manera contundente las revoluciones necesarias para que el generador de 1.4 kW comience a producir. En la Figura 5.12 se muestra la correlación entre la velocidad rotacional η y la potencia P .

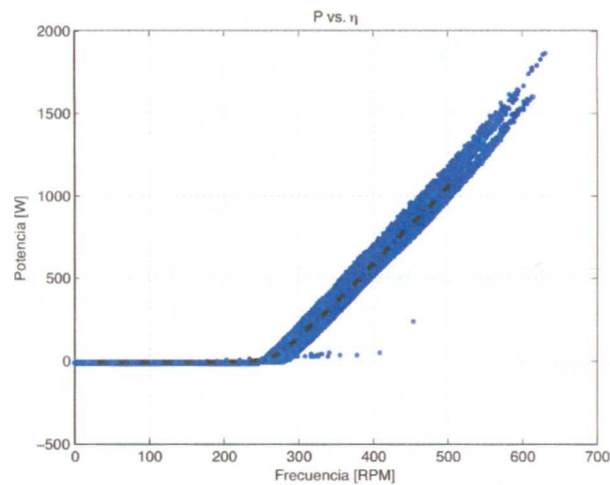


Figura 5.12: Potencia vs. velocidad rotacional

La turbina de viento comienza a generar siempre y cuando el rotor gire a más de 250 revoluciones por minuto. A continuación se muestran los resultados obtenidos en las pruebas con viento controlado, las cuales tienen como objetivo principal desplegar el comportamiento de las articulaciones del sistema de protección, y debido a que estas variables son directamente ligadas con el modelo computacional, la comparación entre el modelo y la experimentación se centrará en estas variables.

5.2. Resultados en pruebas con viento controlado

Con el fin de resumir los resultados de las pruebas con viento controlado, se tomarán dos pruebas relevantes. Una será a baja velocidad de la camioneta (20 km/h) y la otra será a una velocidad alta (70 km/h). Si se desean observar los resultados de las demás pruebas, estos se desplegarán en el apéndice de esta investigación.

El motivo por el cual se tomarán en cuenta estas dos pruebas, es para observar el comportamiento del sistema de plegado cuando la turbina se encuentra en un estado de operación, transición y protección, de manera que para la prueba de 20 km/h (5.56

m/s), se estima una velocidad de viento óptima para que la turbina se encuentre siempre operando.

En cuanto a la prueba con una velocidad de camioneta de 70 km/h (19.4 m/s), se espera que existan las tres zonas del *furling* (operación, transición y protección). En cada una de las pruebas se desplegarán las series de tiempo de la velocidad de viento, la velocidad rotacional, la potencia generada y el comportamiento de las articulaciones θ y ϕ . Para generar la curva de potencia de estas pruebas, se toman en cuenta todos los datos obtenidos.

Por ultimo, se hace la comparación con el modelo computacional, donde se deben hacer las simulaciones utilizando las series de viento de las dos pruebas. Es decir que como entrada, se insertarán las series de tiempo, se resolverán las ecuaciones de movimiento y se desplegarán los resultados modelados junto con los resultados experimentales.

5.2.1. Prueba a baja velocidad (20 km/h)

Velocidad de viento

En la sección 4.7 se explicó la forma en que se procesa la señal del anemómetro. Es aquí donde se muestran los resultados de dicho procesamiento. La prueba de baja velocidad tubo una duración de 58 segundos, y la velocidad promedio registrada fue de 10.96 m/s, mientras que la velocidad mínima y máxima fueron de 8.17 m/s y 13.09 m/s respectivamente (Figura 5.13).

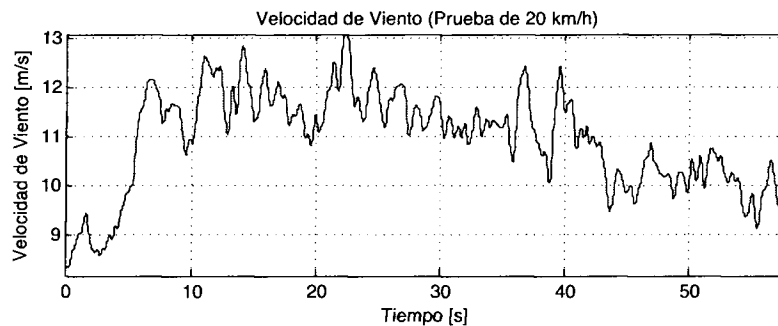


Figura 5.13: Serie de tiempo de la velocidad (20 km/h)

Tomando en cuenta las propiedades de la velocidad de viento, se considera que la turbina no se está plegando, o que se encuentra muy cerca del punto crítico y se podrían observar indicios de la entrada a un estado de transición del sistema de plegado.

Velocidad rotacional

Al igual que la velocidad de viento, la velocidad rotacional se calcula por medio de la transformada de Fourier, utilizando la señal del voltaje instantáneo. A continuación se muestra el comportamiento de la velocidad rotacional en la prueba a baja velocidad (Figura 5.14).

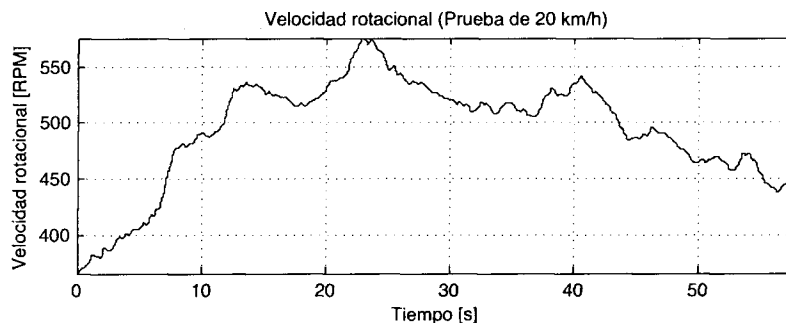


Figura 5.14: Serie de tiempo de la velocidad rotacional (20 km/h)

La velocidad rotacional promedio fue de 494.13 RPM, mientras que el mínimo y máximo fueron de 365.6 RPM y 575.26 RPM respectivamente. Esta serie de tiempo muestra que la turbina aún no se pliega. Para que hubiera evidencia que indicara que la turbina se protege, se esperaría ver una disminución considerable de la velocidad rotacional al momento de pasar por la velocidad de viento crítica.

Se puede observar que los valores máximos de la velocidad de viento y de la velocidad rotacional se dan en el mismo lugar indicando que la velocidad rotacional no disminuyó. Incluso si se observan ambas series de tiempo, es posible observar una pequeña similitud en cuanto a los mínimos y máximos de las series (Figura 5.15). $R^2 = 0.742$

Potencia

Se espera que la potencia y la corriente sean muy parecidas. De ser así, tampoco se observarán indicios de la entrada al *furling*. A continuación se muestra la serie de tiempo de la potencia para el caso de 20 km/h (Figura 5.16). En esta prueba la potencia promedio fue de 1,072.6 W, mientras que el valor mínimo y máximo fueron de 477.1 W y 1,641.1 W respectivamente.

Tal y como se esperaba, la potencia sigue el mismo comportamiento que la velocidad rotacional, ya que su relación es lineal como se mostró en la Figura 5.12. Tampoco hay evidencia del plegado de la turbina. A continuación se muestran las series de tiempo de las articulaciones del sistema de protección, en donde se podría encontrar mayor evidencia en cuanto al plegado de la turbina.

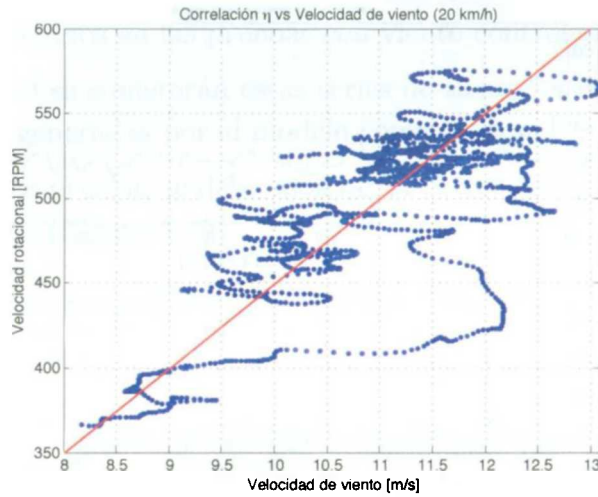


Figura 5.15: Correlación entre la velocidad rotacional y la velocidad de viento (20 km/h)

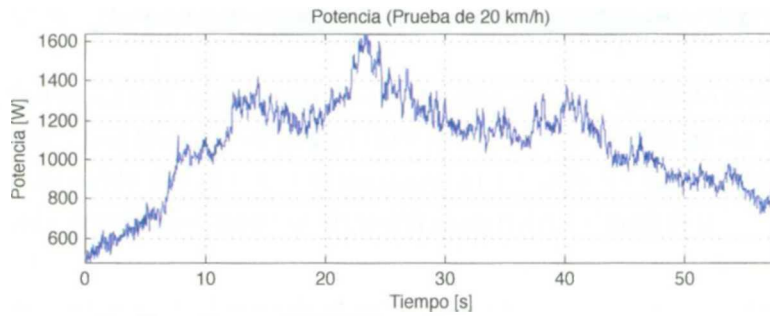


Figura 5.16: Serie de tiempo de la potencia (20 km/h)

Articulaciones θ y ϕ

Para observar el comportamiento de θ se deben considerar dos variables medidas, ya que θ debe ser referenciado con la dirección del viento:

$$\theta(t) = \theta_t - \theta_v \quad (5.4)$$

donde θ_t es la dirección de la turbina y θ_v es la dirección del viento. Para el caso de la articulación ϕ , esta debe ser referenciada con la dirección de la turbina, por lo que no es necesario utilizar mas variables debido a cómo se midió esta articulación (Véase la sección 4.7).

En la Figura 5.17 se muestran las series de tiempo de las articulaciones. La escala está referenciada a los límites de ambas articulaciones donde θ tiene como límites los 0° y 90° aproximadamente, mientras que ϕ tiene como límites los 0° y -90° .

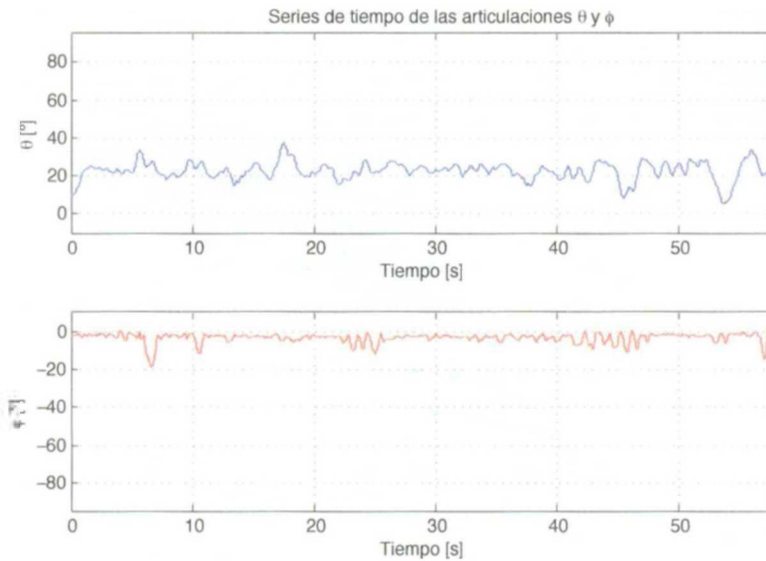


Figura 5.17: Serie de tiempo de las articulaciones θ y ϕ (20 km/h)

Podemos observar que las articulaciones mantienen una desorientación baja si no es que nula como en el caso de ϕ . En algunas ocasiones existen pequeñas perturbaciones en la articulación ϕ que pueden ser provocadas por que la velocidad de viento se encuentra relativamente en el punto crítico para pasar de un estado de operación a uno de transición a la protección.

También es importante observar que la dirección θ se encuentra alrededor de los 20° lo que nos indica que la turbina no está perfectamente orientada con la dirección del viento. Esto ya se había observado visualmente en la experimentación en Oaxaca. En la Figura 5.18 se muestran dos imágenes, que describen éste fenómeno.

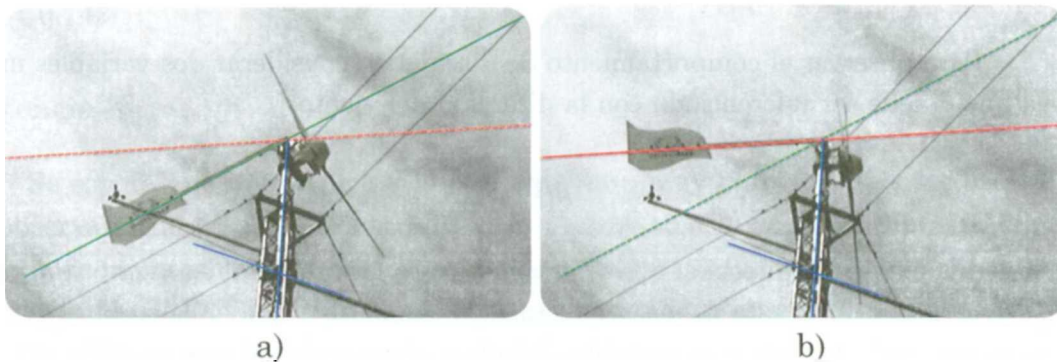


Figura 5.18: Desfasamiento de la turbina: a) frenada, b) no frenada

En la Figura 5.18a se observa a la turbina antes de ser desfrenada, un momento después cuando la turbina se desfrena y sin que la dirección del viento cambie (Figura

5.18b, la turbina se desorienta considerablemente. Este fenómeno es el que se observa en los resultados obtenidos en las pruebas con viento controlado.

En la sección 5.3 se someterán estas series de tiempo a comparaciones junto con las series de tiempo generadas por el modelo computacional.

En cuanto a esta prueba, se debe mostrar la correlación entre las articulaciones y la velocidad de viento (Figura 5.19).

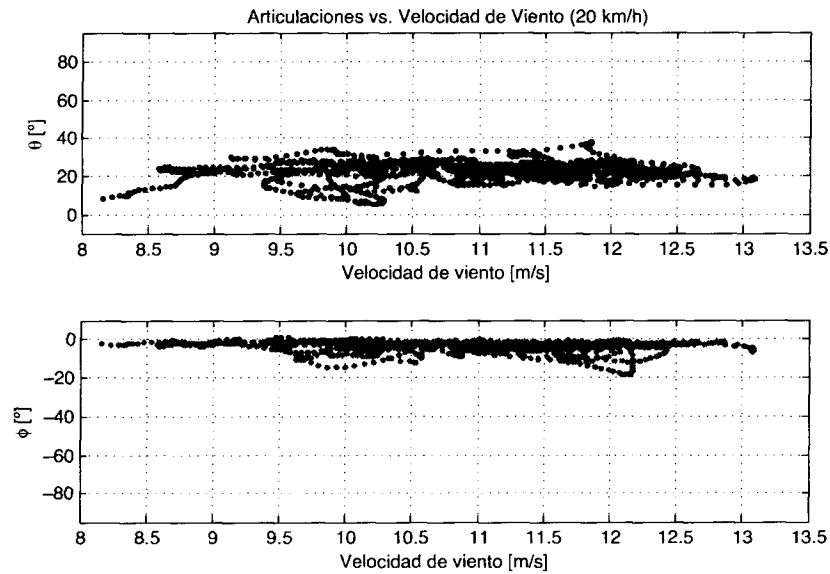


Figura 5.19: Correlación de las articulaciones θ y ϕ vs. velocidad de viento (20 km/h)

Al igual que en la Figura 5.17, la escala abarca los límites de las articulaciones y se puede observar que el sistema se encuentra exactamente en el rango crítico (10 y 12 m/s). Para entrar a un estado de transición necesitaría sobrepasar la velocidad crítica real. También se observa cómo ϕ a 12 m/s se desorienta hasta 20° .

5.2.2. Prueba a alta velocidad (70 km/h)

Velocidad de viento

La prueba de alta velocidad tubo una duración de 35 segundos, y la velocidad promedio registrada fue de 15.03 m/s, mientras que la velocidad mínima y máxima fueron de 6.25 m/s y 23.5 m/s respectivamente (Figura 5.20).

En este caso, el rango de velocidades es muy amplio, por lo que se piensa que la turbina pasará por los tres estados del sistema de protección. Enseguida se observarán las diferencias entre la serie de la velocidad del viento y la velocidad rotacional.

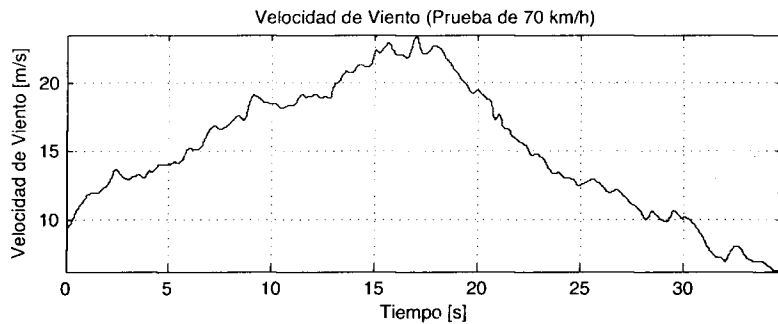


Figura 5.20: Serie de tiempo de la velocidad (70 km/h)

Velocidad rotacional

A continuación se muestra el comportamiento de la velocidad rotacional en la prueba de alta velocidad (Figura 5.21).

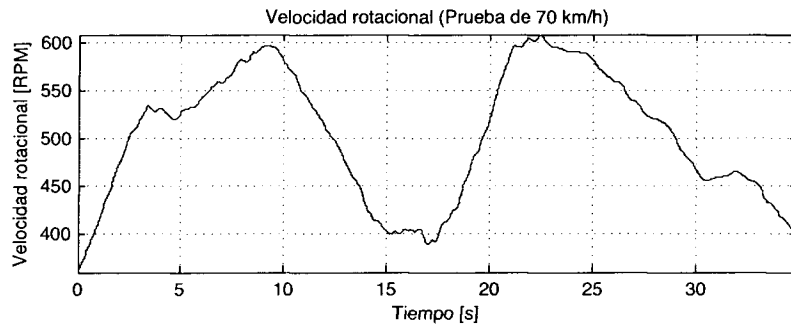


Figura 5.21: Serie de tiempo de la velocidad rotacional (70 km/h)

La velocidad rotacional promedio fue de 503.2 RPM, mientras que el mínimo y máximo fueron de 359.8 RPM y 607.91 RPM respectivamente. Esta serie de tiempo muestra que la turbina se pliega. En esta serie de tiempo se observa una disminución considerable de la velocidad rotacional al momento de pasar por la velocidad de viento crítica.

En este caso los valores máximos de la velocidad de viento y de la velocidad rotacional no se dan en el mismo lugar indicando que la velocidad rotacional disminuyó debido a que la turbina se protegió. A continuación se muestra la correlación entre la velocidad de viento y la velocidad rotacional (Figura 5.22)

La turbina paso de un estado de operación a uno de protección. En la correlación entre la velocidad rotacional y la velocidad del viento, se observa cómo la velocidad rotacional disminuye cuando sobrepasa una velocidad crítica. También se puede apreciar la inercia que lleva el rotor cuando la velocidad aumenta. El rotor tarda en arrancar

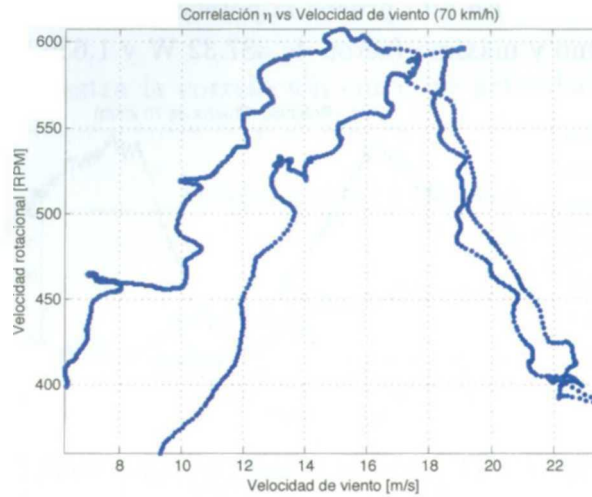


Figura 5.22: Correlación entre la velocidad rotacional y la velocidad de viento (70 km/h)

(curva inferior), y cuando la velocidad disminuye, la velocidad rotacional tarda en reaccionar.

También se observa que la velocidad rotacional disminuyó su velocidad de 590 RPM a 390 RPM. Esto se debe a que la turbina se desorientó con respecto a la dirección del viento, ocasionando que el turbina disminuya su velocidad rotacional. En la Figura 5.23 se observan los dos estados capturados por una cámara de video para la prueba de 70 km/h.

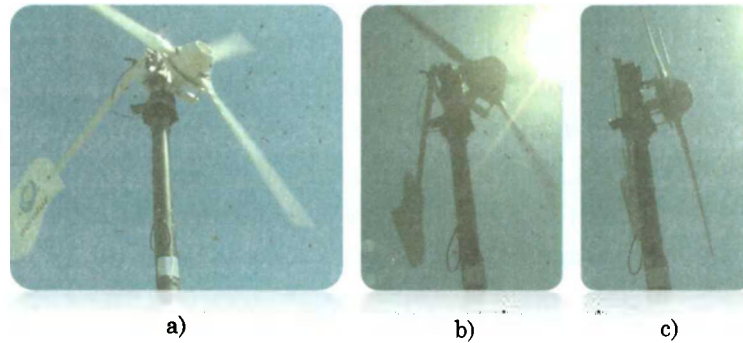


Figura 5.23: Plegado de la turbina en la prueba a 70 km/h

Potencia

En esta prueba también se espera que la potencia y la corriente sean muy parecidas. De ser así, se observará la disminución de la potencia debido a la entrada a un estado de protección. A continuación se muestra la serie de tiempo de la potencia para el caso de

70 km/h (Figura 5.24). En esta prueba la potencia promedio fue de 1,072 W, mientras que el valor mínimo y máximo fueron de 387.32 W y 1,636.1 W respectivamente.



Figura 5.24: Serie de tiempo de la potencia (70 km/h)

La potencia sigue el mismo comportamiento que la velocidad rotacional pero en este caso si hay evidencia de la desorientación de la turbina. A continuación se despliegan las series de tiempo de las articulaciones para el caso de una velocidad de referencia de 70 km/h.

Articulaciones θ y ϕ

En la Figura 5.25 se muestran las series de tiempo de las articulaciones. Se recuerda que la escala está referenciada a los límites de ambas articulaciones.

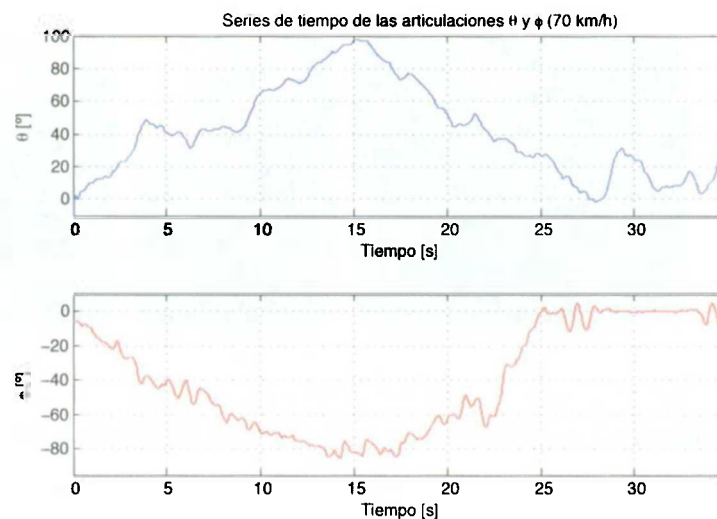


Figura 5.25: Serie de tiempo de las articulaciones θ y ϕ (70 km/h)

En esta prueba, se observa claramente cómo la turbina se pliega corroborando lo que despliegan las imágenes de la Figura 5.23. Sin embargo, el sistema de protección se

comporta suavemente, ya que así fue diseñado al modificar el ángulo β a 4° (Véase la Tabla 2.1).

Por último, se muestra la correlación entre las articulaciones y la velocidad de viento (Figura 5.26).

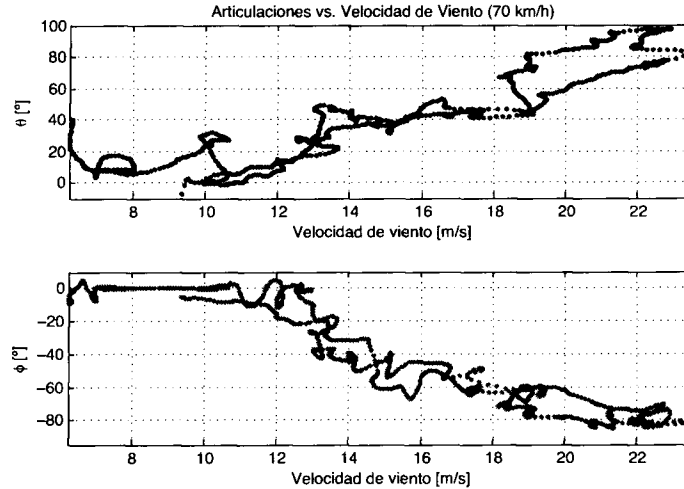


Figura 5.26: Correlación de las articulaciones θ y ϕ vs. velocidad de viento (70 km/h)

Similar a la Figura 5.25, la escala abarca los límites de las articulaciones. Esta Figura es una de las más relevantes de toda la investigación. Muestra que el modelo concuerda con la velocidad crítica en la que el sistema de plegado comienza a hacer su función.

Si observamos la articulación ϕ , a partir de los 12 m/s aproximadamente, la articulación tiende a incrementar su desorientación hasta llegar a un estado completo de *furling* en velocidades superiores a los 20 m/s. En la Figura 2.5, los resultados son muy similares (por lo menos en la articulación ϕ). Es necesario que la comparación sea más profunda. En la siguiente sección se hace una comparación de los resultados experimentales y los modelados para dos casos de 70 km/h.

5.3. Comparación entre los resultados experimentales y el modelo computacional

En el capítulo 2 se describió el modelo computacional y se mostraron algunos resultados para la configuración de la turbina experimental, que es la misma para ambos campos de experimentación. Estos resultados serán sometidos a comparaciones junto con los resultados experimentales mostrados en las secciones anteriores, con el fin de validar el modelo computacional, o bien, de encontrar las razones pertinentes por las

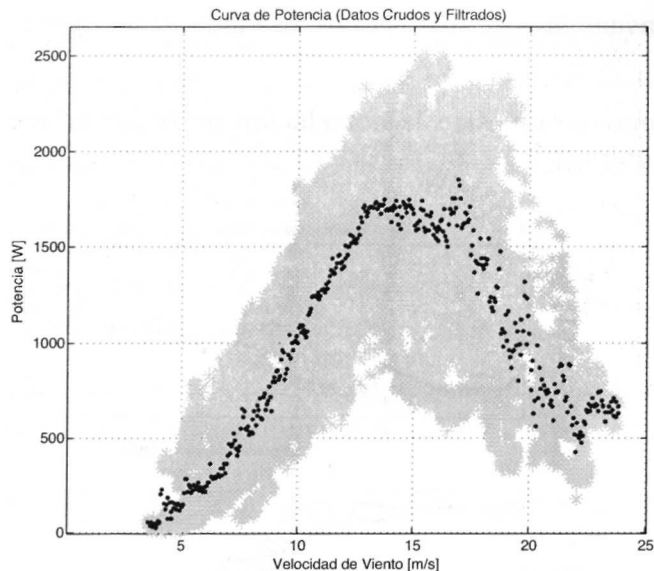


Figura 5.27: Curva de potencia (datos crudos y filtrados)

que no es posible validarlo actualmente. En esta sección se muestran a la par, las series de tiempo de las articulaciones del sistema de plegado modeladas y reales. También, se muestran correlaciones de las articulaciones con respecto a la velocidad de viento para ambos casos (modelo y experimental).

En primer lugar se hará una comparación de todas las curvas de potencia (Oaxaca, Pruebas con viento controlado, Potencia obtenida por medio del C_p generado por el BEM, y la curva de potencia específica de esta turbina de viento).

Para obtener una curva de potencia de las pruebas con viento controlado, se necesitarán todos los datos obtenidos. De manera que a los datos crudos se les hará un filtraje a base de medianas (el mismo tratamiento que se le aplicó a los datos crudos de Oaxaca), y así poder comparar con los datos de Oaxaca y los del BEM (Figura 5.27).

Es importante mencionar que debido a la naturaleza de las pruebas con viento controlado, se deben filtrar ciertos datos, ya que cuando el vehículo es frenado, la inercia de las aspas permite que el generador siga produciendo potencia. Esto causa una alteración en la curva de potencia a bajas velocidades. La curva de potencia mostrada en esta investigación, omite los datos que puedan distorsionar el comportamiento adecuado de la potencia.

La curva de potencia de la turbina de Aeroluz es muy conocida por los fabricantes. Incluso ellos ya tienen su curva procesada. A continuación se presentan todas las curvas de potencia en la Figura 5.28.

La curva punteada en rojo, es la curva de potencia extraída de las pruebas de camioneta. Esta se filtró a base de medianas y aporta un rango amplio de operación.

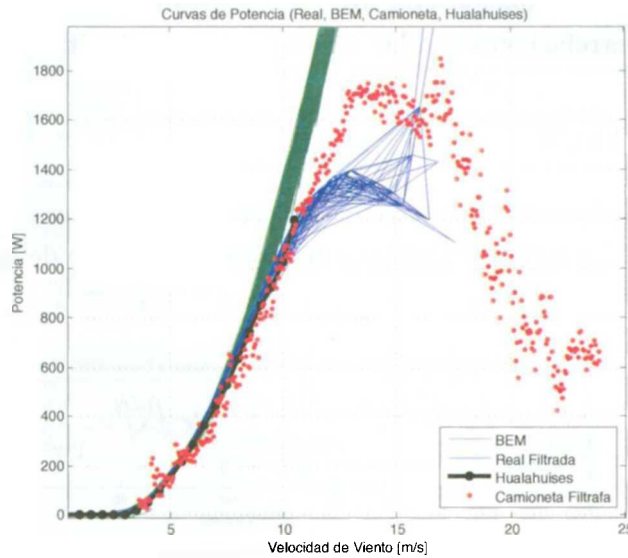


Figura 5.28: Curvas de potencia (real, BEM, viento controlado, Hualahuises)

En ninguna de las otras curvas se logran apreciar valores de la potencia en velocidades de viento mayores a los 15 m/s.

Con estas curvas es posible acreditar que las ambas pruebas han tenido resultados satisfactorios, y es posible que en trabajos futuros se puedan estudiar fenómenos interesantes para el caso de esta turbina.

La curva de potencia de las pruebas móviles, muestra que la entrada a la zona de transición se da alrededor de los 12.5 m/s. Los resultados siguen siendo muy consistentes con el modelo computacional.

Para la comparación del modelo computacional y el sistema real, se tomarán en cuenta tres pruebas solamente. Una a baja velocidad (20 km/h) y las otras a alta velocidad (70 km/h) y se desplegarán a la par, los resultados obtenidos por las pruebas y con el modelo computacional. Es importante recordar que al modelo se le introdujeron los parámetros geométricos y de operación perfectamente identificados del sistema real. También, el modelo utilizará las series de tiempo de la velocidad de cada una de las pruebas, con el objetivo de someterla al mismo viento que en las pruebas experimentales.

Comparación final de las articulaciones θ y ϕ

Para cada una de las pruebas, en primer lugar se hará la comparación temporal, posteriormente (solo para las pruebas de alta velocidad), se desarrollarán las correlaciones desplegando ambas situaciones (modelo y experimental). Para el caso de las correlaciones,

se mostrará una correlación con los resultados del modelo estático, y enseguida se mostrarán las correlaciones con las series de tiempo sintéticas.

Pruebas a 20 km/h

A continuación se muestran las series de tiempo reales de las articulaciones, empalmadas con las series de tiempo simuladas para el caso de baja velocidad (20 km/h) (Figura 5.30).

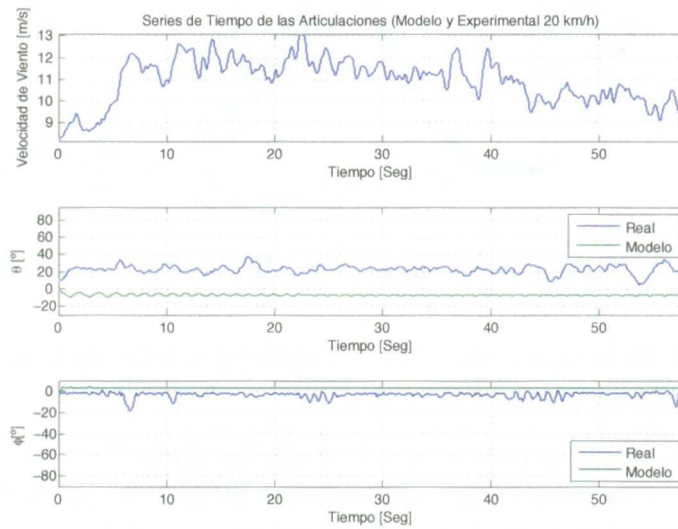


Figura 5.29: Series de tiempo de las articulaciones (modelo y experimental a 20 km/h)

El modelo no reaccionó con la serie de viento obtenida en la prueba a 20 km/h. Sin embargo, aquí se aprecia una discrepancia entre el modelo y la realidad. En el caso de la articulación θ , el modelo no contempla el desfase de 20° . El posible motivo por el que el modelo no predice este desfase es debido a que no se calcula adecuadamente el efecto estela.

En este caso no será necesario generar la correlación de las articulación contra la velocidad del viento ya que no se muestran evidencias de que la turbina se haya plegado.

Pruebas a 70 km/h

A continuación se muestran las series de tiempo reales de las articulaciones, empalmadas con las series de tiempo simuladas para el caso de la primer prueba a 70 km/h (Figura 5.30).

Observando ambos resultados, el modelo predice relativamente bien el comportamiento de las articulaciones. Lo que mas se destaca es la suavidad con la que opera el

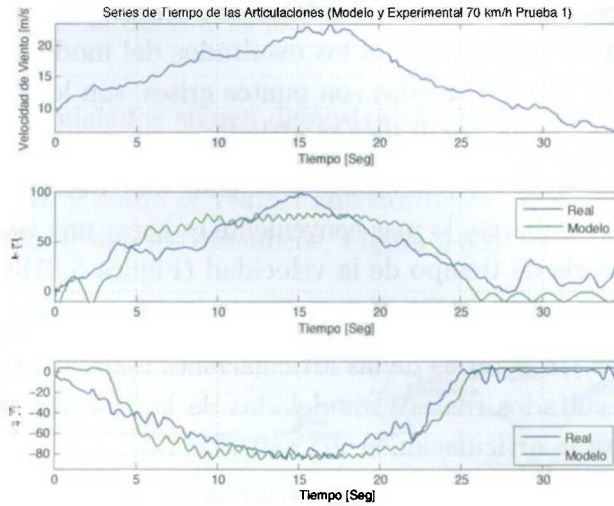


Figura 5.30: Series de tiempo de las articulaciones (modelo y experimental)

sistema. Esto se puede apreciar en el momento en que la turbina se pliega y despliega, sin movimientos bruscos.

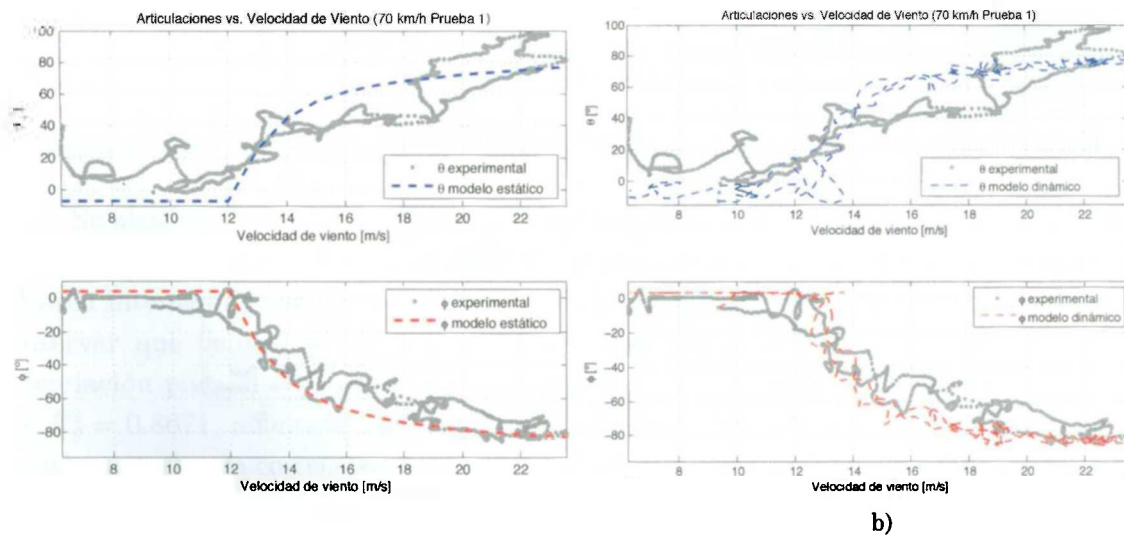


Figura 5.31: Correlación de las articulaciones (modelo estático)

Existe una diferencia en cuanto a la entrada al *furling*. En los datos experimentales el sistema entra y sale suavemente, mientras que en los datos modelados, la entrada al estado de transición es un poco alto. Por esto es necesario verificar con otra prueba si el mismo fenómeno ocurre.

En esta prueba el desfase no se ve claramente. Es probable que se deba a que la velocidad inicialmente se encontraba en el punto crítico y la turbina estaba a punto

de entrar en la zona de transición. En la Figura 5.31a se muestran las correlaciones de cada articulación, comparadas con los resultados del modelo con velocidad promedio constante. Las que están marcadas con puntos grises, son los datos reales, mientras que las líneas en color son los resultados modelados

De nueva cuenta, los resultados muestran una buena similitud, sobre todo la articulación ϕ . Sin embargo, lo mas conveniente es hacer una comparación con el modelo considerando la serie de tiempo de la velocidad (Figura 5.31b).

Aún introduciendo la serie de tiempo de la velocidad al modelo, los resultados caen dentro de las trayectorias de las articulaciones reales. El índice de correlación para el caso de los resultados reales y modelados de la articulación θ es de $R_{\theta}^2 = 0.8681$, mientras que para la articulación ϕ , $R_{\phi}^2 = 0.9524$.

La correlación entre los resultados se mantiene cerca del 90 %, indicando una buena aproximación. Para asegurarnos de que los resultados son contundentes, se muestran a continuación otras pruebas a la misma velocidad del vehículo.

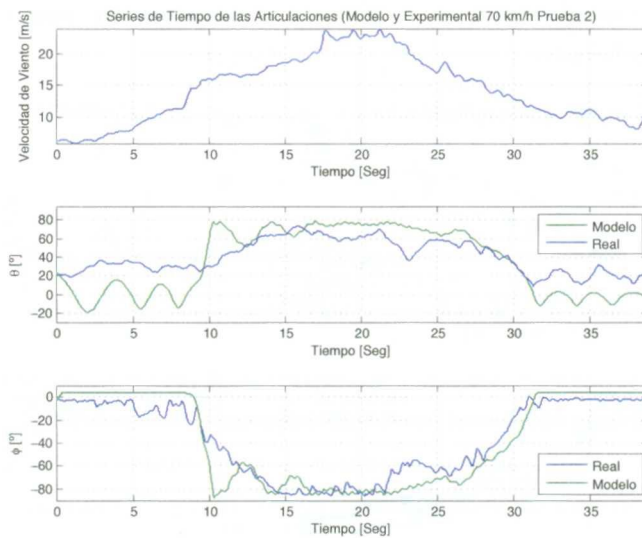


Figura 5.32: Series de tiempo de las articulaciones (modelo y experimental 2)

En primer lugar se muestran las series de tiempo. Para este caso, la velocidad promedio del viento fue de 14.4 m/s, mientras que la velocidades mínima y máxima fueron de 5.9 m/s y 24 m/s respectivamente. En la Figura 5.32 se muestran las series de tiempo para la segunda prueba a 70 km/h.

Es importante explicar que las condiciones iniciales de las articulaciones son consideradas. Sin embargo, debido a que el modelo no contempla el desfase de la turbina, inicialmente θ comienza en un valor de 20° pero tiende a disminuir, oscilando en el

tiempo. Esta oscilación se debe a la forma en que se solucionan las ecuaciones de movimiento.

Los resultados modelados siguen demostrando una buena aproximación con los resultados reales. Ahora se procede a generar la correlación entre las articulaciones y la velocidad de viento, y como se realizó anteriormente, se empalman los resultados modelados (en este caso, solo los dinámicos, Figura 5.33).

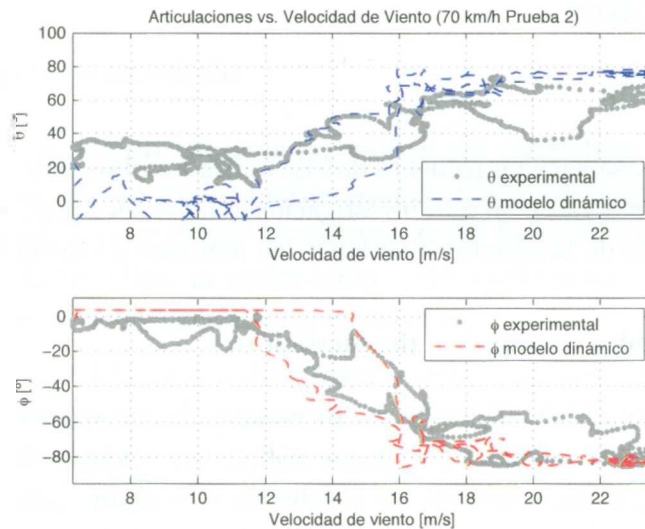


Figura 5.33: Correlación de las articulaciones (modelo dinámico y experimental)

Se alcanza a percibir el desfase a bajas velocidades y en la zona de transición, los resultados modelados tienen un comportamiento con mucha dispersión. si tomamos el área interior que rodean las trayectorias de las articulaciones modeladas, se puede observar que dentro de esa área, se mantienen los resultados reales. El índice de correlación para el caso de los resultados reales y modelados de la articulación θ es de $R_\theta^2 = 0.8671$, mientras que para la articulación ϕ , $R_\phi^2 = 0.9502$. Al igual que en la prueba anterior, la correlación entre los resultados se mantiene cerca del 90%, indicando una buena aproximación.

Capítulo 6

Conclusiones

Por ultimo, se hace un recuento de los resultados obtenidos en cuanto a las distintas áreas que se consideraron en esta investigación. En primer lugar, se enfatizan los aspectos mas importantes de la instrumentación y los métodos de medición.

Instrumentación y métodos de medición

La instrumentación utilizada en los campos de investigación, fue desarrollada por el centro de investigación en tecnología eólica. Las tarjetas de adquisición utilizadas en esta investigación, deben ser aprovechadas al máximo, programando una interfaz computacional para una mejor visualización de las señales a medir.

Para el caso de la medición del viento y la velocidad rotacional, se considera que el método de procesamiento de las señales a través de la transformada de Fourier, es superior a la implementación de un contador físico, ya que éste es limitado por su baja resolución temporal. Además, un análisis en el dominio frecuencial, permite observar otras propiedades de las señales a medir. El voltaje instantáneo puede brindar información vital para mejorar el desempeño del generador de la turbina.

La dirección del viento se midió con una veleta convencional, diseñada para la obtención de datos en largos periodos de tiempo. Para el estudio de los transitorios en las articulaciones, es necesario diseñar un sensor angular, específicamente para capturar la orientación del viento y que sea compatible con los otros sistemas de medición.

Los resultados obtenidos por la veleta convencional son confiables, sin embargo, es posible mejorar la medición y tener un mejor control de calidad.

La medición de la potencia se logró por medio de dos sensores (corriente y voltaje). Las mediciones son consistentes con los resultados obtenidos en Oaxaca, Hualahuises y con el cálculo de la potencia estable a través del coeficiente de potencia obtenido computacionalmente.

El diseño del sensor angular es prometedor, y se seguirá mejorando para desarrollar un producto final que sea capaz de medir en cualquier situación climática y por largos o

cortos periodos de tiempo. Al no interactuar el sensor con la articulación a medir, el sensor promete ser de larga durabilidad.

Los resultados obtenidos por la instrumentación en Oaxaca, demuestran que los sensores instalados son resistentes a las condiciones extremas, por lo que es importante considerarlos para futuras pruebas. Las galgas extensiométricas pueden ser incorporadas al sistema de instrumentación de las pruebas con viento controlado, diseñando su sistema para pruebas en movimiento y no estacionarias.

Pruebas con viento controlado

Las pruebas con viento controlado pueden ser confiables siempre y cuando la instrumentación y diseño de experimentos sean contemplados adecuadamente. Por ser un sistema en movimiento, se deben considerar varios factores que pueden afectar a los resultados finales. Entre ellos, la aceleración y des-aceleración del sistema móvil, las condiciones de la pista, y las condiciones climáticas.

Las simulaciones CFD fueron de mucha utilidad, ya que los resultados obtenidos son confiables. Sin embargo, para una mejor comprensión del flujo aerodinámico sobre el sistema móvil, deben considerarse simulaciones computacionales con mayor complejidad, involucrando los transitorios que puedan existir (movimiento del rotor, vibración en el sistema, etc).

El remolque experimental tiene un desempeño adecuado, siempre y cuando las condiciones de la pista sean aceptables. El diseño de instalación de la turbina a través de una torre pivoteada, reduce los tiempos de instalación y permite una fácil transportación del sistema de pruebas.

El diseño de experimentos permitió la obtención de resultados para cada estado de operación del sistema de plegado. Se observó la velocidad crítica en donde la turbina pasa de un estado de operación a uno de transición. Gracias a las múltiples pruebas con velocidades del vehículo diferentes, se pudieron diferenciar los transitorios del sistema de plegado, cuando éste no opera (sin disminuir la potencia ni la velocidad rotacional) y cuando sobrepasa la velocidad crítica.

Se pueden realizar mejoras en cuanto a la alimentación de la instrumentación, diseñando un sistema de baterías de mejor calidad, para no permitir posibles errores de referencia en los sistemas de medición.

Modelo computacional

El modelo computacional se mantuvo intacto a lo largo de la investigación y se enfocó en generar las pruebas de campo para su comparación. Solamente se introdujeron

las propiedades de la turbina experimental real, y las condiciones de operación.

El modelo computacional ha demostrado que puede servir como una herramienta predictiva lo suficientemente confiable. Es posible consultarlo si se desean modificar las propiedades del sistema de plegado. Sin embargo, se puede mejorar el módulo concerniente a la interacción del efecto estela sobre la veleta de la turbina.

Existe una buena interacción entre el modelo computacional y la serie de viento real. El modelo no tiene restricciones en cuanto a la frecuencia de muestreo de la señal de entrada. Es necesario alimentar al modelo con las condiciones iniciales reales.

A bajas velocidades, el modelo no predice correctamente la desviación de la turbina debido a que el cálculo de la estela no es el adecuado. El índice de correlación de θ puede mejorarse modificando éste cálculo. La dirección de la veleta es simulada con un índice de correlación superior al 90 %, por lo que se concluye que el modelo computacional es una herramienta útil.

Sistema de plegado

Los resultados experimentales y modelados indican que el sistema de plegado entra en operación al sobrepasar una velocidad de viento mayor a los 12 m/s aproximadamente. Sin embargo, la turbina tiene una desviación de 20° cuando se encuentra por debajo de ésta velocidad.

El sistema de plegado está diseñado para tener una transición suave, y las pruebas experimentales confirmaron el amplio rango de transición entre el estado de operación y protección. En la potencia de la turbina, se puede observar la entrada y salida del *furling*, además de las trayectorias que puede seguir la potencia cuando la turbina es sometida a altas velocidades de viento.

El modelo computacional predice que el sistema de plegado entra completamente a un estado de protección cuando la velocidad ronda entre los 16 y 20 m/s. Si se considera el caso estático, el modelo indica que el sistema de plegado no se encuentra completamente plegado incluso a velocidades entre los 20 y 25 m/s.

Es posible que no se esté aprovechando al máximo la potencia extraíble, y se tenga que re-diseñar el sistema de plegado con una inclinación β entre los 0° y 4°.

Trabajo futuro

En el futuro se planea refinar el modelo computacional, incorporando variables físicas que puedan acercar sus resultados a la realidad. la programación del efecto estela debe ser revisado y modificado para conseguir una mejor aproximación del viento efectivo sobre la veleta de la turbina.

Se mejorará la instrumentación de las pruebas con viento controlado, para poderse utilizar en el desarrollo de pruebas con distintas turbinas de viento. La instalación de la instrumentación se re-diseñará para que no sea un contratiempo y se pueda realizar un mayor número de pruebas.

El procesamiento de las señales será incorporado a una interfaz computacional para tener una mejor referencia de los resultados que se obtienen en tiempo real. Este sistema se diseñará con el objetivo de ser utilizado en sitios remotos y con condiciones climáticas extremas.

Para las próximas pruebas con viento controlado, se hará mas énfasis en el diseño de experimentos, con el objetivo de poder comparar resultados con múltiples variaciones en cada prueba. También, se deben realizar simulaciones mas completas para observar el flujo sobre el sistema móvil, considerando un sistema dependiente del tiempo.

Se contemplarán otros sistemas de protección y se someterán a las mismas pruebas de viento controlado, con el fin de conocer las alternativas de protección para diferentes tipos de turbinas eólicas.

Bibliografía

- [1] Centro de investigación en tecnología eólica (cite). <http://www.citeweb.org/>, 2011.
- [2] Inc. Allegro MicroSystems. Gp2d120 optoelectronic device. http://www.allegromicro.com/en/Products/Part_Numbers/0756/0756.pdf, 2011.
- [3] M. Bikdash. Modeling and control of a bergey-type furling wind turbine. <http://wind.nrel.gov/furling/bikdash.pdf>, 2000.
- [4] Mary L. Boas. *Mathematical Methods in The Physical Sciences*, pages 297–307. John Wiley & Sons, 1983.
- [5] T. Burton D. Sharpe N. Jenkins E. Bossanyi. Wind energy handbook. 2001.
- [6] T. Burton D. Sharpe N. Jenkins E. Bossanyi. Wind energy handbook. pages 49,50, 2001.
- [7] Clean Development Mechanism (CDM). Clean development mechanism project design document form (cdm-pdd). <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/00NU73POF885B1KVU9LF4ZW925TJAU>, 2010.
- [8] COMSOL. Multiphysics modeling and simulation software. <http://www.comsol.com/>, 2011.
- [9] Instituto de Investigaciones Eléctricas. Distribución de aerogeneradores. http://genc.iie.org.mx/genc/eolica/libroo/c2web/2_3_2.htm, abril 2010.
- [10] Aceros del Toro. Aceros del toro. <http://www.acerosdeltoro.com/>, 2011.
- [11] Mark Drela. Xfoil subsonic airfoil development system. <http://web.mit.edu/drela/Public/web/xfoil/>, 2011.
- [12] M. R. Emami. Aerodynamic forces on an airfoil. http://www.aerospace.utoronto.ca/pdf_files/open_subsonic.pdf, Fall 2007.
- [13] Amos Gilat. *MATLAB: an introduction with applications*. J. Wiley & Sons, 2011.

- [14] Google. Google earth. <http://www.google.es/intl/es/earth/index.html>, 2011.
- [15] National Instruments. Ni usb-6009. <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/en/nid/201987>, 2011.
- [16] J. Elizondo J. Martinez. Aeroluz. <http://aeroluz.com/>, abril 2010.
- [17] Md. Arifujjaman M. Tariq Iqbal John E. Quaiocoe M. Jahangir Khan. Modeling and control of a small wind turbine. 2005.
- [18] National Renewable Energy Laboratory. Wind energy resource atlas of oaxaca. <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/34519.pdf>, 2010.
- [19] M. Borja O. Jaramillo F. Mimiaga. Primer documento del proyecto eoloeléctrico del corredor eólico del istmo de tehuantepec. *Centro de Investigación en Energía*, 2004.
- [20] J. Oller. Mecánica teórica. <http://www.um.es/oller/docencia/versionmteor.pdf>, 2010.
- [21] O. Probst. Analysis of the furling behavior of small wind turbines. 2009.
- [22] Campbell Scientific. Cr10x specifications. <http://www.campbellsci.com/cr10x-specifications>, 2011.
- [23] Ohio Semitronics. Dc and variable-frequency ac watt transducer. <https://www.ohiosemitronics.com/pdf/PC8-RevA.pdf>, 2011.
- [24] Ohio Semitronics. Frequency transducer. <https://www.ohiosemitronics.com/pdf/AFT.pdf>, 2011.
- [25] SHARP. Fully integrated, hall effect-based linear current sensor ic with 3 kvrms voltage isolation and a low-resistance current conductor. http://www.sharpsma.com/webfm_send/1205, 2011.
- [26] SolidWorks. 3d cad design software solidworks. <http://www.solidworks.com/>, 2011.
- [27] NRG Systems. Nrg #200p wind direction vane, 10k, with boot. <http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/Products/1904.aspx>, abril 2010.
- [28] NRG Systems. Nrg #40c anemometer, calibrated. <http://www.nrgsystems.com/sitecore/content/Products/1900.aspx>, abril 2010.
- [29] John Wendt. *Computational fluid dynamics: an introduction*. Springer, 2009.

Tecnológico de Monterrey, Campus Monterrey



30002007425911

<http://biblioteca.mty.itesm.mx>