



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE YUCATÁN

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DE
UN SISTEMA EÓLICO DE PEQUEÑA ESCALA.”**

TESIS

PRESENTADA POR:

ING. MARÍA DEL CARMEN ROJAS GRANADOS

EN OPCIÓN AL GRADO DE

MAESTRA EN INGENIERÍA

OPCIÓN ENERGÍAS RENOVABLES

MÉRIDA, YUCATÁN, MÉXICO

2018

Aunque este trabajo hubiere servido para el Examen de Grado y hubiere sido aprobado por el sínodo, sólo el autor es responsable de las doctrinas emitidas en él.

Agradecimientos

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por la beca otorgada para la realización de este trabajo de investigación.

Resumen

El presente trabajo describe la implementación en Simulink del modelo dinámico de un aerogenerador de 10 kW en función de la velocidad y dirección del viento, el cual permite representar el comportamiento del sistema.

Como señales de entrada del modelo se ingresan los pronósticos de las series de tiempo de velocidad y dirección del viento, dadas por los registros correspondientes al 30 de septiembre del 2016 de la FI-UADY, con un total de 86400 datos. Utilizando el método estadístico de pronóstico de tendencia y estacionalidad.

Para su implementación se consideran las características eléctricas y mecánicas del generador y las características mecánicas y aerodinámicas de la veleta para su alineación. Además, contempla las condiciones dadas por el fabricante como velocidad de viento para el arranque y paro del sistema, así como la velocidad de viento mínima para iniciar la generación de potencia.

Abstract

This document describes the dynamic model implementation in Matlab-Simulink of a 10 kW wind turbine based on wind speed and wind direction performance, which allows to represent the system behavior.

The model's inlet signals are the time series forecast of wind speed and wind direction, given by FI-UADY, on September 30th of 2016 with a total of 86,400 data. The forecast are done by the statistical method of trend and seasonality.

The implementation has considered the electric generator and mechanic features, as well as the vane aerodynamic and mechanic features for his alignment. In addition, it considers the manufacturer conditions such as wind speed for starting and stopping the system, and the minimal wind speed for the power generation beginning.

Contenido

1. Introducción	6
1.1. Antecedentes	9
1.2. Planteamiento del problema.....	13
1.4. Justificación y alcances.....	15
2. Fundamentos para el modelado de aerogeneradores	16
2.1. Tipos de aerogeneradores	16
2.2. Parámetros mecánicos.....	18
2.3. Parámetros aerodinámicos	20
2.4. Parámetros eléctricos.....	27
2.5. Métodos estadísticos de pronóstico	28
2.5.1. Medias móviles	29
2.5.2. Suavizado exponencial simple.....	30
2.5.3. Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa	31
2.5.4. Suavizado exponencial doble	32
2.5.5. Suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad	33
2.6. Cálculo de errores.....	34
3. Propuesta de modelo para la estimación energética de un aerogenerador 35	
3.1. Limitaciones de la estimación de la producción energética a partir de la velocidad del viento.....	35
3.2. Descripción general del modelo	44
3.3. Funciones para la implementación en Simulink	48
3.3.1. Pronóstico estadístico.....	48
3.3.2. Condiciones de arranque y paro.....	48

3.3.3.	Modelo estático de velocidad angular de referencia.....	49
3.3.4.	Limitador de par eléctrico	49
3.3.5.	Orientación de la turbina con respecto a la dirección del viento	50
3.3.6.	Área efectiva de barrido.....	50
3.3.7.	Par mecánico.....	51
3.3.8.	Limitador de par mecánico	51
3.3.9.	Sistema mecánico	51
3.3.10.	Estimación de la potencia del modelo dinámico.....	52
3.4.	Implementación en Simulink	52
3.4.1.	Entradas del modelo y valores pronosticados	53
3.4.2.	Condiciones de arranque y paro.....	54
3.4.3.	Modelo estático de velocidad angular de referencia.....	55
3.4.4.	Controlador PI.....	56
3.4.5.	Limitador de par eléctrico	57
3.4.6.	Alineación de la turbina	57
3.4.7.	Par mecánico y área efectiva de barrido	60
3.4.8.	Limitador de par mecánico	61
3.4.9.	Sistema mecánico	61
3.4.10.	Estimación de potencia del modelo dinámico y obtención de errores 62	
4.	Obtención de los valores físicos para los parámetros del modelo	63
4.1.	Generador síncrono de imán permanente.....	64
4.1.1.	Parámetros mecánicos	65
4.1.2.	Parámetros eléctricos	66
4.2.	Mecanismo de orientación de la turbina.....	73

4.2.1. Parámetros mecánicos	75
4.2.2. Parámetros aerodinámicos	78
5. Validación del modelo propuesto	83
5.1. Validación de los métodos estadísticos de pronóstico	83
5.1.1. Medias móviles	83
5.1.2. Suavizado exponencial simple.....	85
5.1.3. Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa	87
5.1.4. Suavizado exponencial doble	88
5.1.5. Suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad	90
5.1.6. Comparación de los métodos de pronóstico.....	91
5.2. Validación del modelo dinámico de la veleta para detección de cambios de dirección.....	92
5.3. Validación del modelo dinámico del generador	95
5.4. Validación de la integración del modelo dinámico.....	96
6. Resultados	100
7. Conclusiones	105
8. Recomendaciones	106
Referencias	107
Apéndices	111
Apéndice A. Códigos de los bloques de la implementación del modelo dinámico	
111	
A.1. Método de pronóstico SETE para velocidad y dirección del viento	111
A.2. Condiciones de arranque y paro	112
A.3. Modelo estático de velocidad angular de referencia.....	113
A.4. Limitador de par eléctrico	114

A.5. Normalización de la dirección y Δdir como complemento de la alineación de la veleta.	115
A.6. Alineación de la turbina	116
A.7. Par mecánico y área efectiva de barrido	118
A.8. Limitador de par mecánico	119
A.9. Velocidad angular real.....	120
A.10. Estimación de potencia en función de la velocidad del viento y obtención de errores con gráficas	121
Apéndice B. Códigos de validación de los métodos estadísticos de pronóstico.	
123	
B.1. Medias móviles.....	123
B.2. Suavizado exponencial simple	124
B.3. Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa	125
B.4. Suavizado exponencial doble.....	126
B.5. Suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad.....	127
B.6. Comparación de los métodos estadísticos de pronóstico.....	128

Índice de figuras

Figura 1. Potencia entregada por un aerogenerador tripala en función de la velocidad del viento.	21
Figura 2. Coeficiente de potencia en función de λ (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).....	23
Figura 3. Coeficiente de potencia para turbinas de tres palas en función de λ (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).	24
Figura 4. Fuerzas de sustentación y de arrastre del perfil aerodinámico, y momento resultante en la sección de una pala aerodinámica (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).....	24
Figura 5. Potencia real entregada por la turbina con fecha del 30 de septiembre del 2016 (FI-UADY).	36
Figura 6. Comparación entre potencia real y la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento.....	37
Figura 7. Error entre la potencia real y la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento.	38
Figura 8. Comparación entre potencia real y la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento, mostrando velocidades de arranque y generación insuficientes.	39
Figura 9. Corrimiento de las señales de potencia estimada a partir de la velocidad del viento y la potencia real generada por la turbina.	40
Figura 10. Presencia de ráfagas con velocidades de viento de hasta 8 y 10 m/s y con duración de 22 segundos.....	40
Figura 11. Retardo y disminución de la potencia generada (PotR) respecto a la estimada (PotD).....	41
Figura 12. Efectos de los cambios de velocidad y dirección del viento sobre la potencia real generada.	42
Figura 13. Efectos de los cambios dirección del viento y la inercia del generador sobre la potencia real producida.	43

Figura 14. Efectos de los cambios dirección del viento y la inercia del generador sobre la potencia real producida.....	43
Figura 15. Efectos de los cambios dirección del viento sobre la potencia real producida.....	44
Figura 16. Modelo propuesto en función de la velocidad y dirección del viento....	45
Figura 17. Interrelación entre parámetros de entrada del sistema eólico y los modelos aerodinámico, eléctrico y mecánico.....	46
Figura 18. Descripción matemática de los componentes aerodinámico, eléctrico y mecánico del modelo propuesto.....	47
Figura 19. Obtención del área defectiva de barrido en función de la inercia y de las fuerzas de arrastre y sustentación de la veleta.....	47
Figura 20. Esquema general de la implementación en Simulink del modelo dinámico del aerogenerador.....	52
Figura 21. Series de tiempo y valores constantes de entrada del modelo dinámico.....	53
Figura 22. Bloque en Simulink para el pronóstico de las series de tiempo de velocidad y dirección del viento.....	54
Figura 23. Bloque implementado en Simulink del arranque y paro del sistema eólico.....	55
Figura 24. Modelo estático para obtener la velocidad angular de referencia.....	55
Figura 25. Bloque del controlador PI.....	56
Figura 26. Limitadores de par eléctrico.....	57
Figura 27. Implementación en Simulink del modelo de la veleta.....	58
Figura 28. Modelo dinámico de la veleta.....	59
Figura 29. Obtención de las fuerzas de sustentación y arrastre de la veleta.....	59
Figura 30. Bloque implementado en Simulink para obtener el par mecánico y el área efectiva de barrido.....	60
Figura 31. Bloque de limitador de par mecánico para implementación en Simulink.....	61
Figura 32. Bloque de implementación en Simulink del sistema dinámico para obtener la velocidad angular real.....	61

Figura 33. Obtención de potencia del modelo dinámico implementado en Simulink y cálculo del error absoluto.	62
Figura 34. Obtención de la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento.	62
Figura 35. Aerogenerador de 10 kW utilizado para realizar la caracterización eléctrica.	64
Figura 36. Mediciones de la fase 1 del generador. $V_o = 125\text{v}$ y $T = 200\text{ms}$	67
Figura 37. Mediciones de la fase 1 del generador. $V_o = 175\text{v}$ y $T = 150\text{ms}$	67
Figura 38. Mediciones de la fase 2 del generador. $V_o = 120\text{v}$ y $T = 200\text{ms}$	68
Figura 39. Mediciones de la fase 2 del generador. $V_o = 200\text{v}$ y $T = 100\text{ms}$	68
Figura 40. Mediciones de la fase 3 del generador. $V_o = 115\text{v}$ y $T = 200\text{ms}$	69
Figura 41. Mediciones de la fase 3 del generador. $V_o = 200\text{v}$ y $T = 100\text{ms}$	69
Figura 42. Tensión del generador en función de la frecuencia angular mecánica correspondiente a la fase 1 o fase A.	70
Figura 43. Tensión del generador en función de la frecuencia angular mecánica correspondiente a la fase 2 o fase B.	71
Figura 44. Tensión del generador en función de la frecuencia angular mecánica correspondiente a la fase 3 o fase C.	71
Figura 45. Aproximación lineal de tensión en función de la frecuencia angular del aerogenerador.	72
Figura 46. Veleta utilizada para obtener parámetros mecánicos y aerodinámicos.	73
Figura 47. Mediciones para la obtención del área de la placa de la veleta utilizada.	74
Figura 48. Geometría de veleta considerada para la turbina eólica con la aproximación a la placa plana.	74
Figura 49. Representación geométrica de aerogenerador especificando longitudes de cada componente.	77
Figura 50. Vista superior de la turbina eólica estudiada, mostrando la fuerza de sustentación resultante en función del ángulo de incidencia del viento relativo, la velocidad angular de la veleta y la distancia de aplicación.	79

Figura 51. Coeficiente de sustentación correspondiente para una placa plana, con información de (Critzos, Heyson, & Boswinkle, 1955).	80
Figura 52. Vista superior de la turbina eólica estudiada, mostrando la fuerza de arrastre resultante en función del ángulo de incidencia del viento, la velocidad angular de la veleta y la distancia de aplicación.	82
Figura 53. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por medias móviles. Con $k = 1$ y $n = 3$. Mostrando un ECMN del 6.2798%.	84
Figura 54. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por medias móviles.	85
Figura 55. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple. Mostrando un ECMN del 3.0463%.	86
Figura 56. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple.....	86
Figura 57. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa. Mostrando un ECMN del 2.9496%.	87
Figura 58. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa.	88
Figura 59. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial doble. Mostrando un ECMN del 4.3201%.	89
Figura 60. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial doble.	89
Figura 61. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad. Mostrando un ECMN del 1.6762%.	90
Figura 62. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad.....	91
Figura 63. Verificación de Fv con α de 0° a 360° , $vw = 5ms$ y $\beta = 30^\circ$	93
Figura 64. Verificación de Fd α de 0° a 360° , $vw = 5ms$, $\omega = 0rads$ y $\beta = 30^\circ$	93

Figura 65. Verificación de alineación de la veleta respecto a las variaciones de dirección del viento, con un cambio de vw de $2ms$ a $5ms$ en $t = 1s$ y $\omega = 0radseg$.	94
Figura 66. Respuesta de potencia de salida del modelo dinámico del aerogenerador ante una entrada de escalón unitario de velocidad de viento, con variación de 0 a 6 m/s y con cambios de dirección del viento de la serie de tiempo real medida.	95
Figura 67. Modificaciones a la constante de inercia del mecanismo de orientación, eligiendo $J_{vel} = 0.03$. Con valores constantes de $K_p= 0.5$, $K_i=1$, $J_{gen}=250$, $B_{gen}=0.01$ y $D_{mvel}=9$.	96
Figura 68. Modificaciones a la constante de fricción del mecanismo de orientación, eligiendo $D_{mvel} = 0.01$. Con valores constantes de $K_p= 0.5$, $K_i=1$, $J_{gen}=250$, $B_{gen}=0.01$ y $J_{vel}=0.03$.	97
Figura 69. Modificaciones a la constante de fricción del generador, eligiendo $B_{gen} = 0.01$. Con valores constantes de $K_p= 0.5$, $K_i=0.1$, $J_{gen}=150$, $J_{vel}=0.03$ y $D_{mvel}=0.01$.	97
Figura 70. Modificaciones a la constante de inercia del generador, eligiendo $J_{gen} = 150$. Con valores constantes de $K_p= 0.5$, $K_i=0.1$, $J_{vel}=0.03$, $D_{mvel}=0.01$ y $B_{gen}=0.01$.	98
Figura 71. Modificaciones a la constante integral del controlador PI, eligiendo $K_i = 0.1$. Con valores constantes de $K_p= 0.5$, $J_{vel}=0.03$, $D_{mvel}=0.01$, $J_{gen}=250$ y $B_{gen}=0.01$.	98
Figura 72. Modificaciones a la constante proporcional del controlador PI, eligiendo $K_p = 0.5$. Con valores constantes de $K_i= 1$, $J_{vel}=0.03$, $D_{mvel}=0.01$, $J_{gen}=250$ y $B_{gen}=0.01$.	99
Figura 73. Comparación entre la potencia real entregada por el aerogenerador y la potencia estimada por el modelo dinámico.	100
Figura 74. Error cuadrático medio normalizado entre la potencia real y la potencia del modelo dinámico.	101

- Figura 75. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función solo de la velocidad del viento y en función de los pronósticos de velocidad y dirección del viento. 102
- Figura 76. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función únicamente de la velocidad del viento y en función de la velocidad y dirección del viento; mostrando efectos de los limitadores de par eléctrico y mecánico y de la predicción SETE del comportamiento del viento. 103
- Figura 77. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función únicamente de la velocidad del viento y en función de la velocidad y dirección del viento; mostrando efectos de las condiciones de arranque y paro. 103
- Figura 78. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función únicamente de la velocidad del viento y en función de la velocidad y dirección del viento; mostrando los efectos al agregar el modelo de dirección del viento. 104

Índice de tablas

Tabla 1. Constantes utilizadas para determinar la potencia disponible en el viento.	36
Tabla 2. Características de la turbina (Potencia Industrial, 2017).	63
Tabla 3. Fuerza de arranque, par y desplazamiento angular debido a la inercia del generador.	65
Tabla 4. Resistencias e inductancias entre las 3 fases del generador.	66
Tabla 5. Periodo, frecuencia angular, velocidad angular y tensión de cada una de las fases del generador.....	70
Tabla 6. Masas y longitudes del generador y la veleta de la turbina eólica estudiada.	77
Tabla 7. Comparación de métodos estadísticos de pronóstico.	92
Tabla 8. Velocidad y dirección de entrada en el modelo dinámico del aerogenerador.	95
Tabla 9. Valores utilizados para las diferentes constantes del modelo dinámico. .	99
Tabla 10. Valores agregando el bloque de pronóstico estadístico SETE.	99
Tabla 11. ECMN del modelo dinámico con el método de pronóstico integrado. .	101

Nomenclatura

$\ddot{\beta}$	Aceleración angular
d	Ancho de la veleta
θ	Ángulo de incidencia del viento
φ	Ángulo de incidencia del viento relativo respecto a la cuerda de la veleta
A	Área de barrido de la turbina
S	Área de la veleta
C_d	Coefficiente de arrastre
J	Coefficiente de inercia
B	Coefficiente de fricción
C_m	Coefficiente de par
C_p	Coefficiente de potencia
C_l	Coefficiente de sustentación
v_q	Componente del viento
n	Conjunto de datos
β_s	Constante de suavizado de error y de estacionalidad
α_s	Constante de suavizado simple y de tendencia
ρ	Densidad del aire
D	Desplazamiento
α	Dirección del viento

d	Distancia
ε_t	Error
E_t	Estacionalidad
f_e	Frecuencia eléctrica
ω_e	Frecuencia angular
F_D	Fuerza de arrastre
F_v	Fuerza de sustentación
I_e	Intensidad de corriente eléctrica
I_o	Intensidad de corriente eléctrica máxima
c	Longitud de la cuerda
r_p	Longitud de la pala
r	Longitud de varilla de veleta
m	Masa
M	Momento
I	Momento de inercia
I_{CW}	Momento de inercia del contrapeso
I_{Sop}	Momento de inercia del soporte
I_{Var}	Momento de inercia de la varilla
I_{Vel}	Momento de inercia de la veleta
I_d	Momento de inercia de un peso distribuido
I_p	Momento de inercia de un peso puntual

I_T	Momento total de inercia
N	Número de valores de la serie de tiempo
p	Número de polos
k	Número muestral
τ	Par
P	Potencia
$P_{estimada}$	Potencia estimada
P_{disp}	Potencia disponible
P_{rotor}	Potencia del rotor
F_i	Potencia pronosticada simple
Y_i	Potencia pronosticada doble
P_i	Potencia real
β	Posición angular de la veleta
F_m	Promedio de la serie de tiempo pronosticada
P_m	Promedio de la serie de tiempo real
E_{t+1}	Pronóstico de estacionalidad
T_{t+1}	Pronóstico de tendencia
r_{giro}	Radio de giro
λ	Relación de velocidad de punta
T_t	Tendencia
V	Tensión

t	Tiempo
l	Unidad de longitud
V_{pron_m}	Valor promedio pronosticado
V_{real_m}	Valor promedio real
V_{pron}	Valor pronosticado
V_{real}	Valor real
$\dot{\beta}$	Velocidad angular
ω	Velocidad angular
v_w	Velocidad del viento
n_m	Velocidad mecánica del campo magnético
v_{rel}	Velocidad relativa del viento respecto a la cuerda de la veleta

Abreviaturas

EAS_t	Error absoluto suavizado
ECM	Error cuadrático medio
$ECMN$	Error cuadrático medio normalizado
ES_t	Error suavizado
MM	Medias móviles
$SETE$	Suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad
SED	Suavizado exponencial doble
SES	Suavizado exponencial simple
$SESRA$	Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa

1. Introducción

México cuenta con una gran diversidad de fuentes de energía, de las cuales, los combustibles fósiles han sido los más explotados, ocasionando un deterioro medioambiental alarmante, alcanzando en el año 2014, emisiones de 417, 009, 007 ton de CO_{2eq}, donde el 28% se debió a la generación de electricidad. Esto ha motivado a que surjan nuevas políticas energéticas enfocadas a la inclusión e incremento gradual de la participación de las fuentes de energía limpia en la industria eléctrica, con lo que México se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) utilizando fuentes de energías renovables que sustituyan la quema de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica. Para ello es necesario considerar la participación viable de cada tipo de recurso, ya que se pretende alcanzar un 35% de aportación de energías limpias para el año 2024, 40% para el 2035 y un 50% para el 2050. Lo que implica analizar los posibles alcances de cada tipo de fuente y el escenario inicial del que se parte. Un estudio con datos del 2013 mostró que se tiene una capacidad instalada de 63.6 GW, con una aportación del 24.5% de energías renovables. Donde las grandes hidroeléctricas tuvieron la mayor participación, siguiendo la eólica, en segundo puesto. Continuando con la nuclear, geotérmica y finalmente, la solar. (Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, 2014); (SENER, 2016); (DIRECCIÓN GENERAL DE SERVICIOS DE DOCUMENTACIÓN, INFORMACIÓN Y ANÁLISIS., 2012); (SENER, 2015).

Como se mencionó con anterioridad, la energía hidroeléctrica ha sido la más prominente. Sin embargo, la estabilidad de su participación se encuentra en riesgo, ya que el cambio climático ha provocado una mayor variabilidad en el recurso hídrico, priorizando su uso para los consumos agrícola y humano. Por su parte, la energía geotérmica espera una mayor colaboración del sector privado que permita ampliar la tecnología y explorar nuevos proyectos. Ya que en los últimos años no ha mostrado un crecimiento notable.

En lo que respecta a la energía solar, esta fuente de energía es de las más prometedoras en cuanto a crecimiento de capacidad instalada, pues se le está dando un gran impulso y promoción. Mientras que el tema de los bioenergéticos, considerando tanto los biocombustibles como la biomasa, también se está promoviendo en nuestro país, esperando un notable crecimiento para el 2030. Pasando al recurso eólico, para el 2016 México ya contaba con 3,527 MW de potencia operando de más de 50,000 MW de potencial eólico disponible. Haciendo que esta opción sea altamente considerada para cumplir con las políticas sustentables y diversificadas. Pretendiendo alcanzar los 15,100 MW de capacidad instalada para el 2030, cifra que depende de la operación de 32 centrales de gran escala y dos de mediana escala, más las nuevas centrales que comenzarán a generar electricidad en la próxima década. Así, las dos fuentes de energía más prometedoras para conseguir la meta establecida en la Ley de Transición Energética son, la hidroeléctrica, con la que se espera obtener 49,902 GWh de generación de energía para el 2030. Y la eólica, con un pronóstico de 47,365.6 GWh para el mismo año. Mientras que el resto de energías limpias se pretende que alcancen los 25,420 GWh en conjunto. (SENER, 2016); (AMDEE, 2017).

Con todo lo anterior, es notable la importancia que tiene el recurso eólico, pues el cumplimiento del compromiso que ha adquirido México, depende en gran medida del desarrollo e inversiones en ésta área. Además, cabe mencionar que su crecimiento trae consigo la generación de miles de nuevos puestos de trabajo, impactando positivamente el PIB nacional. También impulsa el aprovechamiento de materias primas nacionales y fortalece la seguridad energética del país (AMDEE, 2017).

Sin embargo, a pesar de ser una de las opciones más factibles dentro del sector energético, aún es necesario continuar desarrollando y perfeccionando las tecnologías existentes para su óptimo aprovechamiento. Pues su rendimiento se ve afectado, cuando se trata de sistemas interconectados a red, por la variabilidad en la generación energética inherente a los sistemas eólicos. Ya que su producción, al ser dependiente del comportamiento del viento y de sus constantes fluctuaciones, no permite garantizar

una generación energética constante, a diferencia de otras fuentes de energía limpia.
(SENER, 2016).

1.1. Antecedentes

Con la creciente contribución de energía eléctrica por parte de los sistemas eólicos a las redes de alimentación, la importancia de conseguir una conexión estable de dichos sistemas también ha incrementado. Esto ha llevado a diferentes centros de investigación a buscar alternativas que garanticen un suministro constante.

Por ejemplo, (J. Olamaei, J. Javan, A. Yavartalab, & M. Khederzadeh, 2012) proponen que, para obtener un suministro continuo, las características a considerar son la estabilidad transitoria, el control de flujo de potencia, la regulación de tensión y el amortiguamiento de oscilaciones, entre otros. Mientras que (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001) consideran que la velocidad del viento es una de las principales causas a tomar en cuenta, con lo que proponen realizar modelos estadísticos que representen las fluctuaciones naturales de la velocidad del viento en relación a la altura sobre el nivel del terreno, destacando el modelo von Karman, el cual tiene una buena representación de turbulencia por encima de los 150m, sin embargo, es deficiente para alturas menores (J. Olamaei, J. Javan, A. Yavartalab, & M. Khederzadeh, 2012).

Por su parte, (Badihi, Zhang, & Hong, 2015), proponen que la erosión, la suciedad y la nieve, afectan el aerodinamismo de las palas, constituyendo una causa probable de la disminución de la generación de potencia. Así mismo, (Gray, Koitz, Psutka, & Wotawa, 2015) proponen que para mantener un correcto funcionamiento de los aerogeneradores, se deben considerar el desgaste eléctrico y químico, la fatiga termomecánica, la fatiga en ciclo alto, entre otros, pues tienen gran influencia en la generación de potencia eólica. Y (Sanchez, Escobet, Puig, & Odgaard, 2015) proponen los efectos de la gravedad y el giroscópico, además de la variabilidad de las cargas del viento, como responsables de la inestabilidad de los sistemas eólicos.

Sin embargo, los resultados obtenidos de estas investigaciones no mostraron mejorías significativas en los modelos de generación de potencia.

Continuando con el tema, (Thapar, Agnihotri, & Krishna, 2011) señalan que la distribución de velocidad de viento de acuerdo al sitio geográfico donde está instalada la turbina, la altura de la torre y la curva de potencia generada de la propia turbina, la

cual a su vez depende de la eficiencia aerodinámica de potencia, la eficiencia de transmisión mecánica y la eficiencia del generador, son los principales factores para mantener estable la producción de potencia. Este trabajo consistió en comparar diversos modelos matemáticos utilizados en tres tipos de turbinas comerciales. Consideraron la variación lineal de potencia, los parámetros de Weibull, el método de los mínimos cuadrados y la interpolación cúbica spline. El estudio comparativo se realizó durante un año, considerando la base de datos del clima de cada hora. Llegando a la conclusión que una sola ecuación generalizada no puede replicar el comportamiento de todas las turbinas. También se hace una anotación afirmando que los métodos basados en la variación lineal de potencia, la interpolación cúbica y el modelo de Weibull, no son recomendables cuando se requiere información a corto plazo, sin embargo, tienen una respuesta satisfactoria para el promedio anual de la velocidad del viento.

Una vez conociendo las principales vulnerabilidades de los sistemas eólicos, se han implementado modelos de predicción con los objetivos de mejorar su estabilidad de producción energética y de alargar la vida útil de sus componentes. Tal es el caso de (Zhao, Zhao, Liu, Zhongyue, & Ning, 2015), que proponen un modelo de predicción de velocidad de viento, ARIMAX, considerando los factores meteorológicos como la presión y temperatura del aire y el tipo de terreno, con el fin de optimizar el pronóstico del movimiento caótico. De igual manera, (Abdelrahem, Mobarak, & Kennel, 2016) proponen un conjunto de modelos de control predictivo (FCS-MPC, Finit Control Set-Model Predictive Control), cuyas simulaciones se realizan considerando turbinas eólicas de velocidad variable. Los resultados mostraron muy buen desempeño en rendimiento y en confiabilidad con la conexión a la red. En otro artículo, (Lasheen, Saad, Emara, & Elshafei, 2016), se considera que la operación de una turbina eólica se basa en la velocidad del viento, y se propone un Modelo Predictivo de Control (MPC), cuyas simulaciones fueron realizadas considerando una turbina de 5MW usando FAST (Fatiga-Aerodinámica-Estructura y Turbulencia); consiguiendo reducir las cargas mecánicas, regular la velocidad y mejorar la generación de potencia. Otro trabajo que también consiguió reducir las cargas en las palas, es el propuesto por (Njiri,

Liu, & Soffker, 2015), en el cual se realizó un sistema de control multivariado de cinco grados de libertad, utilizando el modelo LTI (*Linear Time Invariant*). Su principal ventaja es que redujo las cargas de las palas, manteniendo la velocidad del rotor y la generación de potencia, extendiendo así la vida útil de las turbinas, sin embargo, no considera los efectos de periodicidad ni los efectos dinámicos de los actuadores.

Por su parte, (Xiaoran & Ron, 2013), toman en cuenta el impacto negativo que provocaría la ausencia de datos en los MPC, causado por la falla en los sensores instalados en las torres, por lo que propone un modelo que arroja una aproximación del valor de la velocidad del viento cuando no lo hay. Lo cual podría ser de gran utilidad para evitar grandes desviaciones en los resultados pronosticados.

Por otro lado, (Gros, 2014) propone una técnica de control para los generadores de turbinas eólicas basados en modelos predictivos no lineales (NMPC), cuya finalidad es pasar del control de una sola turbina al control de una granja eólica usando programación de distribución cuadrática con iteraciones en tiempo real, sin embargo, solo considera la velocidad del viento como un factor importante para el comportamiento aerodinámico de la turbina eólica e ignora la dinámica estructural y las cargas ejercidas. Otro MPC es el propuesto por (Ummuhan Basaran, 2016), que presenta un modelo híbrido basado en FBLMS (Fast Block Least Mean Square) y ANN (Artificial Neural Network), donde los datos son tratados con el algoritmo FFT (Fast Fourier Transform) para lograr una predicción a corto plazo, es decir, que vaya desde los 10 seg. hasta las 8 horas. Los resultados obtenidos se vieron mejorados entre un 2.1% y 3.3% comparados con el método convencional que solo utiliza las ANN, arrojando datos más precisos ante variaciones debidas a periodicidades estacionales y diurnas. Agregando un MPC más, tenemos el presentado por (Lahouar & Hadj Slama, 2014) que propone que la dirección del viento tiene un efecto importante sobre la generación de potencia eólica, sobre todo porque en conjunto con la velocidad, puede aportar información de gran utilidad para proporcionar estabilidad a la red. Por ello, crea un sistema de predicción de velocidad y dirección del viento. Plantea que hay dos métodos principales para la predicción del comportamiento del viento, el primero es el enfoque estocástico, como el ARMA (Auto-Regressive Moving Average),

y el segundo es la utilización de la inteligencia artificial, como las ANN (Artificial Neural Networks) y las SVM (Support Vector Machines). El trabajo descrito usa SVM, se basa en inteligencia artificial y necesita supervisión de aprendizaje. Inicia realizando un modelo estático considerando las series de tiempo de la velocidad del viento como entrada, paso repetido para la dirección. Posteriormente se hace un modelo dinámico, en el cual el modelo estático del primer punto es llamado iterativamente. Haciendo las SVMs una herramienta multitarea, ya que los datos de dirección son tratados con los mismos algoritmos que la velocidad. Los resultados obtenidos son similares a los arrojados por otros modelos, pero a diferencia de estos, el modelo presentado por (Lahouar & Hadj Slama, 2014), utiliza menos recursos computacionales.

1.2. Planteamiento del problema

La implementación de parques eólicos se ve limitada por la falta de confiabilidad de su producción energética. Ya que su generación es altamente vulnerable a las ráfagas de viento producidas por la turbulencia en la zona, haciendo que los sistemas eólicos sean inestables y que aporten cantidades de energía fluctuantes e impredecibles, razón por la cual se han desarrollado varios modelos que permitan pronosticar la generación de energía eólica, los cuales, en horizontes de corto plazo, no han presentado resultados precisos ni con un nivel aceptable de confiabilidad que permita el desarrollo y crecimiento de nuevos sistemas eólicos. Estos modelos se basan en las variaciones de velocidad del viento, pero no consideran los cambios de dirección del mismo, causa probable de la baja precisión de sus pronósticos.

Considerando que las ráfagas producidas por la turbulencia presente en el viento son las principales causantes de pérdidas de potencia, es necesario hacer una descripción acertada del comportamiento de la turbulencia, para garantizar la estabilidad del sistema y evitar posibles daños en las turbinas. Para ello, es importante considerar la distribución espectral de turbulencia, así como los cambios de dirección del viento, permitiendo al sistema de control tomar medidas oportunas del comportamiento del aerogenerador, evitando caídas de potencia a causa de eventos turbulentos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Obtener la estimación a corto plazo de la producción de energía de un sistema eólico de 10kW a partir de los pronósticos del viento y del modelado dinámico del sistema.

1.3.2. Objetivos específicos

- 1- Generar un modelo para la descripción de la producción energética del sistema eólico.
- 2- Generar un modelo para la descripción de la orientación del sistema eólico con respecto al vector de viento.
- 3- Generar un modelo para la descripción del sistema eólico ante fenómenos extremos en el recurso eólico.
- 4- Evaluar el desempeño de diferentes modelos estadísticos en la predicción de la potencia eléctrica generada por el sistema eólico y en la predicción de dirección y velocidad del viento.

1.4. Justificación y alcances

Los cambios repentinos de velocidad o de dirección del viento provocan eventos de turbulencia que comprometen la estabilidad en la operación de los aerogeneradores en sistemas interconectados a la red eléctrica. Conocer con antelación la posible producción energética de un sistema eólico ante estos eventos permite al sistema de control tomar acciones oportunas para garantizar una entrega de energía estable hacia la red eléctrica.

2. Fundamentos para el modelado de aerogeneradores

Los sistemas eólicos cada vez tienen una mayor aceptación tanto en aplicaciones particulares de pequeña escala como en sistemas de producción a escala comercial con interconexión a la red eléctrica. Por esta razón es importante poder estimar con mayor exactitud la producción de electricidad a partir del viento con el fin de que los sistemas de control puedan garantizar la operación estable de la red. La estimación de la producción energética de estos sistemas con los modelos actuales logra buenos resultados en intervalos de tiempo de 10 minutos en adelante, sin embargo, todavía falta mejorar el modelado de su comportamiento en intervalos de tiempo menores.

Por ello, este capítulo muestra las consideraciones que se toman en cuenta en este trabajo de tesis para mejorar el desempeño de la estimación de la producción energética del sistema eólico empleando un modelo dinámico del mismo.

2.1. Tipos de aerogeneradores

En cualquier territorio, las condiciones ambientales cambian de una zona a otra. Y las necesidades de las poblaciones también son distintas. Por ello, se requieren aplicaciones eólicas adecuadas para cada situación. De ahí, la gran variedad de aerogeneradores eólicos disponibles actualmente en el mercado.

Los aerogeneradores pueden clasificarse de acuerdo:

- A la disposición de su eje de giro
- Al número de palas que los conforman
- Al tipo de control y regulación que tienen
- Al tipo de generador eléctrico
- Al tipo de emplazamiento

- A su interconexión o no a red
- Al tipo de viento y
- A su potencia nominal (Villarubia López, 2013)

Respecto a la potencia nominal, son 4 sus clasificaciones principales:

- Microturbinas eólicas (< 5kW)
- Miniturbinas eólicas (5-100 kW)
- Turbinas de media y gran potencia (100-1,000 kW)
- Turbinas multimegawatt (1,000-5,000 kW) (Villarubia López, 2013)

Mientras que las turbinas de media y gran escala son utilizadas en conjunto para la generación de potencia en grandes parques eólicos, las de pequeña escala son utilizadas para un consumo particular, ya sea doméstico, comercial o en pequeñas instituciones. Pues cuentan con la ventaja de generar potencia a alturas de hasta 30 m, donde la velocidad del viento es baja. Otra de sus ventajas, es su aplicación en sistemas aislados.

En cuanto al modelado de un generador, es significativamente más sencillo modelar una turbina de pequeña escala. Donde gran parte de los parámetros que la describen pueden ser medidos o estimados, y obtener una relación entre ellos que reflejen el comportamiento del aerogenerador para posteriormente llevarse a una escala mayor.

Dichos parámetros se dividen en tres áreas principales, los mecánicos, los eléctricos y los aerodinámicos. Los mecánicos describen la relación que mantienen los diferentes componentes del aerogenerador al haber movimiento; los parámetros eléctricos describen el funcionamiento del generador; y los parámetros aerodinámicos describen tanto el comportamiento de las palas como de la veleta.

2.2. Parámetros mecánicos

Teniendo en cuenta que un sistema eólico genera energía eléctrica a partir de un movimiento rotacional, deben considerarse los efectos de este sobre los componentes de la turbina. Ya que cuando un cuerpo está girando, adquiere un momento angular, que se caracteriza por un vector cuya magnitud es el producto de la velocidad angular y el coeficiente de inercia (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

La suma de los momentos aplicados sobre el centro de masa es igual a la razón de cambio del momento angular sobre el centro de masa. Y al ser considerado constante, se le puede denominar par, que estará en función del coeficiente de inercia y la aceleración angular (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002), como se muestra a continuación:

$$\tau = J\ddot{\beta} \quad (1)$$

Donde:

$\tau \rightarrow$ Par

$J \rightarrow$ Coeficiente de inercia

$\ddot{\beta} \rightarrow$ Aceleración angular

En un sistema eólico el par también puede expresarse en términos del coeficiente de par (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002), dado por:

$$\tau = \frac{1}{2} C_m \rho \pi r_p^2 v_w^2 \quad (2)$$

Y:

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \quad (3)$$

Donde:

C_m → Coeficiente de par

C_p → Coeficiente de potencia

λ → Relación de velocidad de punta

ρ → Densidad del aire

v_w → Velocidad del viento

r_p → Longitud de la pala

Para obtener el momento de inercia de cuerpos irregulares, frecuentemente estos se descomponen en figuras geométricas conocidas, con las que se obtiene el momento de inercia total al hacer la sumatoria de los momentos de inercia individuales de cada una de estas figuras, bajo la siguiente ecuación (Meriam & Kraige, 1999):

$$I = mr_{giro}^2 \quad (4)$$

Donde:

I → Momento de inercia

m → Masa del cuerpo

r_{giro} → Radio de giro del cuerpo

Dado que el cuerpo total se descompone en varios cuerpos simples, será necesario hacer una traslación de ejes de giro para obtener el momento de inercia total, a este

método se le conoce como *teorema de Steiner* o *teorema de los ejes paralelos*, y está dado por la siguiente ecuación (Meriam & Kraige, 1999):

$$I_T = \bar{I} + md^2 \quad (5)$$

Donde:

I_T → Momento de inercia total del cuerpo

I → Momento de inercia del cuerpo sin considerar desplazamiento de ejes

m → Masa del cuerpo

d → Distancia de desplazamiento entre ejes paralelos

2.3. Parámetros aerodinámicos

La velocidad del viento es una magnitud vectorial de tres componentes y en aplicaciones de energía eólica solo se considera la componente en el plano horizontal. Caracterizada por dos valores, el módulo y la dirección (Villarubia López, 2013).

Por su parte, (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002) mencionan que la potencia producida por un aerogenerador está en función del cubo de la velocidad del viento y de otros parámetros característicos de la turbina, como el coeficiente de potencia y el área de barrido, además de la densidad del aire, como puede verse en la figura 1:

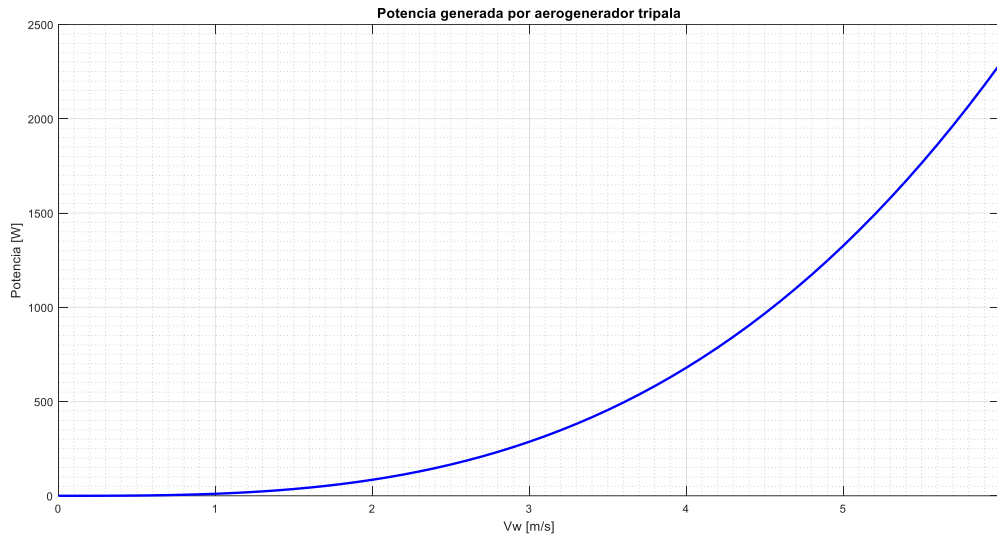


Figura 1. Potencia entregada por un aerogenerador tripala en función de la velocidad del viento.

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v_w^3 \quad (6)$$

Donde, al tratarse de una turbina de eje horizontal:

$$A = \pi r_p^2 \quad (7)$$

Donde:

$P \rightarrow$ Potencia

$C_p \rightarrow$ Coeficiente de potencia

$\rho \rightarrow$ Densidad del aire

$A \rightarrow$ Área de barrido

$v_w \rightarrow$ Velocidad del viento

$r_p \rightarrow$ Longitud de la pala

Además, la densidad de aire se considera $\rho = 1.225 \frac{kg}{m^3}$; valor en condiciones estándar, aire seco a nivel del mar y a una temperatura ambiente de 15°C (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

De acuerdo con el tipo de generador que se utilice, se considera un valor del coeficiente de potencia C_p (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002), dado por:

$$C_p = \frac{P_{rotor}}{\frac{1}{2} \rho A v_w^3} \quad (8)$$

Donde:

C_p → Coeficiente de potencia

P_{rotor} → Potencia del rotor

ρ → Densidad del aire

A → Área de barrido

v_w → Velocidad del viento

El coeficiente de potencia no es una cantidad constante, sino que depende de la relación de velocidad de punta de la pala (*tip speed ratio*), mejor conocida como λ . La cual está dada por:

$$\lambda = \frac{\omega r_p}{v_w} \quad (9)$$

Donde:

ω → Velocidad angular del rotor

r_p → Longitud de la pala

v_w → Velocidad del viento

Existen diferentes modelos para describir el coeficiente de potencia. Uno de ellos indica que en condiciones de que λ esté en un rango de 4 a 20, una razón entre el coeficiente de sustentación y de arrastre del perfil aerodinámico $\left(\frac{C_l}{C_d}\right)$ de entre 25 a ∞ y n igual a 1, 2 o 3 palas, se puede calcular un C_{pmax} de la siguiente manera (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002):

$$C_{pmax} = \left(\frac{16}{27}\right) \lambda \left(\lambda + \frac{1.32 + \left(\frac{\lambda - 8}{20}\right)^2}{n^{\frac{2}{3}}} \right)^{-1} - \frac{0.57 \lambda^2}{\frac{C_l}{C_d} \left(\lambda + \frac{1}{2n} \right)} \quad (10)$$

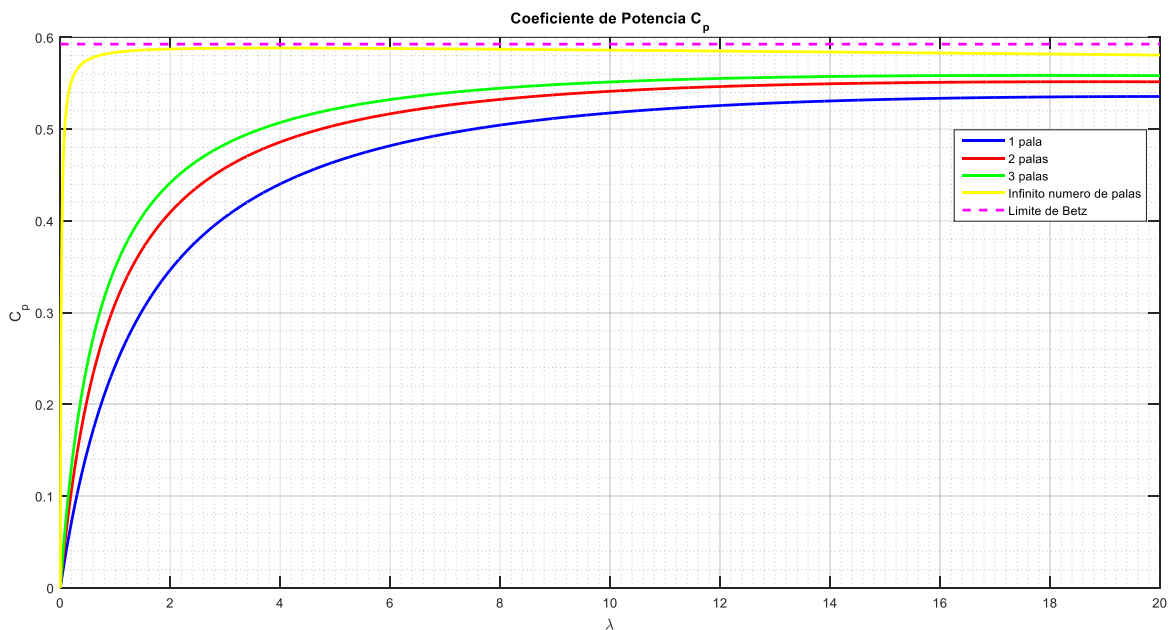


Figura 2. Coeficiente de potencia en función de λ (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

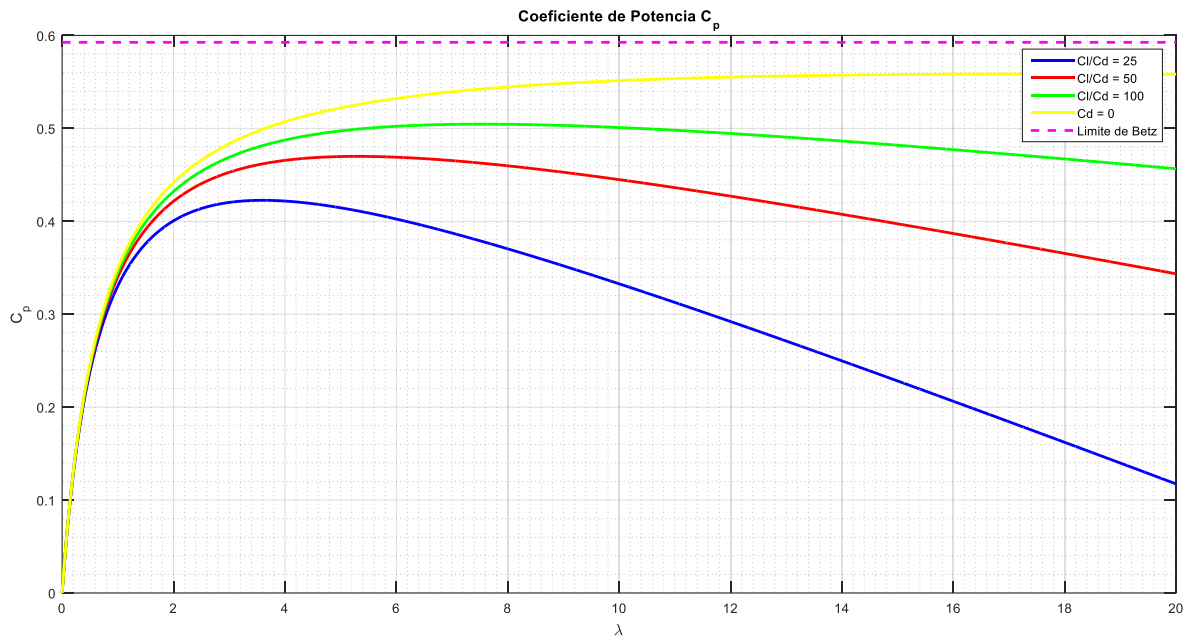


Figura 3. Coeficiente de potencia para turbinas de tres palas en función de λ (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

Para obtener los valores de los coeficientes de sustentación y arrastre del perfil aerodinámico con el cual está construida la pala, deben considerarse las fuerzas respectivas, mostradas en la siguiente ilustración:

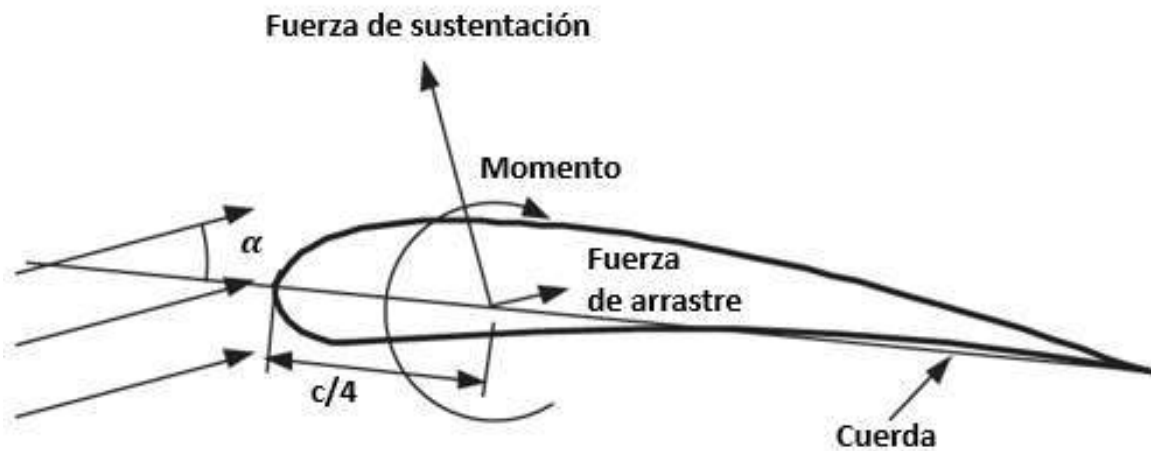


Figura 4. Fuerzas de sustentación y de arrastre del perfil aerodinámico, y momento resultante en la sección de una pala aerodinámica (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

Como puede observarse, la fuerza de sustentación es perpendicular a la dirección de flujo de aire incidente. Y es consecuencia de la diferencia de presiones que se dan entre la parte superior y la parte inferior del perfil aerodinámico. Mientras que la fuerza de arrastre es paralela al flujo de aire. Y se debe a la fuerza de fricción viscosa de la superficie del perfil y a la diferencia de presiones que provoca el aire que va hacia la pala y el que se aleja de ella (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

De ahí que:

$$C_l = \frac{F_v/l}{\frac{1}{2}\rho c v_w^2} \quad (11)$$

Donde:

C_l → Coeficiente de sustentación

F_v → Fuerza de sustentación

l → Unidad de longitud

ρ → Densidad del aire

c → Longitud de la cuerda

v_w → Velocidad del viento

Y:

$$C_d = \frac{F_D/l}{\frac{1}{2}\rho c v_w^2} \quad (12)$$

Donde:

C_d → Coeficiente de arrastre

F_D → Fuerza de arrastre

l → Unidad de longitud

$\rho \rightarrow$ Densidad del aire

$c \rightarrow$ Longitud de la cuerda

$v_w \rightarrow$ Velocidad del viento

Por último:

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2} \rho A c v_w^2} \quad (13)$$

Donde:

$M \rightarrow$ Momento

$\rho \rightarrow$ Densidad del aire

$c \rightarrow$ Longitud de la cuerda

$A \rightarrow$ Área de barrido

$v_w \rightarrow$ Velocidad del viento

Suponiendo un caso particular, el cual se tratase de un perfil plano, se tendría una aproximación muy cercana entre los coeficientes de sustentación y arrastre para ángulos de ataque iguales a 45° . Y para ángulos de 90° no habría fuerza de sustentación (Manwell, McGowan, & Rogers, 2002).

2.4. Parámetros eléctricos

Los generadores más utilizados en aplicaciones eólicas son los sincrónicos y los de inducción (Chapman, 2012).

En los generadores síncronos, la frecuencia eléctrica se produce y entrelaza o sincroniza con la tasa mecánica de rotación del generador. El rotor de un generador síncrono consta de un electroimán al que se le suministra corriente directa, o bien, de un imán permanente. El campo magnético del rotor apunta en la dirección en que gira el rotor. Ahora, la tasa de rotación de los campos magnéticos en la máquina está relacionada con la frecuencia eléctrica del estator por medio de la ecuación (Chapman, 2012):

$$f_e = \frac{n_m p}{120} \quad (14)$$

Donde:

$f_e \rightarrow$ Frecuencia eléctrica

$n_m \rightarrow$ Velocidad mecánica del campo magnético

$p \rightarrow$ Número de polos

Debido a que el rotor gira a la misma velocidad que el campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de rotación del rotor con la frecuencia eléctrica resultante. La potencia eléctrica se genera a 50 o 60 Hz, por lo que el generador debe girar a una velocidad fija que dependerá del número de polos de la máquina (Chapman, 2012).

Un circuito de AC contiene una fuente de tensión (como puede ser un generador pequeño) y uno o más elementos (Wilson, Buffa, & Lou, 2003).

Si la tensión de la fuente varía en forma senoidal, como en el caso de un generador sencillo, la tensión y la corriente a través del resistor varían al paso del tiempo (Wilson, Buffa, & Lou, 2003) de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$V = V_o \cos \omega_e t \quad (15)$$

$$I_e = I_o \cos \omega_e t \quad (16)$$

Donde:

$V \rightarrow$ Tensión

$V_o \rightarrow$ Tensión pico

$\omega_e \rightarrow$ Frecuencia angular

$I_e \rightarrow$ Intensidad de corriente

$I_o \rightarrow$ Intensidad de corriente máxima

Dada ω_e en (rad/s) y se relaciona con la frecuencia f , en Hz, mediante la ecuación:

$$\omega_e = 2\pi f \quad (17)$$

La tensión oscila entre $+V_o$ y $-V_o$, donde V_o se llama tensión pico (o máximo) y representa la amplitud de las oscilaciones de tensión (Wilson, Buffa, & Lou, 2003).

2.5. Métodos estadísticos de pronóstico

Las fuertes ráfagas de viento percibidas por el sistema eólico, producidas por cambios bruscos de dirección o de velocidad de viento, pueden no verse reflejadas adecuadamente en los sistemas de medición del recurso eólico, ya que el espaciamiento de los sensores con respecto al sistema eólico (el estándar IEC61400 sugiere usar 2.5 diámetros de turbina), el tiempo de integración inherente en la medición y el tipo de sensores empleados puede afectar las lecturas dadas por estos.

Para evitar esa distorsión en la lectura de datos, es necesario contar con métodos para poder estimar el valor real del viento que el sistema eólico percibe en un momento dado. Estos métodos pueden combinar correcciones geométricas con estimaciones o

predicciones del recurso, para obtener valores más certeros de velocidad y dirección de viento, con la finalidad de predecir de mejor manera la potencia en un instante de tiempo corto y mantener una inyección estable a la red.

Por ello la predicción o pronóstico del recurso es un elemento que se requiere como parte de un modelo que represente el comportamiento más certero posible de un aerogenerador.

Existen diversos enfoques matemáticos para el pronóstico de series de tiempo que difieren por su complejidad y costo computacional. En el presente trabajo se ponderan los métodos estadísticos debido precisamente a que su muy bajo costo computacional los hace adecuados para aplicaciones de estimación a corto plazo y los requerimientos de hardware son mínimos, por lo que serían adecuados en aplicaciones eólicas de producción a pequeña escala.

2.5.1. Medias móviles

También conocido como promedios móviles, consiste en proporcionar un valor futuro a partir del promedio de un determinado conjunto de valores previos. El tamaño de este conjunto de datos está determinado por “n”, y tendrá un desplazamiento a través de la serie de tiempo con “k” saltos hacia adelante (Yaffee & McGee). De ahí que:

$$F_{i+k} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n} \quad (18)$$

Donde:

P_i → Potencia real

F_{i+k} → Potencia pronosticada

n → Conjunto de datos promediados

Cuanto mayor sea “n”, habrá más pérdida de información al inicio de la serie pronosticada. Así mismo, se dará mayor peso a datos antiguos de la misma. Por ello, se recomienda asignarle un valor pequeño.

2.5.2. Suavizado exponencial simple

Es un método que considera tanto valores antiguos como recientes de la serie de tiempo y a cada uno le da distinto peso para calcular el nuevo valor pronosticado. Este peso se determina por la constante de suavizado “ α_s ”, la cual toma valores de 0 a 1. Mientras más cercano sea el valor a 0, se dará más peso a los valores antiguos. Caso contrario para los valores cercanos a 1, lo que dará más peso a los valores más recientes. Por lo tanto, para este caso, se sugiere asignar un valor por encima del 0.5. (Yaffee & McGee).

Para obtener el valor pronosticado, se consideran tanto el último valor real y como el promedio de los valores pasados. Donde el mayor peso se da al valor más reciente.

Con lo cual se tiene:

$$F_{t+1} = \alpha_s P_t + (1 - \alpha_s)F_t \quad (19)$$

Donde:

P_t → Potencia real en el instante de tiempo t

F_t → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t

F_{t+1} → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t+1

α_s → Constante de suavizado

Para evitar la pérdida de información en la serie pronosticada en el instante $t=1$, se puede igualar a cero o al primer valor de potencia real. En este caso, se sugiere igualar al primer valor real de la serie para disminuir los errores presentes.

2.5.3. Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa

Se basa en la misma fórmula que el anterior, pero " α_s " deja de ser fijo. En el SESRA (suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa), el coeficiente de suavizado cambia de acuerdo con la razón entre el error suavizado "ES" y el error absoluto suavizado "EAS". Para ello se incluye la constante de suavizado del error, " β_s ". (Yaffee & McGee).

Por tanto:

$$F_{t+1} = \alpha_s P_t + (1 - \alpha_s)F_t \quad (20)$$

Donde:

$$\varepsilon_t = P_t - F_t \quad (21)$$

$$ES_t = \beta_s \varepsilon_t + (1 - \beta_s)ES_{t-1} \quad (22)$$

$$EAS_t = \beta_s |\varepsilon_t| + (1 - \beta_s)EAS_{t-1} \quad (23)$$

$$\alpha_s = \left| \frac{ES_t}{EAS_t} \right| \quad (24)$$

Y:

P_t → Potencia real en el instante de tiempo t

F_t → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t

F_{t+1} → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t+1

α_s → Constante de suavizado en el instante de tiempo t

ε_t → Error entre la medición del valor real y la medición del valor pronosticado en el instante de tiempo t

ES_t → Error suavizado en el instante de tiempo t

EAS_t → Error absoluto suavizado en el instante de tiempo t

β_s → Constante de suavizado del error en el instante de tiempo t

ES_{t-1} → Error suavizado en el instante de tiempo t-1

EAS_{t-1} → Error absoluto suavizado en el instante de tiempo t-1

2.5.4. Suavizado exponencial doble

Consiste en realizar un primer suavizado exponencial simple a partir de la serie real medida, para posteriormente, realizar un segundo suavizado exponencial a partir del primero. Teniendo (Yaffee & McGee):

$$F_{t+1} = \alpha_s P_t + (1 - \alpha_s)F_t \quad (25)$$

$$Y_{t+1} = \alpha_s F_{t+1} + (1 - \alpha_s)Y_t \quad (26)$$

Donde:

P_t → Potencia real en el instante de tiempo t

F_t → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t

F_{t+1} → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t+1

α_s → Constante de suavizado

Y_{t+1} → Potencia pronosticada doble en el instante de tiempo t+1

2.5.5. Suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad

Este método, como su nombre lo dice, se basa en la tendencia y estacionalidad de la serie de tiempo para obtener su pronóstico. (Yaffee & McGee)

Por tanto:

$$F_{t+1} = E_{t+1} + T_{t+1} \quad (27)$$

Donde:

$$E_{t+1} = \alpha_s P_t + (1 - \alpha_s) * (E_t + T_t) \quad (28)$$

$$T_{t+1} = \beta_s (E_{t+1} - E_t) + (1 - \beta_s) T_t \quad (29)$$

Y:

F_{t+1} → Potencia pronosticada en el instante de tiempo t+1

E_{t+1} → Pronóstico de estacionalidad en el instante de tiempo t+1

E_t → Estacionalidad en el instante de tiempo t

T_{t+1} → Pronóstico de tendencia en el instante de tiempo t+1

T_t → Tendencia en el instante de tiempo t

P_t → Potencia real en el instante de tiempo t

α_s → Constante de suavizado de estacionalidad

β_s → Constante de suavizado de tendencia

2.6. Cálculo de errores

El *ECM* (error cuadrático medio) se obtuvo de la siguiente manera (Bautista Arana, 2015; A. Poli & C. Cirillo, 1993):

$$ECM = \frac{\sum_{t=1}^N (V_{pron} - V_{real})^2}{N} \quad (30)$$

Para el *ECMN* (error cuadrático medio normalizado) se utilizó la siguiente fórmula (Bautista Arana, 2015; A. Poli & C. Cirillo, 1993):

$$ECMN = \frac{\sum_{t=1}^N (V_{pron} - V_{real})^2}{N * V_{pron_m} V_{real_m}} \quad (31)$$

Donde:

V_{pron} → Valor pronosticado

V_{real} → Valor real

N → Núm. de valores de la serie de tiempo

V_{pron_m} → Valor promedio de la serie de tiempo pronosticada

V_{real_m} → Valor promedio de la serie de tiempo real

(Bautista Arana, 2015); (A. Poli & C. Cirillo, 1993).

3. Propuesta de modelo para la estimación energética de un aerogenerador

Considerando que los modelos utilizados actualmente para estimar la producción energética de sistemas eólicos generalmente están en función únicamente de la velocidad del viento, en el apartado 3.1 de este capítulo se describirán los principales inconvenientes de este enfoque. Mientras que en el apartado 3.2 se propone un nuevo modelo en función de la velocidad y la dirección del viento, el cual disminuye la diferencia entre la producción energética estimada y la real.

3.1. Limitaciones de la estimación de la producción energética a partir de la velocidad del viento

En la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán (FI-UADY) se encuentra un registro de sensores de velocidad y dirección del viento colocados en la torre de medición de la misma facultad, al igual se tiene el registro de la potencia entregada por la turbina *Colibrí* de 10 kW, estos datos se utilizarán para realizar las pruebas y comparaciones pertinentes.

Como entrada para la estimación de la potencia generada por el sistema eólico, se utiliza una serie temporal conformada por 86,400 datos, correspondientes a los valores de potencia tomados el día 30 de septiembre del 2016. Con esta información se obtiene la gráfica de la potencia real a través del tiempo (figura 5).

De los modelos ya existentes, el más utilizado es el que emplea la potencia disponible en el viento para conocer el valor aproximado de potencia que idealmente podría obtenerse con el sistema eólico. En este modelo la potencia es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento, y se representa mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (32)$$

$$P_{estimada} = C_p P_{disp} \quad (33)$$

Los valores utilizados son:

Tabla 1. Constantes utilizadas para determinar la potencia estimada del sistema bajo estudio.

C_p	0.450
ρ	1.225 kg/ m³
r	3.700 m
A	43.008 m²

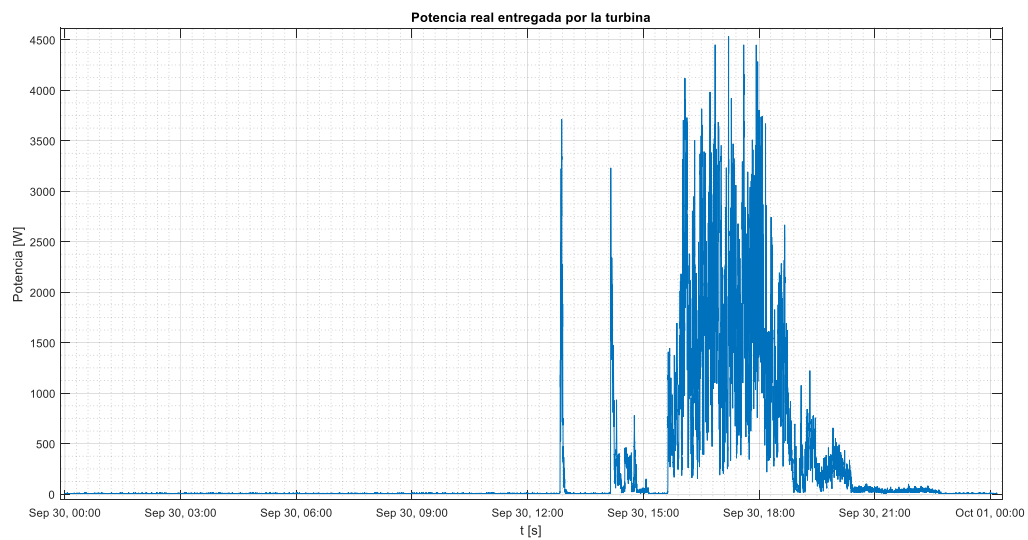


Figura 5. Potencia real entregada por la turbina con fecha del 30 de septiembre del 2016 (FI-UADY).

Esta gráfica es tomada como punto de referencia para comparar los resultados que se pueden obtener con la propuesta de modelo que se desarrolla en el capítulo siguiente.

Y el resultado puede observarse en la figura 6, donde se comparan las series temporales correspondientes a la potencia real entregada por la turbina y la estimación de la potencia generada por el sistema a partir de la velocidad del viento.

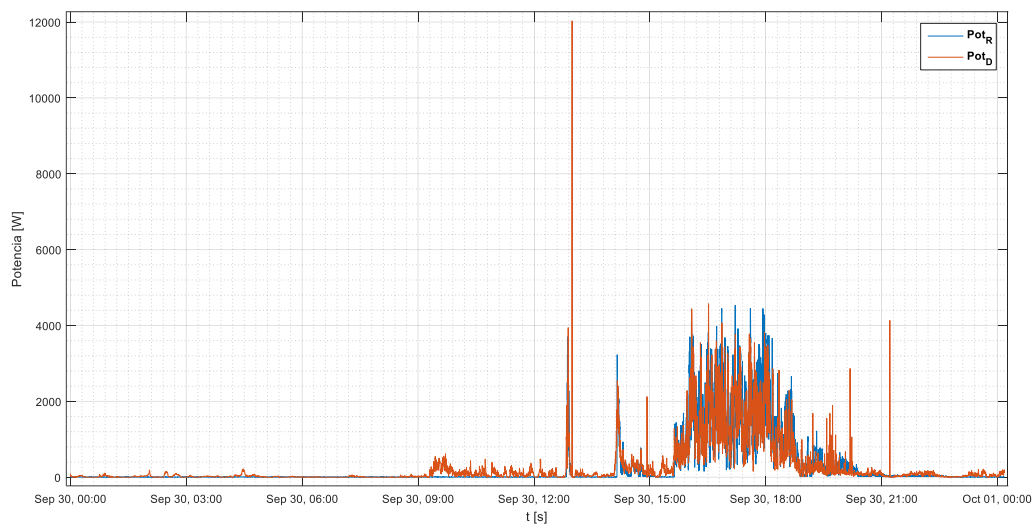


Figura 6. Comparación entre potencia real y la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento.

Para una mejor comparación, se obtiene el error entre ambas series de potencia, que puede observarse en la figura 7. Se obtiene el error absoluto punto a punto y el ECMN, donde este último alcanza un 180.33%.

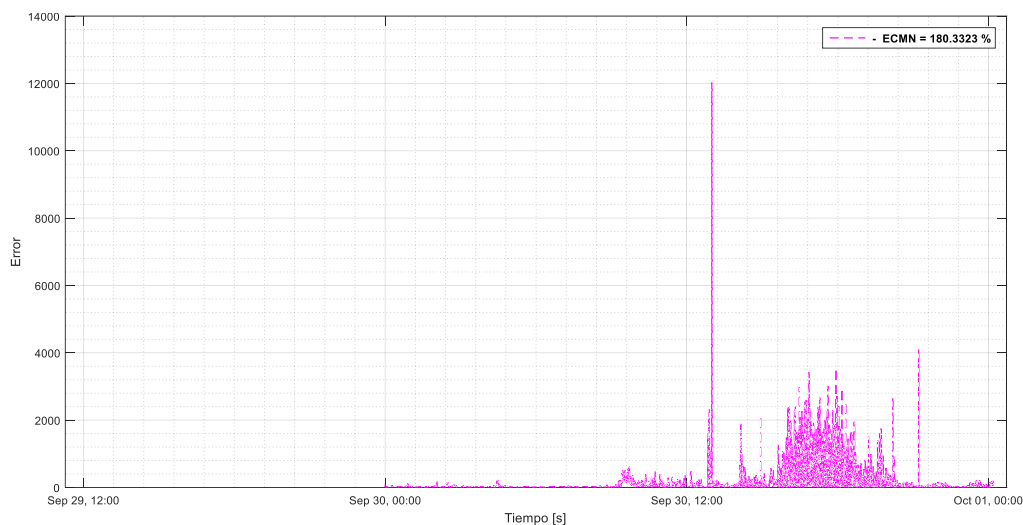


Figura 7. Error entre la potencia real y la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento.

Este resultado se puede atribuir a varios factores. Empezando porque la estimación se está haciendo a partir de un modelo estático, mientras el sistema eólico por sus componentes mecánicos y electrónicos puede ser representado de una mejor manera mediante un modelo dinámico. En segundo lugar, el modelo empleado falla en representar el comportamiento de la turbina durante el arranque. Esto se puede apreciar en el periodo de tiempo que va desde la hora 00:00 hasta la 12:49:37, en el cual la velocidad del viento no alcanza la velocidad mínima de producción, que es de 3.5 m/s (figura 8).

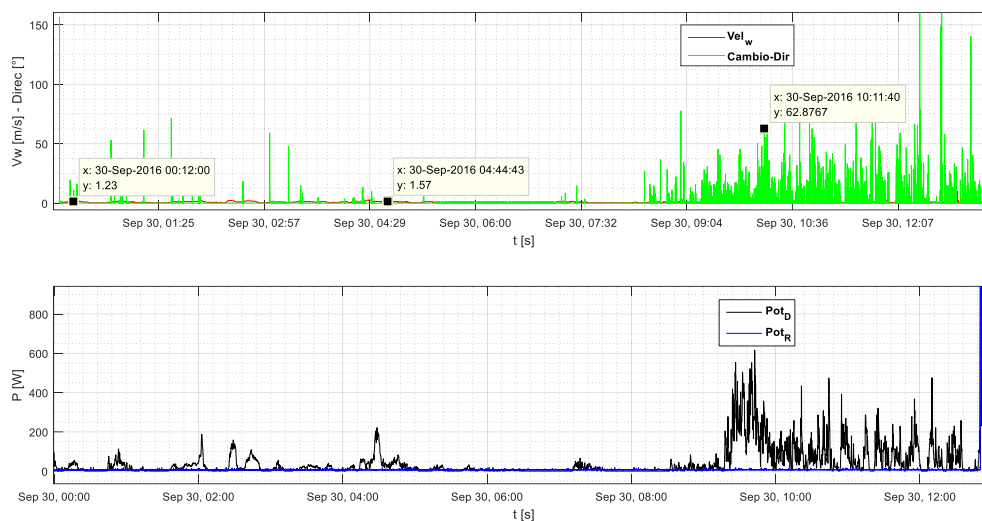


Figura 8. Comparación entre potencia real y la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento, mostrando velocidades de arranque y generación insuficientes.

En la figura 9, en la que se muestra un lapso de apenas 7 minutos, se observa que la potencia real está atrasada con relación a la potencia estimada en el viento para después adelantarse a ella. Lo cual podría ser atribuible a la inercia del rotor a seguir girando aun cuando la velocidad está disminuyendo. Esto también hace notar que, al estar en una posición de reposo, la turbina demora hasta 1 minuto a partir de que alcanza su velocidad de arranque hasta que comienza a producir energía. Lo que indica que el modelo debe mejorarse con la inclusión del comportamiento mecánico y aerodinámico tanto del generador como de la veleta, debido a la inercia de ambos componentes. Otro factor que pudiese afectar este comportamiento es la distancia que hay entre la torre de medición y la turbina, pues depende de la dirección que lleve el viento para que uno u otro reciba la señal con anticipación, lo que generará una discrepancia de tiempo entre la señal reflejada del anemómetro de medición y la señal correspondiente a la potencia generada por la turbina.

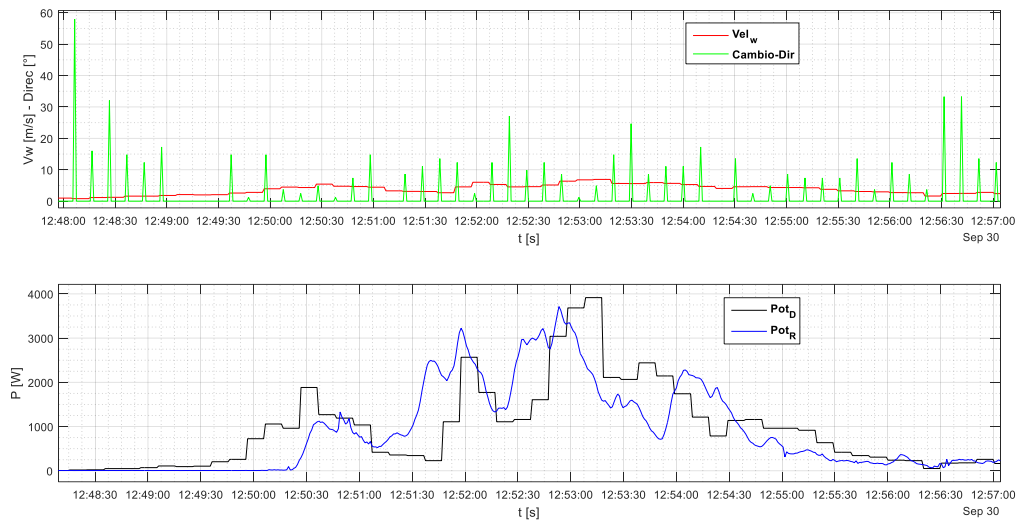


Figura 9. Corrimiento de las señales de potencia estimada a partir de la velocidad del viento y la potencia real generada por la turbina.

Otro factor importante por considerar es el efecto de las ráfagas de viento, como la mostrada en la figura 10. En estos casos se puede alcanzar la velocidad de viento nominal de la turbina, pero su duración es muy pequeña por lo que no alcanza a reflejarse en la producción de potencia. Esta situación es causante también del error entre ambas señales.

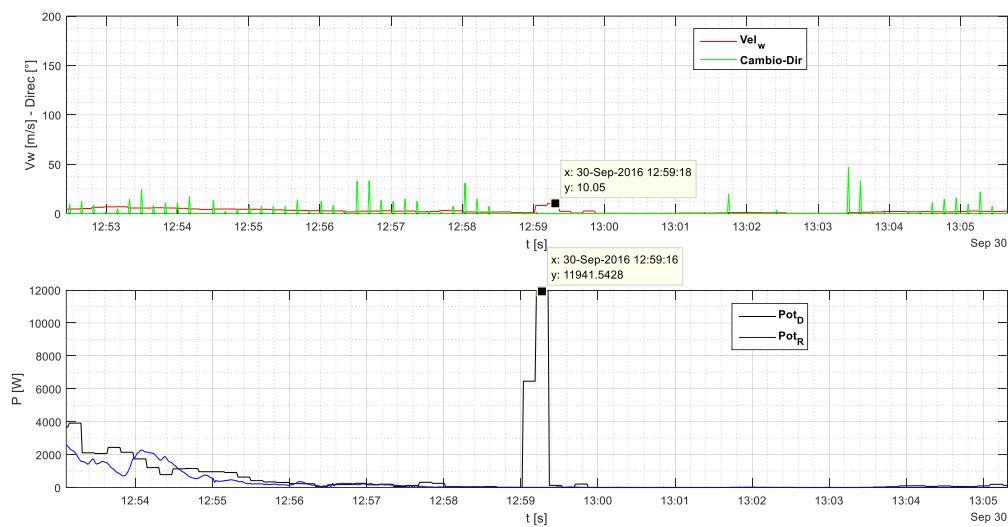


Figura 10. Presencia de ráfagas con velocidades de viento de hasta 8 y 10 m/s y con duración de 22 segundos.

En la figura 11 se aprecia una pérdida de potencia, durante un periodo de 5 minutos. Esta pérdida se atribuye a dos cosas, la primera es a la velocidad mínima de arranque. Y la segunda, al cambio frecuente de dirección. Ya que cada 20 o 30 segundos la dirección cambia entre 10° , 20° o hasta 30° . Lo cual indica que en un modelo mejorado es necesario considerar la influencia de los cambios de dirección.

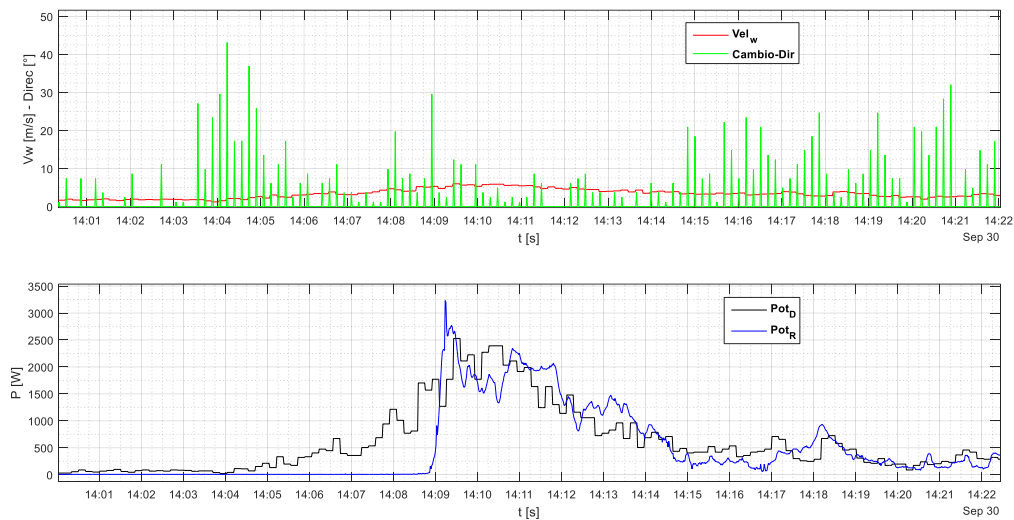


Figura 11. Retardo y disminución de la potencia generada (Pot_R) respecto a la estimada (Pot_D).

En la figura 12 puede observarse que cuando la velocidad alcanza el valor óptimo para arrancar (3.85 m/s), la turbina sigue sin producir energía. Y la producción inicia cuando la dirección del viento cambia y presenta una diferencia de casi 30° respecto a la dirección anterior. Esto reitera que es importante considerar la alineación de la turbina, dada por la veleta, respecto a la dirección del viento.

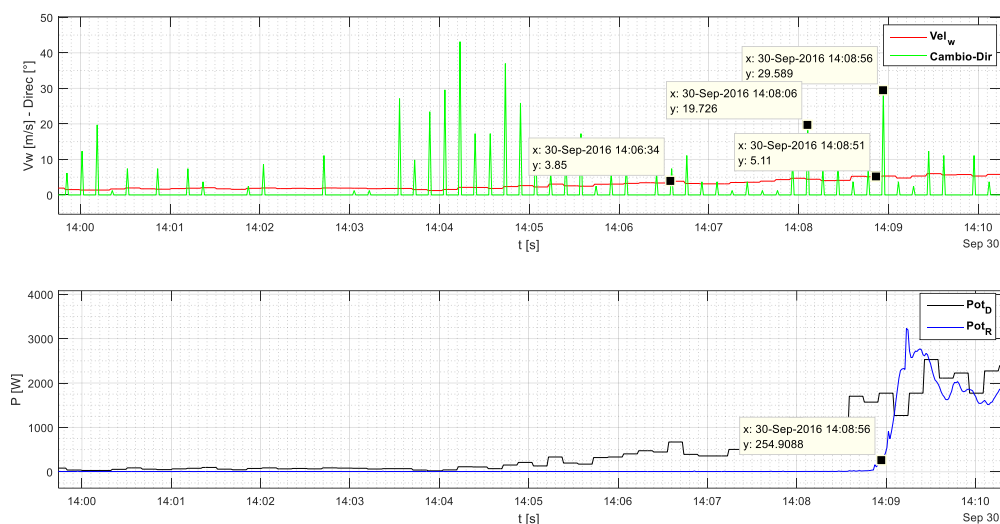


Figura 12. Efectos de los cambios de velocidad y dirección del viento sobre la potencia real generada.

En la figura 13 se ve una combinación de inercia y cambio de dirección. La influencia de la inercia se puede notar en los momentos en que la velocidad es menor a la velocidad de arranque, pero hay generación porque las palas están en movimiento y su propia inercia facilita la generación de potencia a pesar de tener una baja velocidad de viento, por lo cual se puede concluir que las condiciones de arranque y paro no se dan en el mismo umbral de velocidad.

Por otra parte, hay secciones en las que la potencia real es mayor a la estimada. Que coinciden con periodos en los cuales se presentan cambios de dirección, de hasta 28° . Lo cual puede deberse a que el rotor ya se encontraba girando y tenía energía mecánica almacenada debido a su momento de inercia.

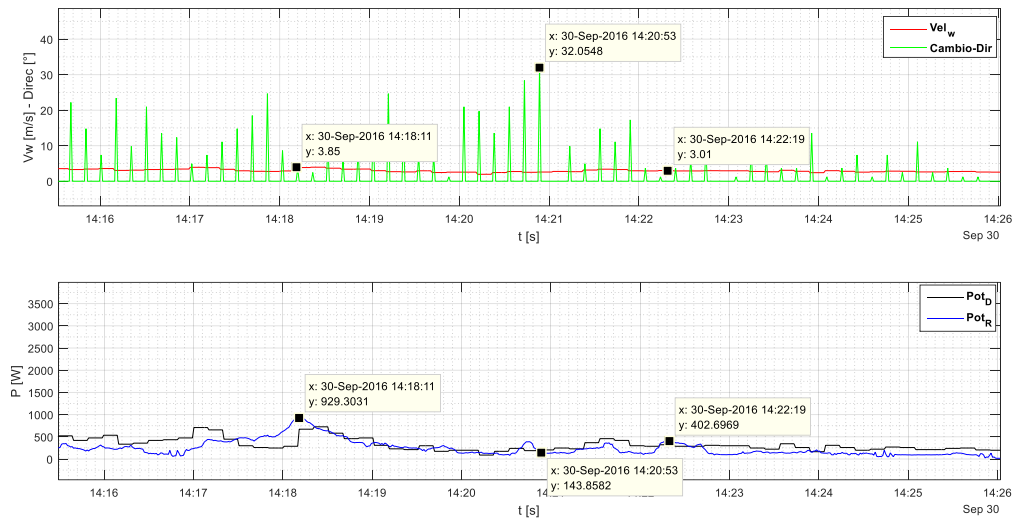


Figura 13. Efectos de los cambios dirección del viento y la inercia del generador sobre la potencia real producida.

Otro ejemplo de la influencia de la inercia y de los cambios de dirección se observa en la figura 14. Aquí, a pesar de alcanzar la velocidad mínima de operación, no se genera potencia porque las palas están en reposo. Además, la dirección está cambiando frecuentemente durante todo el periodo, con diferencias de 10° , 20° y 25° .

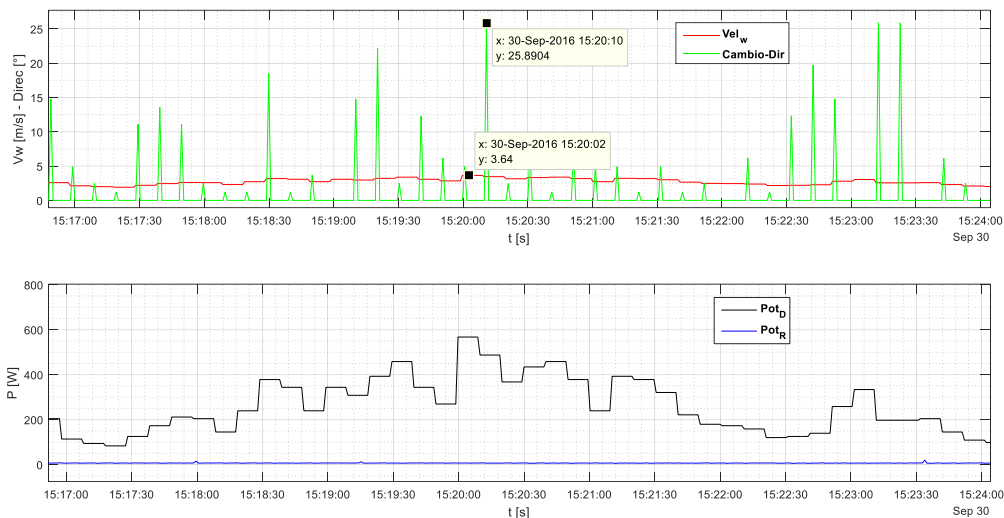


Figura 14. Efectos de los cambios dirección del viento y la inercia del generador sobre la potencia real producida.

En la figura 15 se muestra uno de los ejemplos más claros de la influencia de los cambios de dirección en la producción de potencia. Ya que, en los tres puntos marcados, la potencia real comparada con la potencia estimada a partir de la velocidad del viento es mayor hasta por 1000 W. Puntos en los que la dirección presentó cambios de más de 20°.

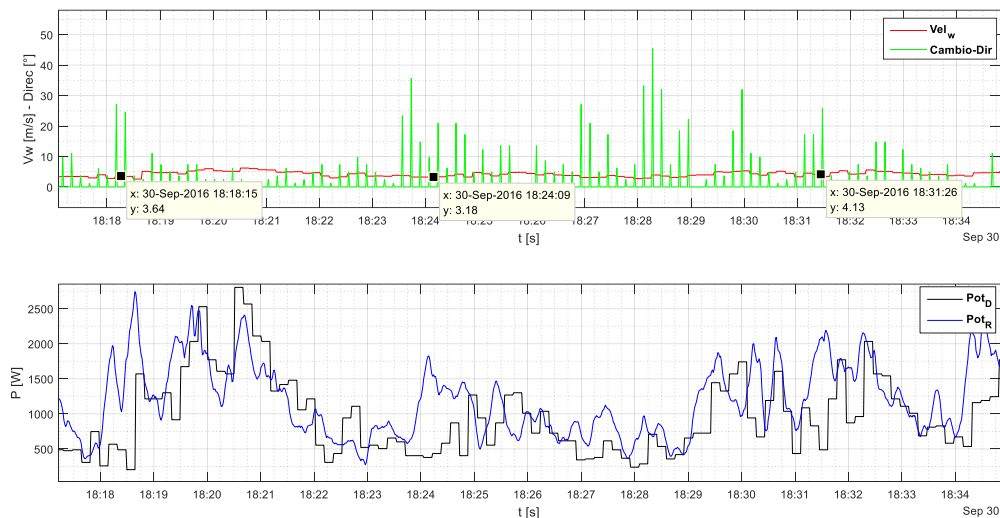


Figura 15. Efectos de los cambios dirección del viento sobre la potencia real producida.

3.2. Descripción general del modelo

El modelo estático mostrado en la sección 3.1 presenta varias inconveniencias, por lo que es necesario proponer un modelo dinámico simple para que pueda ser implementado adecuadamente en una plataforma de bajo costo pero que a su vez sea capaz de representar adecuadamente el comportamiento del sistema eólico ante las condiciones descritas.

El modelo propuesto también debe contemplar la predicción de la velocidad del viento con el objeto de reducir el desfase entre la velocidad real del viento que el sistema eólico percibe y la velocidad del viento indicada por el instrumento de medición, el cual

siempre tiene un periodo de integración y está ubicado a cierta distancia del plano de rotación de la turbina.

En este apartado se describe el modelo propuesto para la estimación de la producción energética de un aerogenerador, el cual contempla tanto el comportamiento del generador como su alineación con respecto a la dirección del viento dada por la veleta. Para realizarlo, es necesario considerar los pronósticos de la velocidad y dirección del viento, como se muestra en la figura 16.

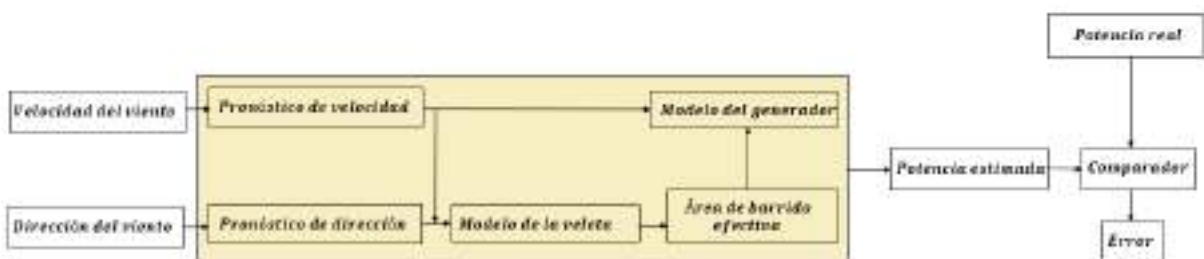


Figura 16. Modelo propuesto en función de la velocidad y dirección del viento.

El modelo del generador incorpora la descripción aerodinámica del mismo mediante dos modelos estáticos, uno que indica la referencia de la velocidad de giro y otro que estima el par mecánico de la turbina en función de la velocidad de giro y la velocidad del viento. La parte eléctrica está dada por el inversor, sin embargo, al desconocer sus características y no contar con la información necesaria para caracterizar su funcionamiento, se sustituye por un control PI. El cual asemeja el efecto que tiene el inversor en el comportamiento general del aerogenerador.

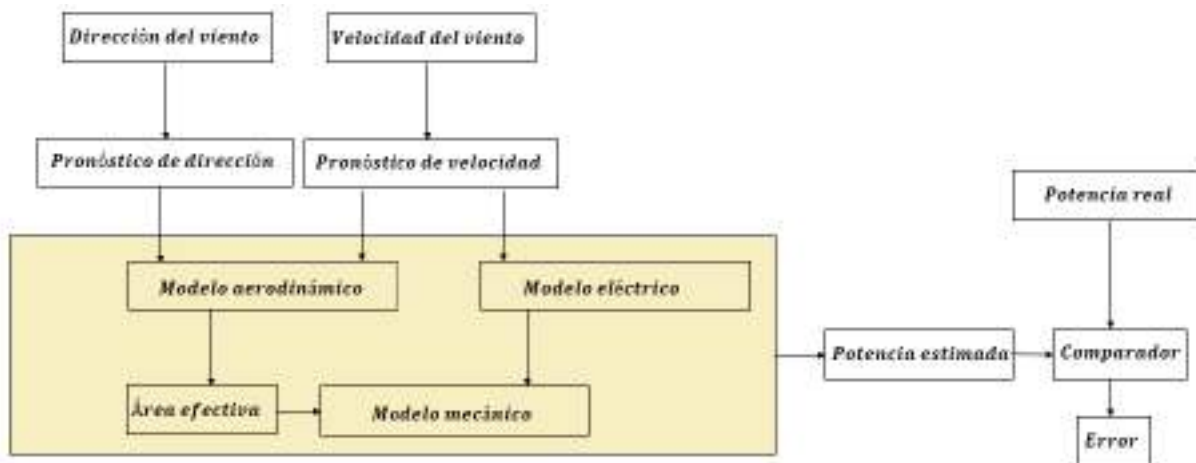


Figura 17. Interrelación entre parámetros de entrada del sistema eólico y los modelos aerodinámico, eléctrico y mecánico.

El modelo se puede observar en la figura 18, donde se tienen las entradas del sistema, dirección y velocidad del viento, y la salida que es la velocidad angular real del generador.

Inicialmente se tiene la velocidad del viento, que pasa por una etapa de pronóstico con un método estadístico (SETE), posteriormente se le condiciona por el arranque y paro de la hoja de datos dada por el fabricante y con su salida se obtiene la velocidad angular de referencia, que posteriormente será comparada con la velocidad angular real para obtener el error, el cual entrará en un controlador PI que hace la función del inversor, para luego entrar a un limitador de par eléctrico que se sumará con el par mecánico de la turbina.

Por su parte, la dirección de viento también entra a una etapa de pronóstico con un método estadístico y su salida será normalizada para que esté en el rango de trabajo, con estos valores se calcula el par aerodinámico (que se integrará al mecánico posteriormente) y se obtiene el ángulo de incidencia del viento respecto a la veleta que permitirá calcular el área efectiva de barrido, ésta se utilizará para obtener, en conjunto con la velocidad del viento obtenida luego del arranque y paro, para obtener el par mecánico de turbina, que por último se limitará acorde a los rangos de trabajo de la turbina.

Al contar con los pares eléctrico y mecánico, se tiene el par neto que, junto con parámetros propios de cada sistema, permite obtener la velocidad de giro real del eje del rotor. Este valor será utilizado para estimar la potencia dada por el sistema.

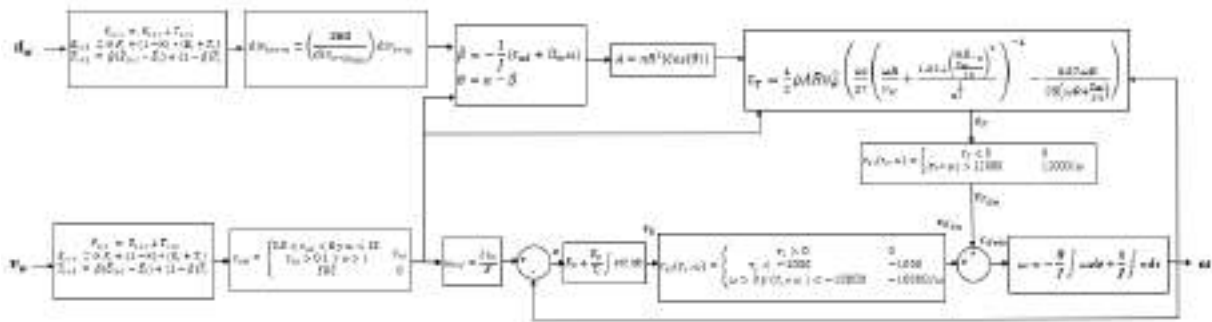


Figura 18. Descripción matemática de los componentes aerodinámico, eléctrico y mecánico del modelo propuesto.

El comportamiento de la veleta deberá verse reflejado en el área efectiva de barrido de la turbina, ya que ésta será el área ingresada en el modelo del generador.

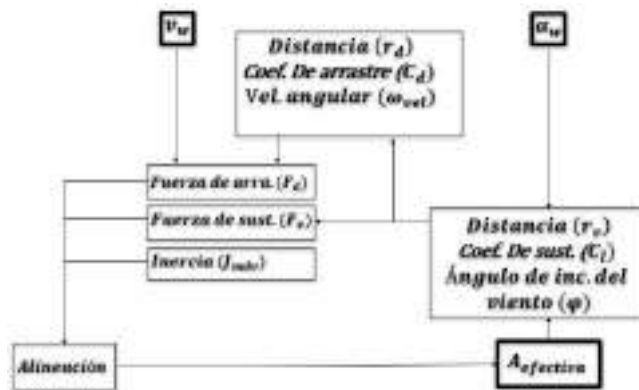


Figura 19. Obtención del área defectiva de barrido en función de la inercia y de las fuerzas de arrastre y sustentación de la veleta.

3.3. Funciones para la implementación en Simulink

En esta sección se muestran las funciones que se utilizarán posteriormente en los bloques de Simulink, correspondientes a cada uno de ellos. Los códigos respectivos se pueden consultar en el apartado de apéndices.

3.3.1. Pronóstico estadístico

Las siguientes funciones corresponden al bloque de pronóstico estadístico, específicamente al de tendencia y estacionalidad (SETE).

$$F_{t+1} = E_{t+1} + T_{t+1} \quad (34)$$

Y:

$$E_{t+1} = \alpha_s P_t + (1 - \alpha_s) * (E_t + T_t) \quad (35)$$

$$T_{t+1} = \beta_s (E_{t+1} - E_t) + (1 - \beta_s) T_t \quad (36)$$

Esta función está duplicada para utilizarse de la misma manera tanto para la serie de velocidad como para la serie de dirección, con los valores constantes de suavizado de estacionalidad de 0.45 y de tendencia de 0.75.

3.3.2. Condiciones de arranque y paro

Se tiene que:

$$v_{\omega 0}(v_{\omega i}, \omega) = \begin{cases} 3.8 < v_{\omega i} < 6 \text{ y } \omega < 13 \\ v_{\omega i} > 0.1 \text{ y } \omega > 1 \\ EOC \end{cases} \begin{matrix} v_{\omega i} \\ 0 \end{matrix} \quad (37)$$

Es decir, la velocidad del viento mínima de arranque es de 3.8 m/s.

Esta función también involucra el descarte de ráfagas, ya que condiciona una generación de potencia siempre y cuando la velocidad angular no se desboque a más de 13 rad/s. Este límite está impuesto por una condición establecida en el control supervisorio del sistema eólico en relación a la velocidad de giro máxima permitida.

3.3.3. Modelo estático de velocidad angular de referencia

La función utilizada involucra el radio de pala, la velocidad de viento y λ , como se muestra a continuación.

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda v_w}{R} \quad (38)$$

Como se ha visto en capítulos anteriores, λ (tip speed ratio) es la relación de punta y se considera un valor constante igual a 7, por tratarse de una turbina de eje horizontal tripala. Es usualmente en este valor en el que se maximiza el coeficiente de potencia.

3.3.4. Limitador de par eléctrico

Teniendo en cuenta que en la realidad una turbina siempre tendrá un par eléctrico opuesto al sentido de giro y una magnitud máxima debido a los parámetros físicos del generador, se utiliza la siguiente función implementada en el control de supervisión del sistema eólico:

$$\tau_{El}(\tau_e, \omega) = \begin{cases} \tau_e > 0 & 0 \\ \tau_e < -1000 & -1000 \\ \omega > 0 \text{ y } (\tau_e * \omega) < -10000 & -10000/\omega \end{cases} \quad (39)$$

3.3.5. Orientación de la turbina con respecto a la dirección del viento

Con el objetivo de tener una medida de la alineación del sistema eólico en función de la dirección del viento, se parte de una sumatoria de pares involucrados en la dinámica de la turbina (aerodinámico, de inercia y de fricción) como se anuncia a continuación:

$$\tau_{ad} + \tau_J + \tau_B = 0 \quad (40)$$

Donde:

$$\tau_J = J\ddot{\beta} \quad (41)$$

$$\tau_B = B_{vel}\dot{\beta}$$

Considerando las dos ecuaciones anteriores, se toman los valores estimados para los coeficientes de inercia y de fricción de la veleta y de los valores aerodinámicos dados por el par aerodinámico reflejados en la aceleración angular (ec. 43). La cual, ofrecerá el valor de la posición angular, que a su vez, al ser comparada con la dirección del viento se podrá determinar la diferencia angular entre el viento incidente y la veleta en movimiento (ec. 44).

$$\ddot{\beta} = -\frac{1}{J_{vel}}(\tau_{ad} + B_{vel}\dot{\beta}) \quad (42)$$

$$\theta = \alpha - \beta \quad (43)$$

3.3.6. Área efectiva de barrido

El área de barrido es la superficie formada al girar las palas de la turbina, que equivale a π multiplicado por el cuadrado de la longitud de las palas. Entendiendo como área efectiva de barrido a la componente en que el viento incide perpendicularmente, se tiene:

$$A = \pi r_p^2 |\cos\theta| \quad (44)$$

3.3.7. Par mecánico

El par mecánico representa la interacción entre el viento y el sistema mecánico, de tal manera que la componente perpendicular del primero, transforma su fuerza incidente en un movimiento rotativo en una turbina de eje horizontal en función de la longitud de las palas, la densidad del aire, la velocidad del viento y el número de palas.

Así que considerando las ecuaciones 2, 3, 10 y 42, se tiene la siguiente expresión:

$$\tau_T = \frac{1}{2} \rho r_p A v_w^2 \left(\left(\frac{16}{27} \right) \left(\lambda + \frac{1.32 + \left(\frac{\lambda - 8}{20} \right)^2}{n^{\frac{2}{3}}} \right)^{-1} - \frac{0.57 \lambda}{25 \left(\lambda + \frac{1}{2n} \right)} \right) \quad (45)$$

3.3.8. Limitador de par mecánico

El limitador de par mecánico, al igual que el limitador de par eléctrico, es utilizado para modelar una de las funciones del controlador de supervisión de la turbina para mantener el valor de par dentro de un rango de valores, evitando desbocamientos de simulación de la turbina.

Y la función utilizada es:

$$\tau_{Tl}(\tau_T, \omega) = \begin{cases} \tau_T < 0 & 0 \\ (\tau_T * \omega) > 12000 & 12000/\omega \end{cases} \quad (46)$$

3.3.9. Sistema mecánico

La velocidad angular real del eje de la turbina (con el rotor directamente acoplado al generador) se obtiene a partir de un sistema dinámico, para obtener ese valor se emplea la siguiente función:

$$\omega = -\frac{B}{J} \int \omega dt + \frac{1}{J} \int \tau dt \quad (47)$$

Donde τ es el par neto resultado de la suma de los pares eléctrico y mecánico.

3.3.10. Estimación de la potencia del modelo dinámico

Las funciones utilizadas son, para obtener la potencia del modelo dinámico:

$$P_{MD} = \omega_{real} * \tau_e \quad (48)$$

Y para estimar la potencia a partir de la velocidad del viento:

$$P_{estimada} = \frac{1}{2} \rho C_p A v_w^3 \quad (49)$$

3.4. Implementación en Simulink

En la figura 20 se muestra el diagrama general de la implementación del modelo propuesto en Simulink. En las siguientes secciones se presenta la descripción de cada uno de los bloques.

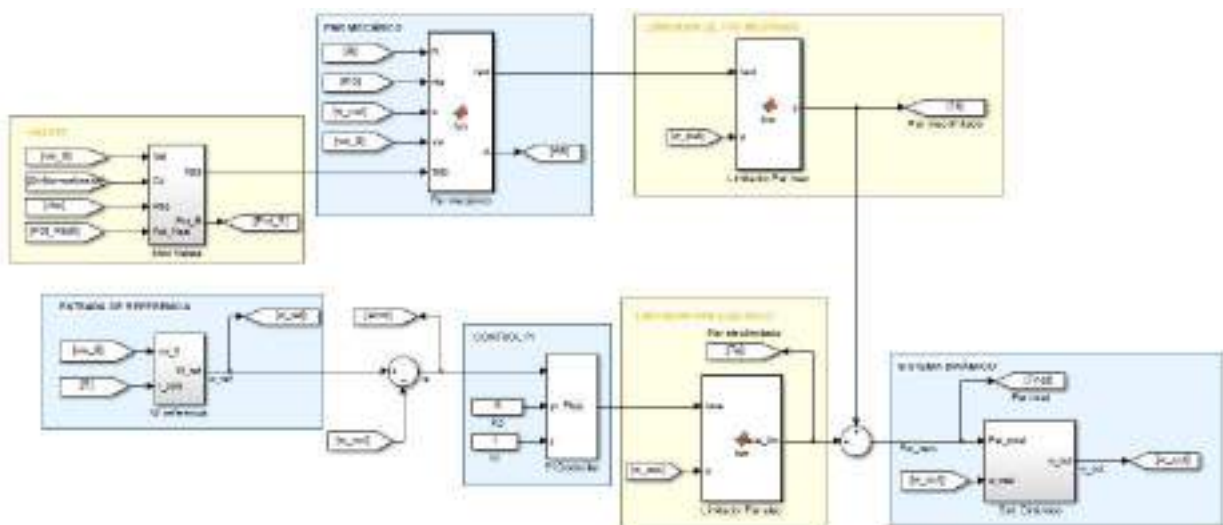


Figura 20. Esquema general de la implementación en Simulink del modelo dinámico del aerogenerador.

3.4.1. Entradas del modelo y valores pronosticados

La velocidad, dirección y potencia real de viento medidos y registrados por los sensores de la FI-UADY son las 3 series de tiempo con las que se trabajará a lo largo del proceso de modelado. Las primeras dos sirven para estimar la potencia de salida del modelo dinámico, mientras que la serie de potencia servirá para compararla con la simulada y así evaluar el desempeño del modelo propuesto en el siguiente trabajo.

También se cuenta con otros valores constantes, que son el radio aproximado de la pala y la densidad del aire.

Esto puede verse en la figura 21.

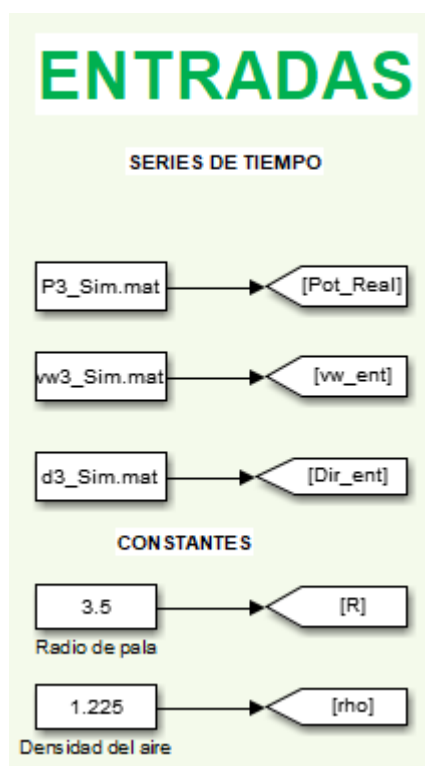


Figura 21. Series de tiempo y valores constantes de entrada del modelo dinámico.

Como ya se ha mencionado anteriormente, tanto la serie de tiempo de velocidad como la de dirección, pasan por un método estadístico de pronóstico para obtener sus

valores estimados un paso de tiempo adelante. Esto con el propósito de disminuir el error generado a causa de lecturas adelantadas o atrasadas debido a la diferencia entre la distancia de instalación de los sensores colocados en la torre de medición respecto a la posición de la turbina.

El bloque implementado en Simulink para el pronóstico de estas series de tiempo se muestra en la figura 22.



Figura 22. Bloque en Simulink para el pronóstico de las series de tiempo de velocidad y dirección del viento.

El código utilizado puede observarse en el apéndice A.1.

3.4.2. Condiciones de arranque y paro

El módulo de arranque y paro permiten describir el comportamiento del sistema cuando inicia la generación de energía y cuando la termina. Este bloque se programó de acuerdo a los valores especificados en la ficha técnica de la turbina y posteriormente se ha ajustado de acuerdo a las condiciones de simulación.

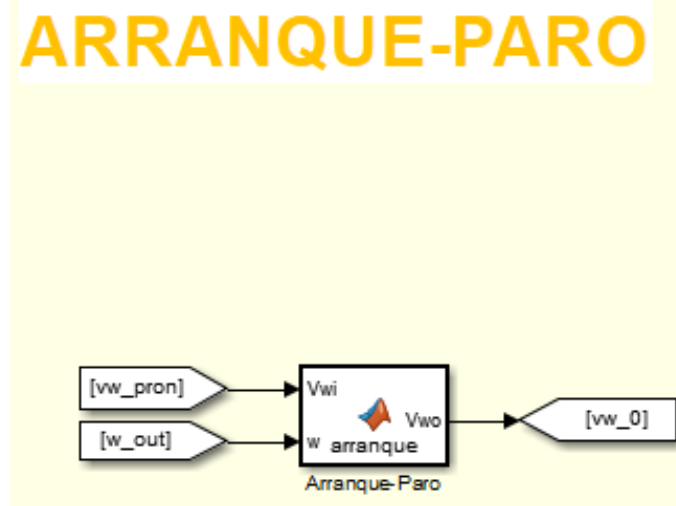


Figura 23. Bloque implementado en Simulink del arranque y paro del sistema eólico.

3.4.3. Modelo estático de velocidad angular de referencia

Una vez que se tiene la velocidad de viento dentro del rango de funcionamiento de la turbina, pasa por un modelo estático para obtener la velocidad angular del eje del generador de referencia, la cual estará siendo comparada con la velocidad angular real a la cual está girando el sistema, para obtener el error entre ambas. El bloque utilizado se muestra a continuación.

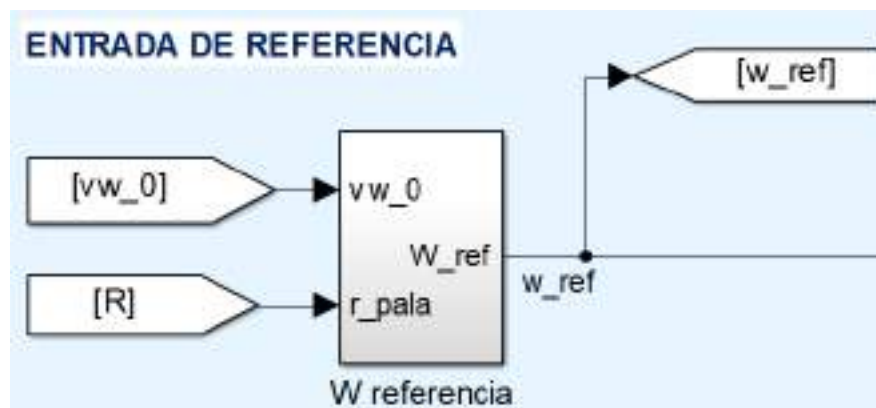


Figura 24. Modelo estático para obtener la velocidad angular de referencia.

3.4.4. Controlador PI

El sistema eólico descrito por el modelo propuesto en este trabajo consta de un generador síncrono de imán permanente, dos rectificadores trifásicos de puente completo (incluyendo un conjunto de protecciones contra niveles excesivos de tensión y de corriente) y dos inversores monofásicos conectados entre dos pares de fases del sistema trifásico de la red eléctrica de baja tensión (uno de ellos a través del transformador de aislamiento). En este sistema, un aumento de la corriente entregada por el inversor a la red eléctrica se traduce en primer lugar en un aumento en la corriente del generador síncrono de imán permanente y finalmente en un aumento en el par que dicho generador opone al giro de la turbina.

Debido a que no se cuenta con la información pertinente que facilite la descripción de los inversores, se utiliza un controlador PI para describir el funcionamiento de la parte eléctrica, el cual representa el comportamiento conjunto del inversor y la máquina eléctrica.

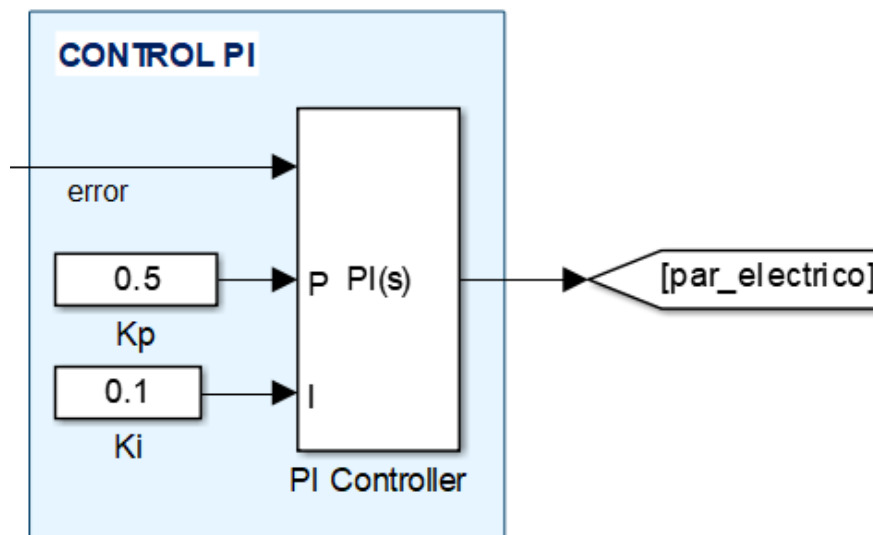


Figura 25. Bloque del controlador PI.

Los valores para las constantes proporcional e integral (0.5 y 0.1, respectivamente) se modificaron de acuerdo a simulaciones previas, hasta lograr un comportamiento de la señal de potencia de salida similar a la serie de tiempo de potencia con la cual se comparó durante todo el proceso de simulación.

3.4.5. Limitador de par eléctrico

Teniendo en cuenta que las máquinas eléctricas síncronas poseen un valor máximo de par, éste se mantiene dentro de los rangos operativos del sistema. Si se excede dicho valor, se pierde la sincronía y el modelo no representaría el comportamiento del generador.

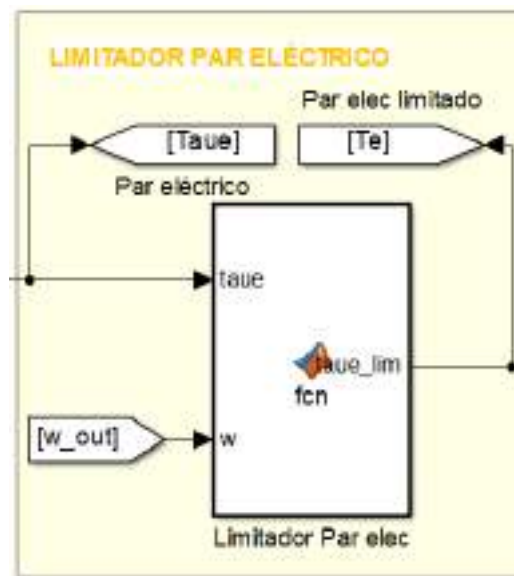


Figura 26. Limitadores de par eléctrico.

3.4.6. Alineación de la turbina

La alineación de la veleta es primordial para el sistema dinámico, ya que ésta permite conocer los efectos que tienen los cambios de dirección del viento en el área efectiva de barrido.

Para ello, se utilizó el bloque mostrado en la figura 27, cuya función se muestra en las figuras 28 y 29.

Para comenzar su modelado, se consideran los parámetros externos que influyen en su comportamiento, como lo son la velocidad y dirección del viento, los cuales son ingresados como series de tiempo; y la densidad del aire, que se ingresa como constante. Mientras que la serie de tiempo correspondiente a la potencia real, se

ingresa con la única finalidad de que a su salida, su número de muestras sea actualizado y equivalente al tamaño de la señal de potencia del modelo dinámico para que puedan ser cotejadas muestra a muestra (figura 27).

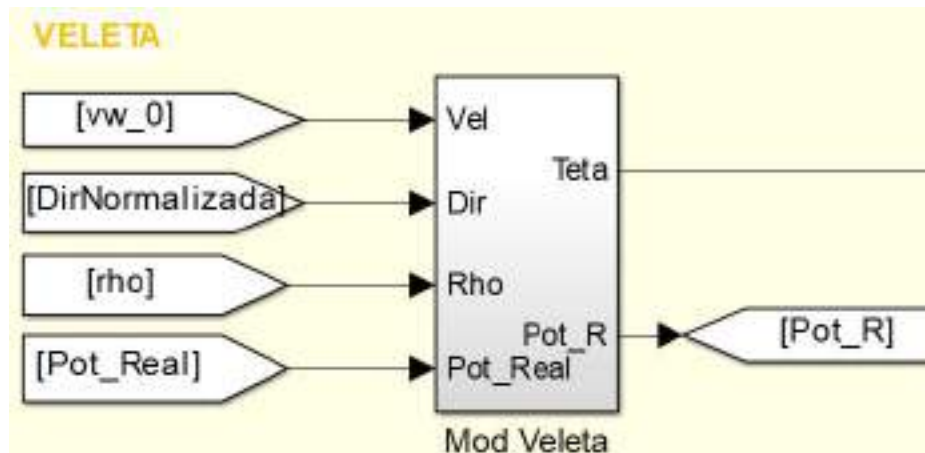


Figura 27. Implementación en Simulink del modelo de la veleta.

Posteriormente, se ingresan los valores estimados y calculados dentro del mismo sistema dinámico. Como la posición y velocidad angular de la veleta y la distancia a la que incide el viento sobre el soporte y placa de la veleta.

Iniciando con la interacción entre el efecto de la inercia y la fricción del mecanismo con la fuerza a la que incide el viento sobre la placa, provoca un movimiento giratorio y por consiguiente, un valor de aceleración angular de la veleta. Que al ingresarse en un sistema dinámico, se tiene una integración simple, seguida de una doble integración, llegando a los valores de posición y velocidad angular, respectivamente (figura 28). Mientras que la distancia efectiva a la que incide el viento, se obtiene considerando la diferencia angular entre la placa y el viento incidente. Esta diferencia angular también será necesaria para obtener el coeficiente de sustentación, del que depende el cálculo de la fuerza de sustentación, que a su vez se complementa con la fuerza de arrastre para tener el valor del par aerodinámico (figura 29).

Consultar sección 4.2.2.

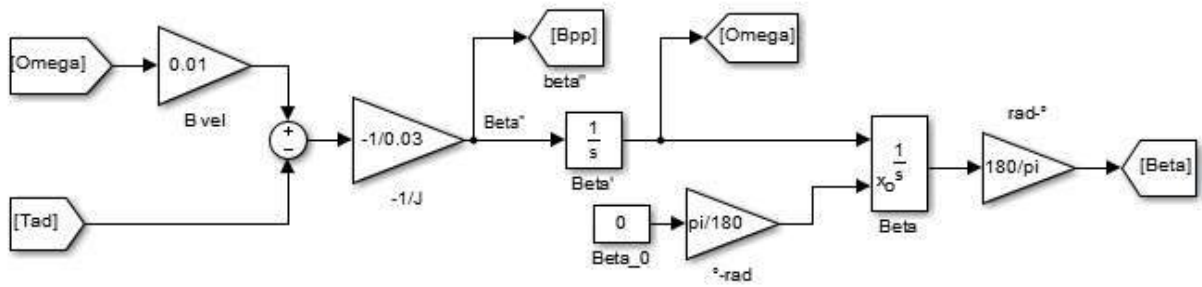


Figura 28. Modelo dinámico de la veleta.

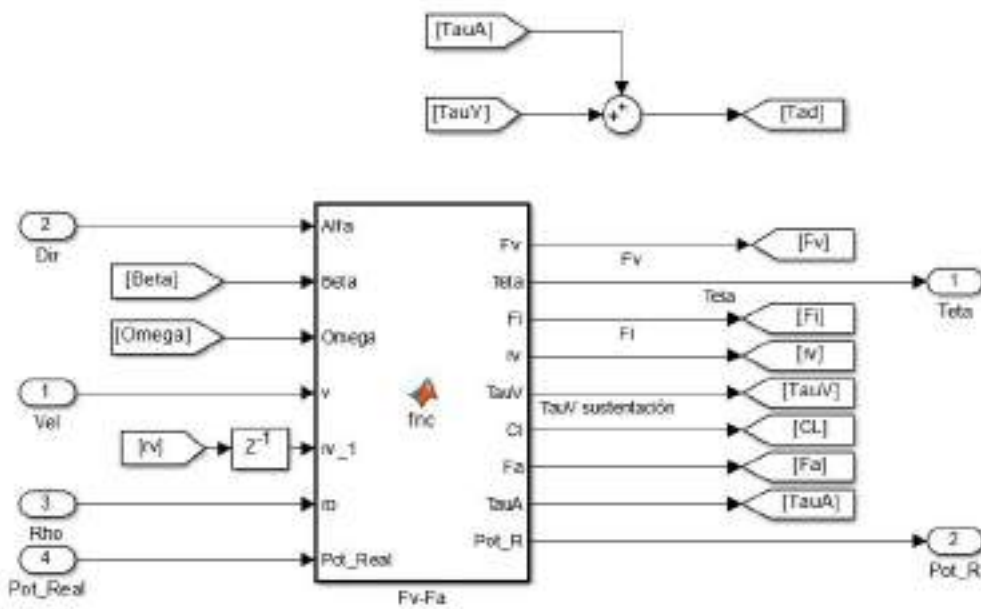


Figura 29. Obtención de las fuerzas de sustentación y arrastre de la veleta.

3.4.7. Par mecánico y área efectiva de barrido

El bloque utilizado para obtener el par mecánico y el área efectiva de barrido se muestran en la siguiente figura.

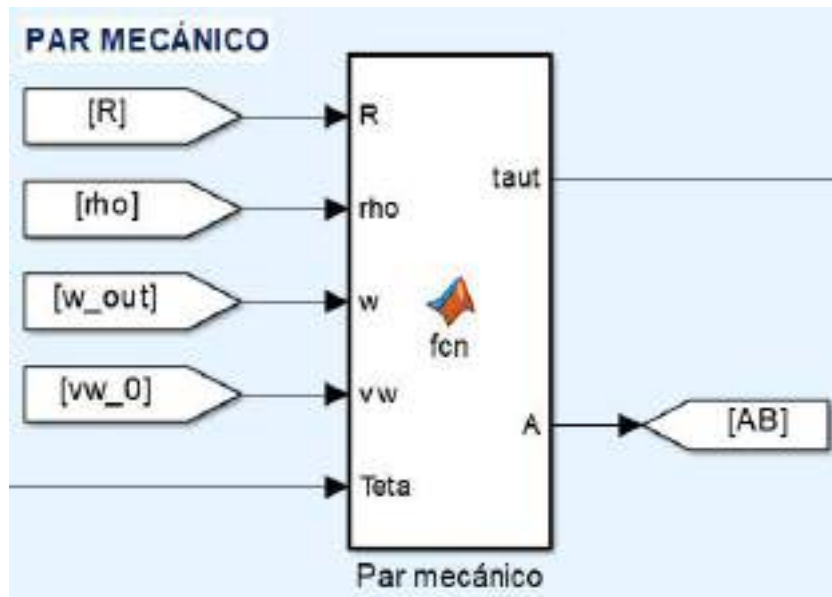


Figura 30. Bloque implementado en Simulink para obtener el par mecánico y el área efectiva de barrido.

El código utilizado puede consultarse en el apéndice A.7.

3.4.8. Limitador de par mecánico

El limitador de par mecánico de la turbina, al igual que el limitador de par eléctrico, es utilizado para modelar la función de par automático del sistema de control cuando la turbina excede un cierto valor de velocidad de giro. El bloque utilizado se muestra a continuación.

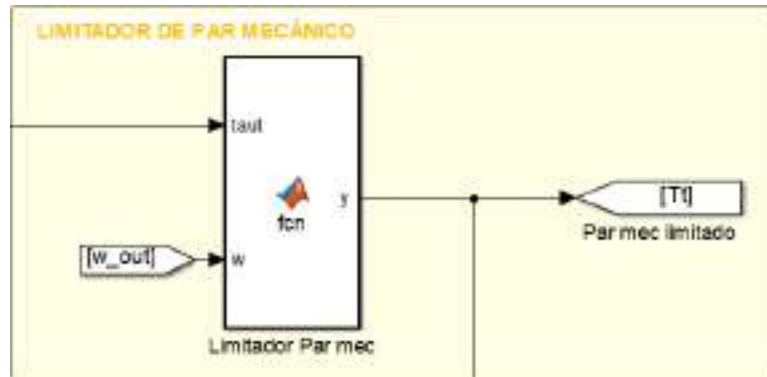


Figura 31. Bloque de limitador de par mecánico para implementación en Simulink.

3.4.9. Sistema mecánico

La velocidad angular real con la que gira la parte mecánica del sistema eólico se obtiene a partir de un sistema dinámico, el cual incluye los valores de los coeficientes de inercia y de fricción de los rodamientos de la turbina.

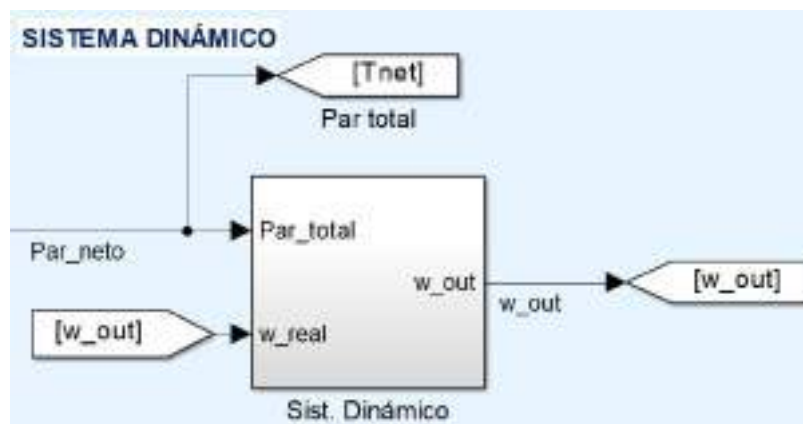


Figura 32. Bloque de implementación en Simulink del sistema dinámico para obtener la velocidad angular real.

3.4.10. Estimación de potencia del modelo dinámico y obtención de errores

El siguiente bloque se utiliza en Simulink para obtener el valor de la potencia calculada por el modelo dinámico implementado. Además, muestra el error absoluto entre la potencia calculada por el modelo y la potencia estimada a partir de la velocidad del viento. El error utilizado para comparar ambos resultados es el ECMN. Éste se tiene en código en Matlab (consultar apéndice A.10), y se realiza con una exportación de datos obtenidos de la simulación numérica en Simulink.

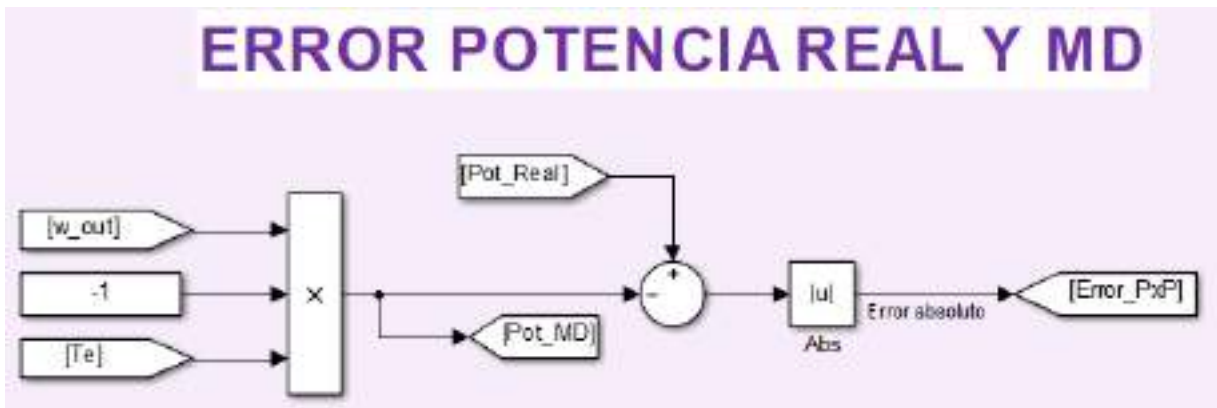


Figura 33. Obtención de potencia del modelo dinámico implementado en Simulink y cálculo del error absoluto.

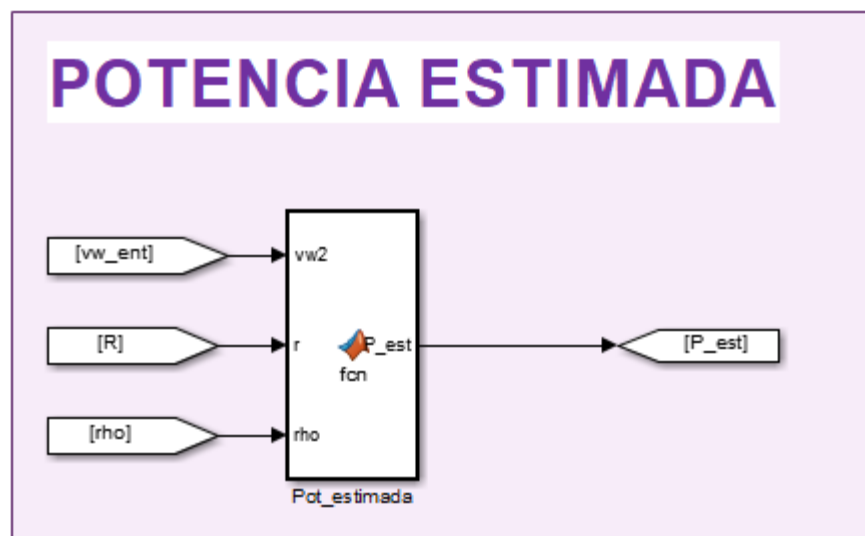


Figura 34. Obtención de la estimación de potencia a partir de la velocidad del viento.

4. Obtención de los valores físicos para los parámetros del modelo

La caracterización descrita en este capítulo corresponde a una turbina *Colibrí* de *Potencia Industrial* de 10 kW con las características mostradas en la tabla 2, proporcionadas por su hoja de especificaciones técnicas:

Tabla 2. Características de la turbina (Potencia Industrial, 2017).

Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de generación	3.5 m/s
Velocidad de paro	15 m/s
Potencia nominal	10 kW
Potencia máxima	14 kW
Velocidad de viento máxima de diseño	54 m/s
Velocidad máxima de prueba	31 m/s
Desvío automático del rotor	14-25 m/s
Velocidad del rotor	160-250 rpm
Peso	1150 lbs (521.63 kg)
Generador	Síncrono, de imanes permanentes
Señal	3Ø de AC
Pares de polos	24
Radio de pala	3.5 m
Peso de cada pala	15 kg (23, 26 y 28 kg con placa)

Para obtener el modelo dinámico de esta turbina, es necesario clasificar los distintos parámetros que afectan su comportamiento. En este caso, se tienen características mecánicas que influyen tanto en el generador como en la veleta. También se tienen características eléctricas presentes solo en el generador y características aerodinámicas presentes solo en la veleta.

Por esta razón, el sistema se divide en dos secciones, en la primera se analizarán los parámetros que influyen en el generador y en la segunda se analizarán los parámetros que influyen en la veleta.

4.1. Generador síncrono de imán permanente

El generador utilizado es de 10 kW, perteneciente a una turbina semejante a la estudiada y se muestra en la figura 35. Los parámetros a obtener en esta sección son los mecánicos y los eléctricos.



Figura 35. Aerogenerador de 10 kW utilizado para realizar la caracterización eléctrica.

4.1.1. Parámetros mecánicos

El propósito de esta prueba es obtener el valor de la inercia del eje del generador. Para ello, se procede a desmontar el cilindro de apoyo y se hace girar el eje del generador con un brazo de palanca de 0.74m.

La palanca utilizada para inducir el movimiento del eje se elige arbitrariamente de acuerdo con el material disponible en el laboratorio. Y haciendo uso de un dinamómetro, se obtiene la fuerza necesaria de arranque, siendo ésta de 58.39 N.

Se sigue con una estimación de la masa del generador, ya que se carece de una báscula capaz de soportar rangos de 100 a 500 kg. Llegando a un valor aproximado de 300 kg.

Finalmente, se calcula el valor del par con la fórmula:

$$\tau = Fd \quad (50)$$

Donde τ es el par calculado, F es la fuerza aplicada y d es la distancia del brazo de palanca. Obteniendo un valor de 43.2 Nm. Los resultados se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Fuerza de arranque, par y desplazamiento angular debido a la inercia del generador.

Distancia de brazo de palanca	0.74 m
Fuerza de arranque	58.39 N
Par	43.2 Nm
Masa aproximada	300

4.1.2. Parámetros eléctricos

Los parámetros eléctricos del generador síncrono de imán permanente no fueron utilizados en el modelo descrito en el presente trabajo, sin embargo se presentan aquí pensando en su utilidad para trabajos posteriores.

Las mediciones eléctricas consisten en medir la resistencia e impedancia de cada una de las tres fases del generador. En la tabla 4 se presentan los valores obtenidos, como promedios de 9 mediciones realizadas para cada fase. También se muestran los valores de tensión y frecuencia, obteniendo las señales mostradas de la figura 36 a la figura 41, los cuales se resumen en la tabla 5.

Tabla 4. Resistencias e inductancias entre las 3 fases del generador.

MEDICIÓN	RESISTENCIA [Ω]			IMPEDANCIA [mH]		
	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
1	0.36	0.37	0.37	14.1	18.7	16.8
2	0.36	0.37	0.37	14.1	18.7	16.8
3	0.32	0.32	0.32	16.9	14.1	18.8
4	0.4	0.36	0.36	18.8	16.9	14.1
5	0.33	0.32	0.32	18.8	16.9	14.1
6	0.31	0.29	0.31	18.8	17	14.1
7	0.22	0.24	0.23	14.1	18.9	16.9
8	0.35	0.19	0.22	18.8	14.1	17.2
9	0.22	0.24	0.25	16.9	14.2	18.9
Promedio:	0.32	0.30	0.31	16.81	16.61	16.41

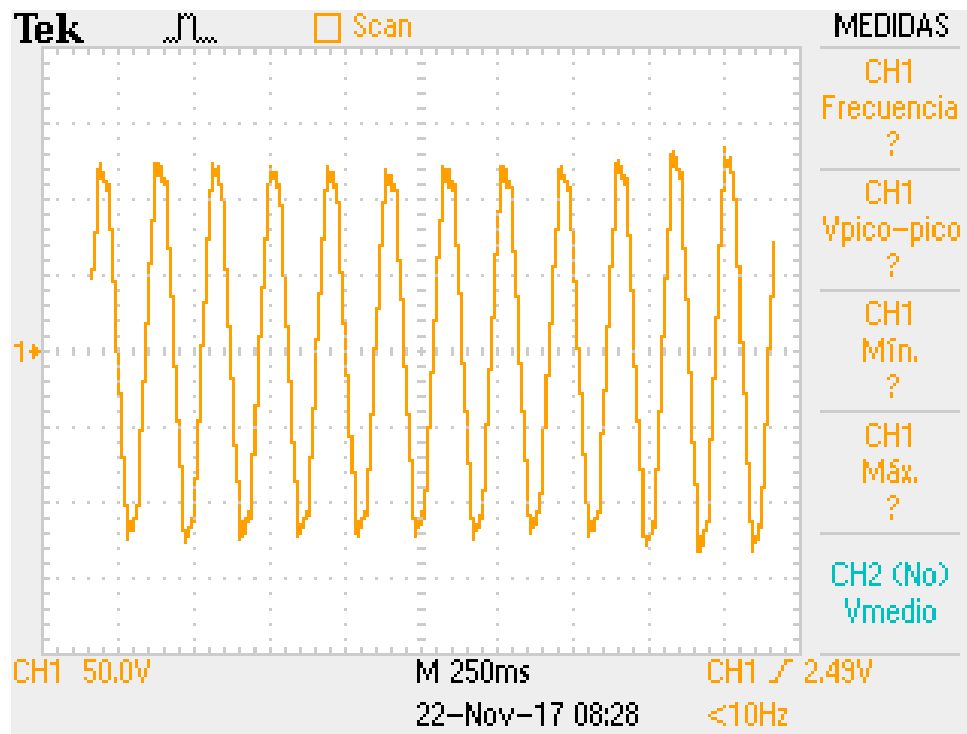


Figura 36. Mediciones de la fase 1 del generador. $V_o = 125\text{v}$ y $T = 200\text{ms}$.

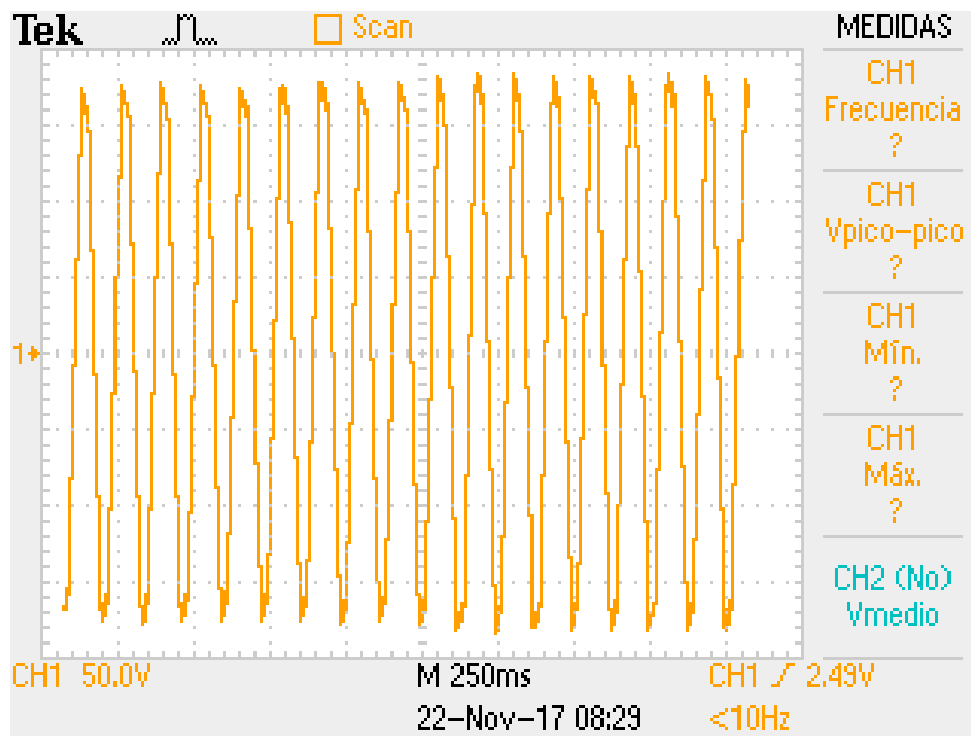


Figura 37. Mediciones de la fase 1 del generador. $V_o = 175\text{v}$ y $T = 150\text{ms}$.

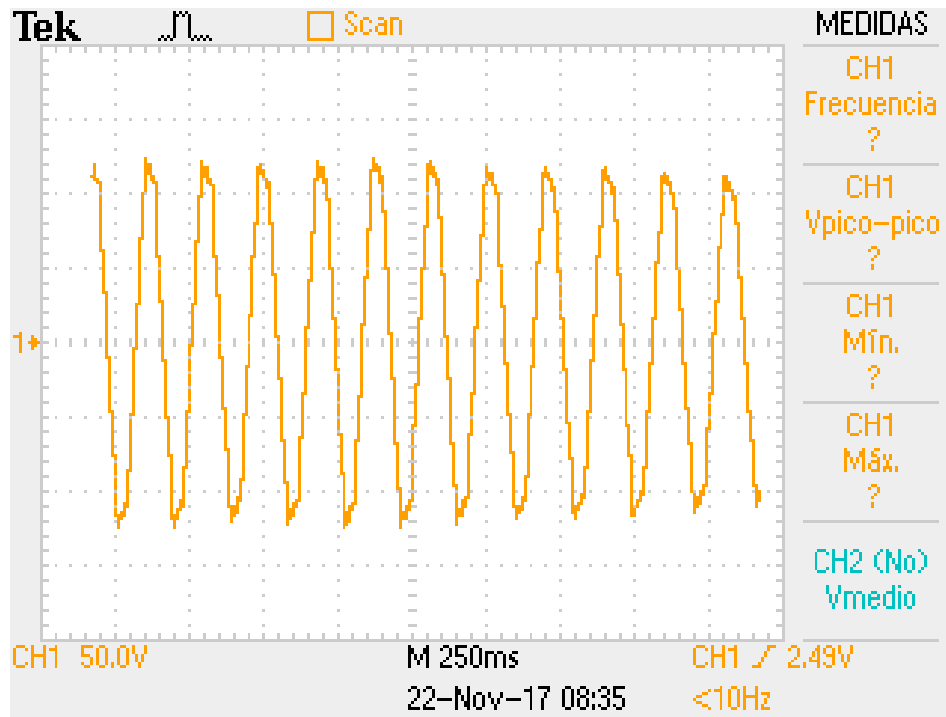


Figura 38. Mediciones de la fase 2 del generador. $V_o = 120\text{v}$ y $T = 200\text{ms}$.

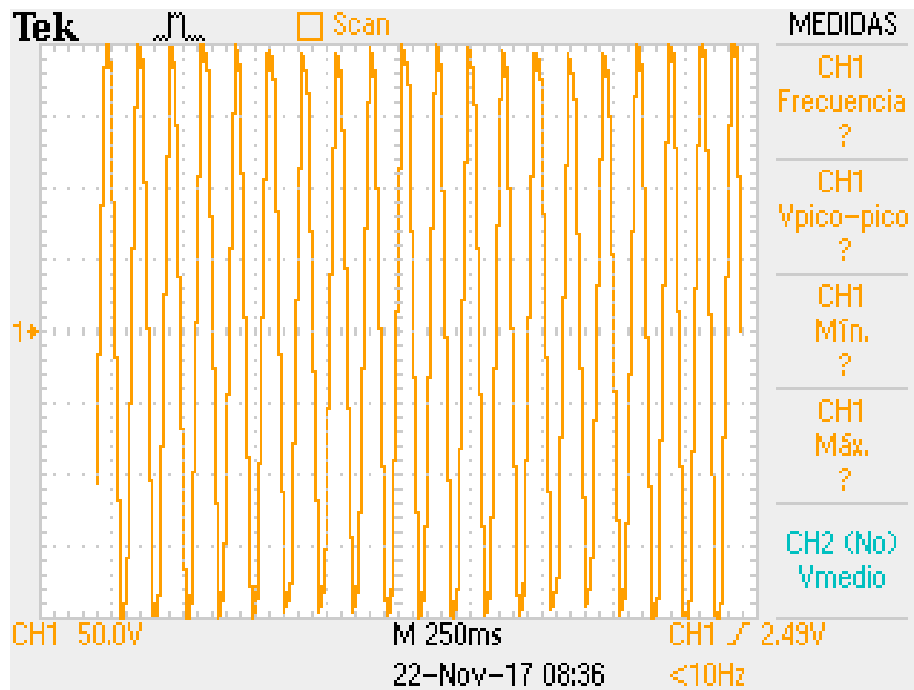


Figura 39. Mediciones de la fase 2 del generador. $V_o = 200\text{v}$ y $T = 100\text{ms}$.

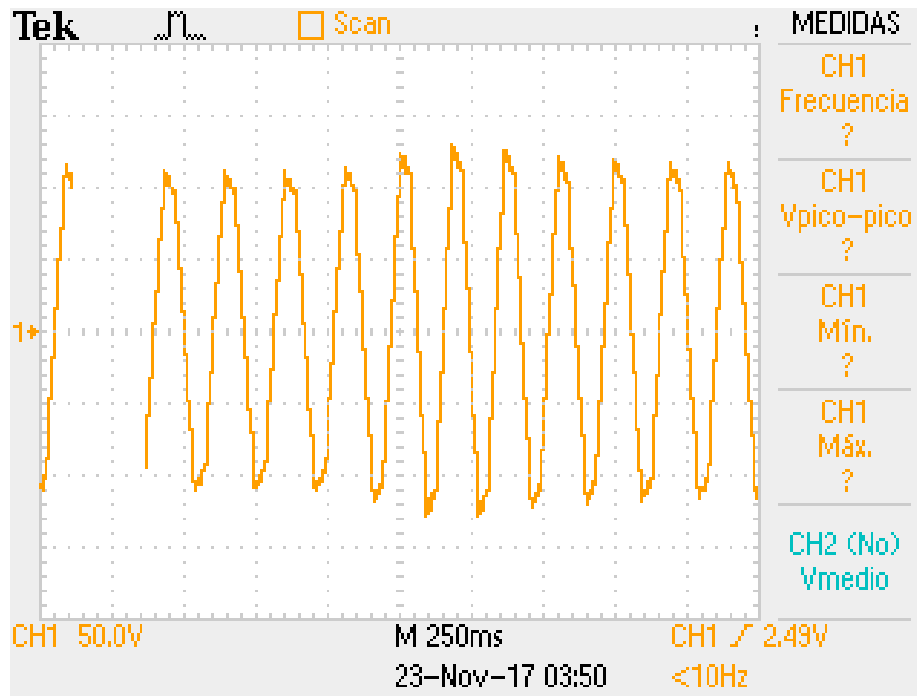


Figura 40. Mediciones de la fase 3 del generador. $V_o = 115\text{v}$ y $T = 200\text{ms}$.

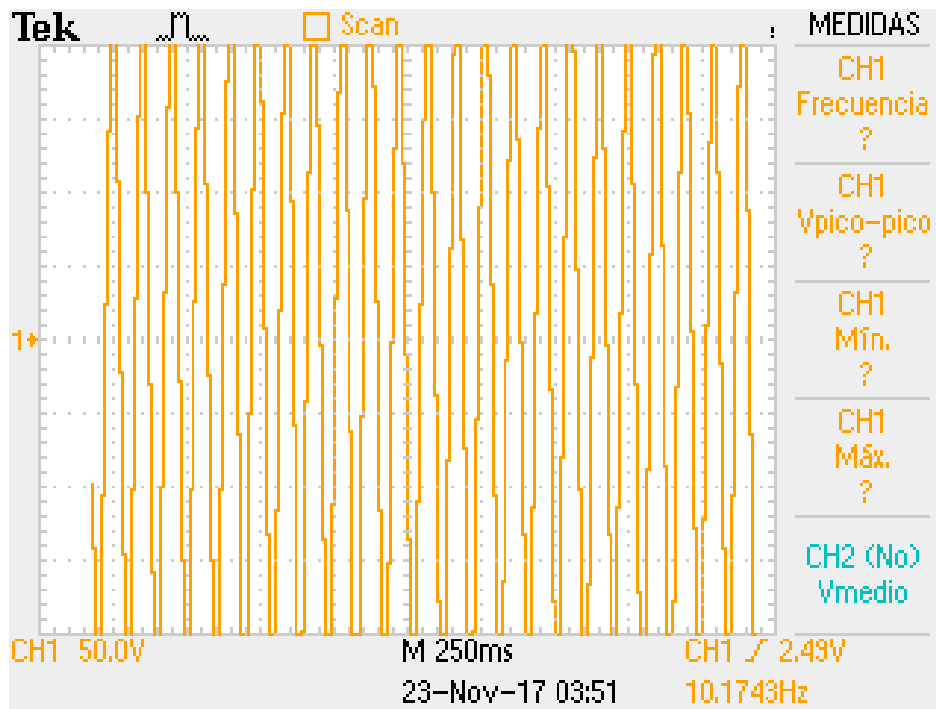


Figura 41. Mediciones de la fase 3 del generador. $V_o = 200\text{v}$ y $T = 100\text{ms}$.

Tabla 5. Periodo, frecuencia angular, velocidad angular y tensión de cada una de las fases del generador.

	T [s]	f [Hz]	w [rad/s]	V [v]
FASE A	0.20	5.00000	0.79577	125
	0.15	6.66667	1.06103	175
FASE B	0.20	5.00000	0.79577	120
	0.10	10.00000	1.59155	200
FASE C	0.20	5.00000	0.79577	115
	0.10	10.00000	1.59155	200

Graficando los valores de la tabla anterior para cada una de las fases, se tienen las señales que van de la figura 42 a la figura 44. Con lo que se tiene la ecuación representativa para las 3 fases, correspondiente a:

$$v = 190\omega - 25 \quad (51)$$

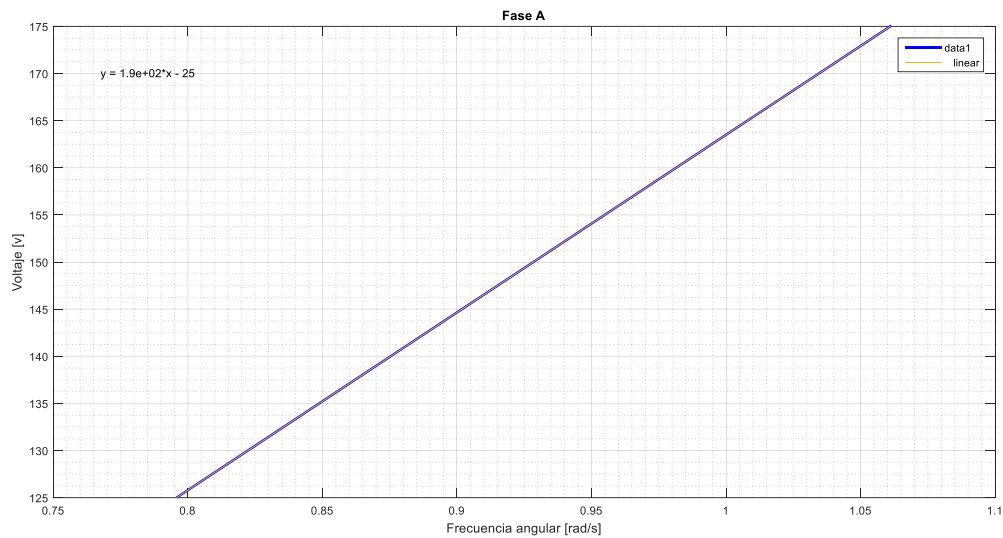


Figura 42. Tensión del generador en función de la frecuencia angular mecánica correspondiente a la fase 1 o fase A.

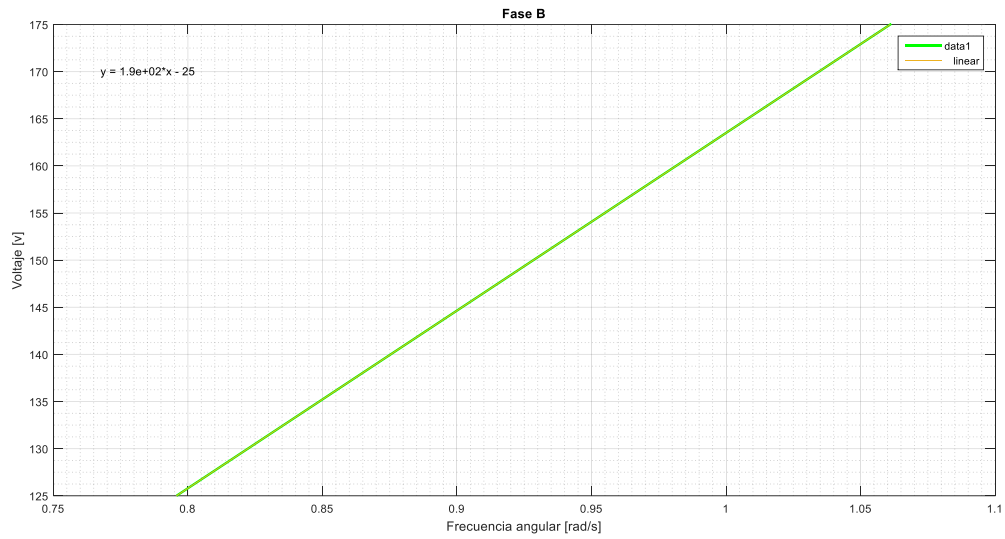


Figura 43. Tensión del generador en función de la frecuencia angular mecánica correspondiente a la fase 2 o fase B.

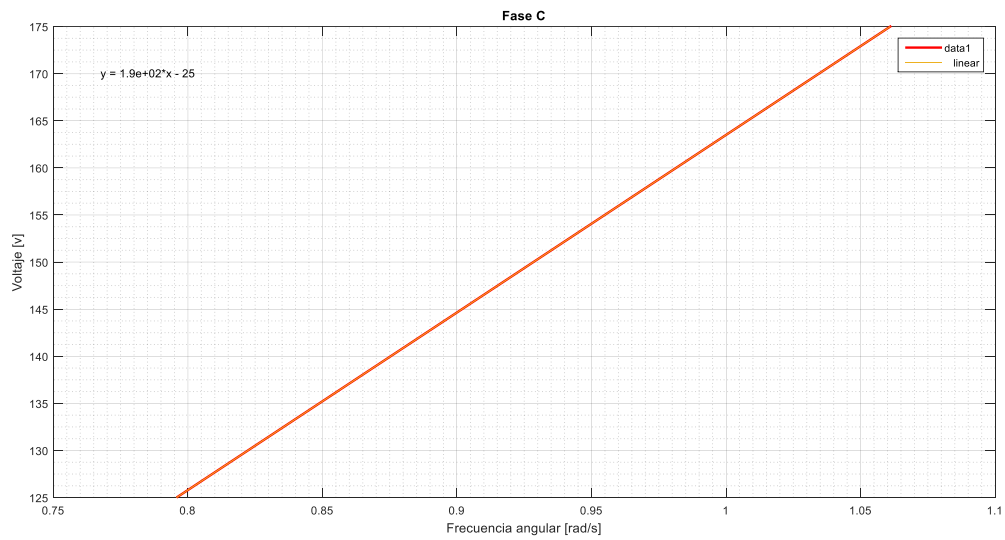


Figura 44. Tensión del generador en función de la frecuencia angular mecánica correspondiente a la fase 3 o fase C.

Con los datos anteriores, se hace una aproximación lineal, mostrada en la figura 45.

Y se tiene la función:

$$v = 190\omega \quad (52)$$

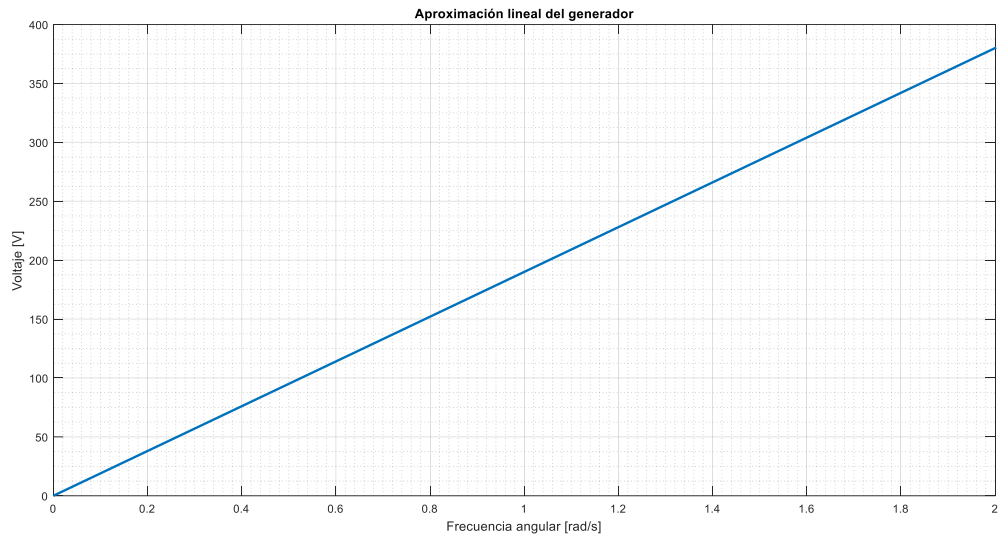


Figura 45. Aproximación lineal de tensión en función de la frecuencia angular del aerogenerador.

4.2. Mecanismo de orientación de la turbina

Al ser determinante la alineación de la turbina con la dirección del viento, puesto que esto cambia el área efectiva de barrido de la misma, es necesario conocer las características mecánicas y aerodinámicas de la veleta.

Para obtener las mediciones, se utiliza la veleta de una turbina de la misma capacidad y dimensiones que la estudiada. La cual se muestra en la figura 46.



Figura 46. Veleta utilizada para obtener parámetros mecánicos y aerodinámicos.

Las mediciones inician con la toma de sus dimensiones, que son de 3 m de largo en total y 1.42 m en la parte más ancha.



Figura 47. Mediciones para la obtención del área de la placa de la veleta utilizada.

Se obtuvo su área con mediciones directas y corresponde a 1 m^2 . Con este dato, se realiza una aproximación a un perfil de placa plana equivalente, conservando el área pero modificando la forma, teniendo como resultado la figura 48.

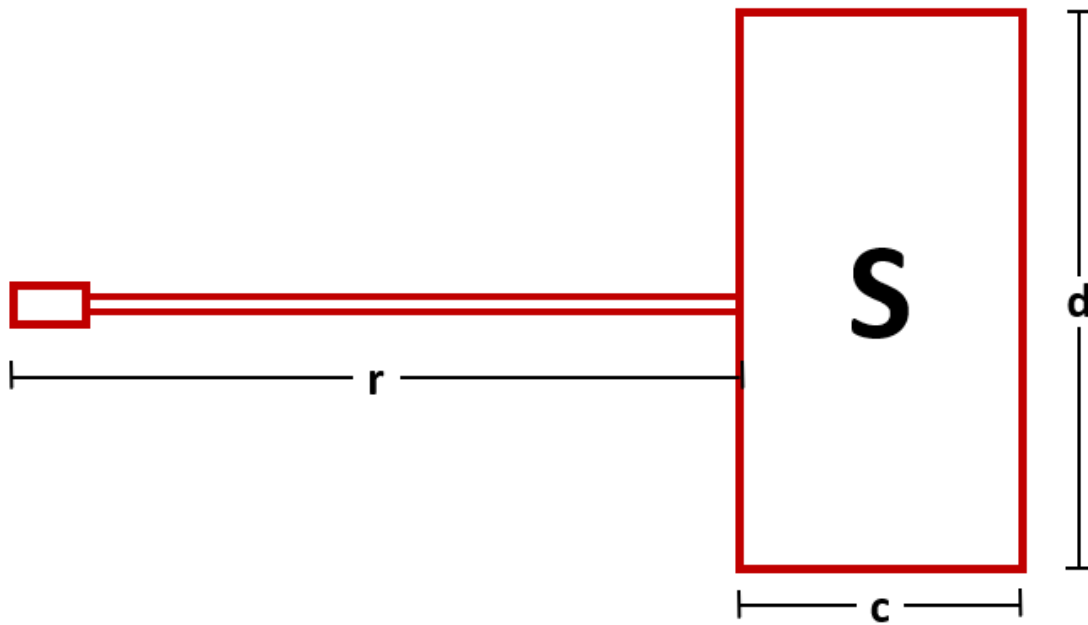


Figura 48. Geometría de veleta considerada para la turbina eólica con la aproximación a la placa plana.

Donde:

$r \rightarrow$ Longitud desde el pivote hasta el inicio de la placa. Con un valor de 1.8m.

$c \rightarrow$ Largo de la placa. Con un valor de 0.7m.

$d \rightarrow$ Ancho de la pala. Con un valor de 1.4m. Y

$S \rightarrow$ Área de la placa. Manteniéndose en 1m^2 .

También se midió el peso de la veleta, para lo cual se solicitó el apoyo del área de Estructuras de la Facultad de Ingeniería de la UADY. Quienes colaboraron con el préstamo de la báscula.

El peso total de la veleta es de 54 kg.

4.2.1. Parámetros mecánicos

Para obtener el coeficiente de inercia de la veleta, se parte de la geometría dada en la figura 49 y los datos de la tabla 6.

Para este caso, el generador es considerado un contrapeso, y es tomado como peso puntual, al igual que el soporte y la placa de la veleta. Mientras que la varilla se considera como peso uniformemente distribuido.

Haciendo uso de las ecuaciones que se muestran a continuación, para peso puntual:

$$I_p = \frac{1}{2}mr^2 + mD^2 \quad (53)$$

Y para peso distribuido:

$$I_d = \frac{1}{3}mr^2 \quad (54)$$

Se tiene la sumatoria de inercias parciales por componente para obtener la puntual:

$$I_T = I_{CW} + I_{Sop} + I_{Var} + I_{Vel} \quad (55)$$

Donde:

$I_p \rightarrow$ Inercia de un peso puntual.

$I_d \rightarrow$ Inercia de un peso distribuido.

$I_{CW} \rightarrow$ Inercia del contrapeso.

$I_{Sop} \rightarrow$ Inercia del soporte.

$I_{Var} \rightarrow$ Inercia de la varilla.

$I_{Vel} \rightarrow$ Inercia de la veleta.

$m \rightarrow$ Masa del cuerpo.

$r \rightarrow$ Distancia al centro de gravedad del cuerpo.

$D \rightarrow$ Distancia del centro de gravedad del cuerpo al punto de giro.

Obteniendo el valor de $J = 192 \text{ kgm}^2$.

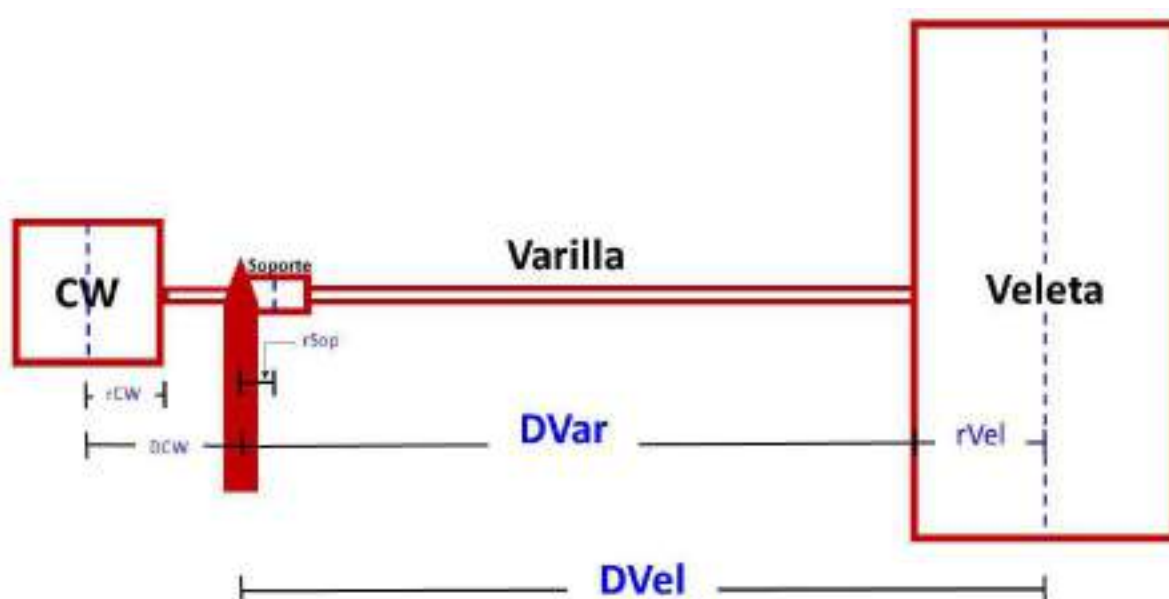


Figura 49. Representación geométrica de aerogenerador especificando longitudes de cada componente.

Tabla 6. Masas y longitudes del generador y la veleta de la turbina eólica estudiada.

Masa de contrapeso	m_{CW}	300 kg
Radio de contrapeso	r_{CW}	0.2 m
Distancia del pivote al centro de masa del contrapeso	DCW	0.6 m
Masa de soporte metálico	m_{Sop}	16.2 kg
Radio de soporte metálico	r_{Sop}	0.1 m
Distancia del pivote al centro de masa del soporte	$DSop$	0.1 m
Masa de la varilla	m_{Var}	10.8 kg
Longitud de la varilla	l_{Var}	1.8 m
Masa de la veleta	m_{Vel}	27 kg
Radio de la veleta	r_{Vel}	0.35 m
Distancia del pivote al centro de masa de la veleta	$DVel$	2.15

4.2.2. Parámetros aerodinámicos

Para obtener la fuerza de sustentación que se genera sobre la superficie de la veleta durante su interacción con el viento y que permite la orientación adecuada de la turbina en relación con la dirección del viento, se utiliza la ecuación (Wieringa, 1967):

$$F_v = \frac{1}{2} C_L(\varphi) S \rho v_{rel}^2 \quad (56)$$

Donde:

F_v → Fuerza de sustentación

C_L → Coeficiente de sustentación

S → Superficie de la veleta

ρ → Densidad del aire

v_{rel} → Velocidad relativa incidente en la veleta

Mientras que la v_{rel} se obtiene a partir del siguiente esquema, donde se muestra geoméricamente la relación de ésta con la incidencia del viento, figura 50.

Donde:

F_v → Fuerza de sustentación

v → Velocidad del viento

v_{rel} → Velocidad del viento relativo

α → Dirección del viento

β → Posición de la veleta

$r_v \rightarrow$ Distancia donde se ejerce F_v

$\dot{\beta} \rightarrow$ Velocidad angular de la veleta

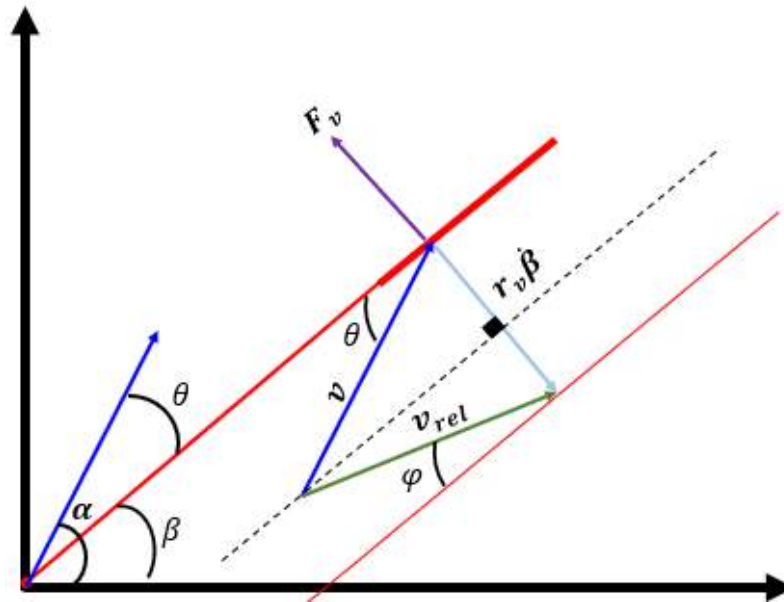


Figura 50. Vista superior de la turbina eólica estudiada, mostrando la fuerza de sustentación resultante en función del ángulo de incidencia del viento relativo, la velocidad angular de la veleta y la distancia de aplicación.

Por lo que:

$$v_{rel}^2 = v^2 \cos^2 \theta + (r_v \dot{\beta} - v \sin \theta)^2 \quad (57)$$

Y

$$\varphi = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{r_v \dot{\beta} - v \sin \theta}{v \cos \theta} \right) \quad (58)$$

Con lo que se considera la función del coeficiente de sustentación mostrado en la figura 51. Y la siguiente función (Critzos, Heyson, & Boswinkle, 1955):

$$C_L(\varphi) = 1.2 \operatorname{Sin} \left(\frac{2\pi\varphi}{180} \right) + C_{L_{Rz}}(\varphi) \quad (59)$$

$$C_{L_{Rz}}(\varphi) = 0.3 \sin\left(\frac{2\pi\varphi}{40}\right) \quad (60)$$

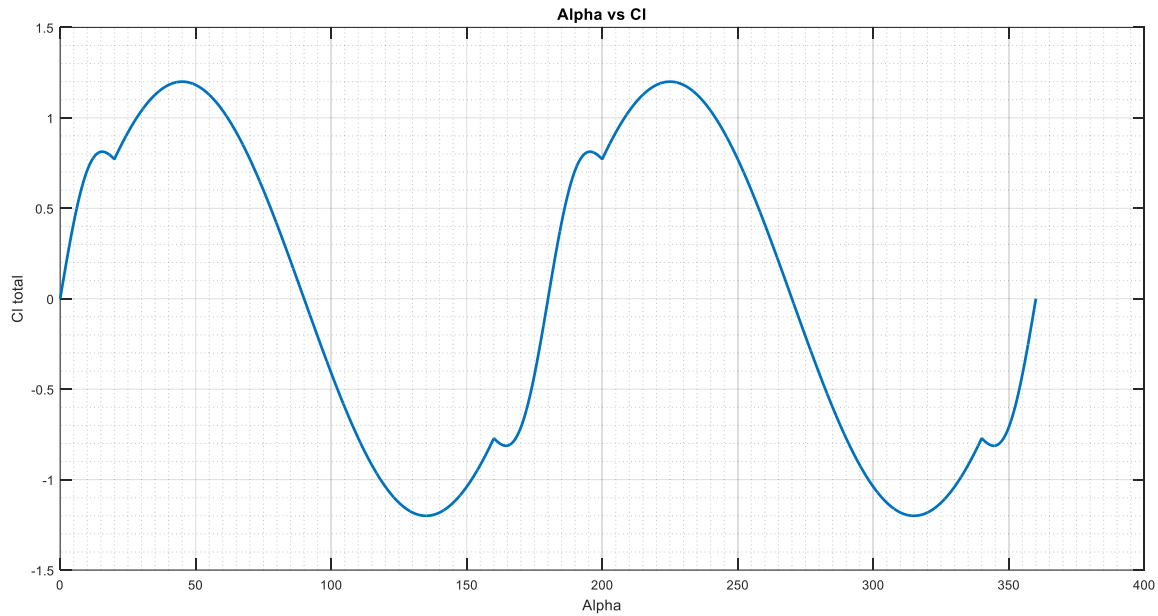


Figura 51. Coeficiente de sustentación correspondiente para una placa plana, con información de (Critzos, Heyson, & Boswinkle, 1955).

Los valores de r_v y C_L , cambian de acuerdo con el ángulo φ . Según la siguiente condición (Wieringa, 1967):

$$r_v(\varphi) = \begin{cases} -90 \leq \varphi \leq 90 & r + \frac{1}{4}c \\ EOC & r + \frac{3}{4}c \end{cases} \quad (61)$$

Y

$$C_L(\varphi) = \begin{cases} -90 \leq \varphi \leq 90 & f_\varphi(\varphi) \\ EOC & f_\varphi(-\varphi) \end{cases} \quad (62)$$

La fuerza de arrastre mantiene una distancia invariable de aplicación, con respecto al eje de giro de la veleta, a diferencia de la fuerza de sustentación. Con base en el diagrama de la figura 52, se tiene (Wieringa, 1967):

$$F_D = \frac{1}{2} C_d \rho S v_q^2 \quad (63)$$

Y la v_q está dada por:

$$v_q = r_d \dot{\beta} - v \sin(\theta) \quad (64)$$

Donde:

$F_D \rightarrow$ Fuerza de arrastre

$C_d \rightarrow$ Coeficiente de arrastre

$\rho \rightarrow$ Densidad del aire

$S \rightarrow$ Área de la veleta

$v \rightarrow$ Velocidad del viento

$v_q \rightarrow$ Componente del viento en el sentido de la fuerza de arrastre

$\theta \rightarrow$ Ángulo de incidencia del viento

$r_d \rightarrow$ Distancia donde se ejerce la fuerza de arrastre

$\dot{\beta} \rightarrow$ Velocidad angular de la veleta

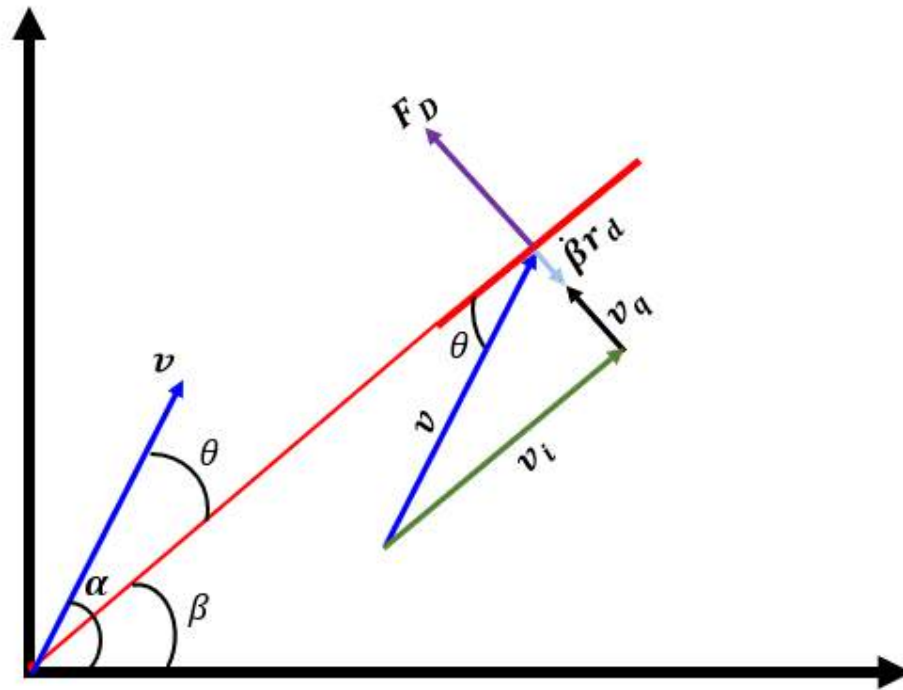


Figura 52. Vista superior de la turbina eólica estudiada, mostrando la fuerza de arrastre resultante en función del ángulo de incidencia del viento, la velocidad angular de la veleta y la distancia de aplicación.

5. Validación del modelo propuesto

Este capítulo se divide en 3 secciones, la primera describe los valores considerados para validar los métodos estadísticos de pronóstico.

En la segunda sección se valida el modelo del mecanismo de orientación del aerogenerador. Por último, en la tercera sección se validan los parámetros del generador.

5.1. Validación de los métodos estadísticos de pronóstico

Para obtener el modelo integrado del aerogenerador, se comienza por realizar la comparación de 5 métodos estadísticos de pronóstico.

Cada uno de ellos se programa en Matlab, y la serie de tiempo a pronosticar es la misma para todos, por lo que, al obtener el valor de la serie pronosticada, se compara con la serie real, obteniendo el error cuadrático medio normalizado entre ambas.

Al obtener los ECMN de cada método de pronóstico, se comparan entre sí, pudiendo elegir el método con el menor error para ser integrado en el modelo dinámico.

5.1.1. Medias móviles

Se realizó la comparación entre la serie de tiempo de potencia real y la serie de potencia pronosticada con un conjunto de datos $n = 3$ y $k = 1$.

Al aumentar el valor de n , el error entre la potencia real y la pronosticada, se incrementa. Por lo que se mantiene el valor mínimo utilizado para este tipo de

pronóstico. Lo mismo sucede al aumentar el valor de k , sin embargo, el interés de este trabajo se centra en la predicción un paso adelante.

En la figura 53 se observa una serie pronosticada con tendencia muy similar a la serie real, pero con un desfase significativo de hasta 2 segundos.

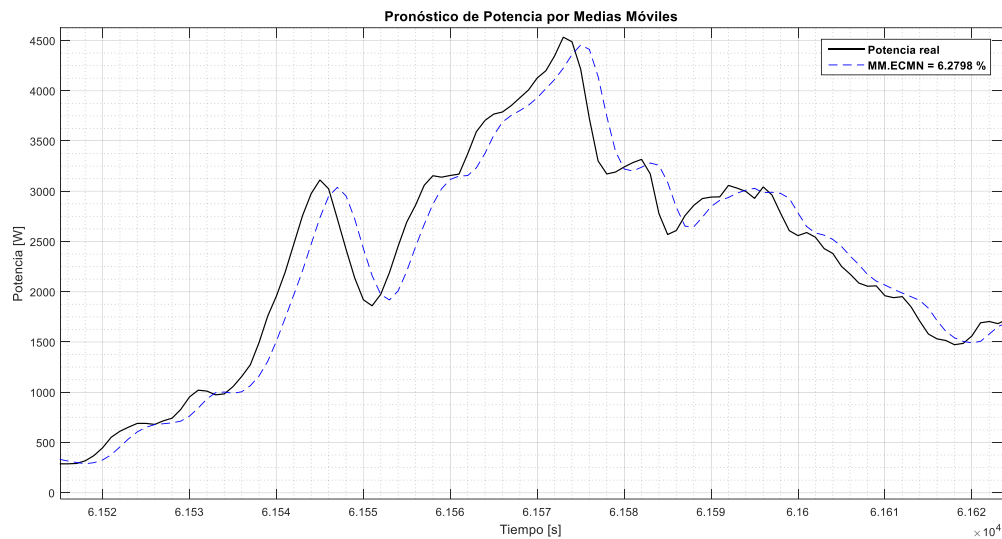


Figura 53. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por medias móviles. Con $k = 1$ y $n = 3$. Mostrando un ECMN del 6.2798%.

En la figura 54 se tiene el error absoluto punto por punto, el error cuadrático medio y el error cuadrático medio normalizado de la serie de tiempo pronosticada de potencia con la serie de tiempo real.

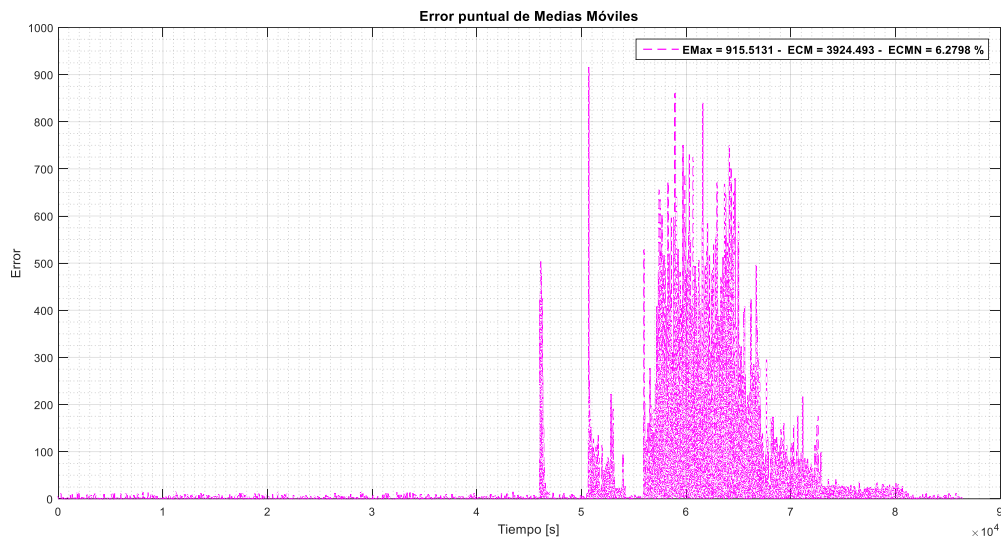


Figura 54. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por medias móviles.

Los códigos utilizados en Matlab para obtener la serie de tiempo pronosticada con el método de medias móviles y sus respectivas gráficas, se pueden consultar en el apéndice B.1.

5.1.2. Suavizado exponencial simple

En la figura 55, se observa la serie real y la serie pronosticada. Igualando el primer valor de pronóstico al primer valor real de la serie. Como puede notarse, la serie pronosticada es similar a la real, pero presenta un desfase de 2 segundos, aproximadamente. Los errores entre ambas series pueden observarse en la figura 56.

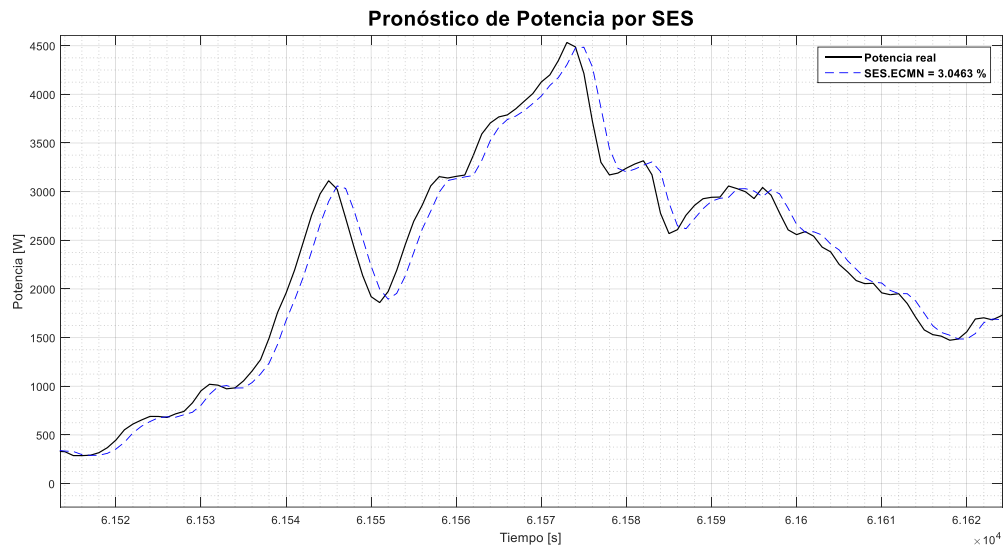


Figura 55. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple. Mostrando un ECMN del 3.0463%.

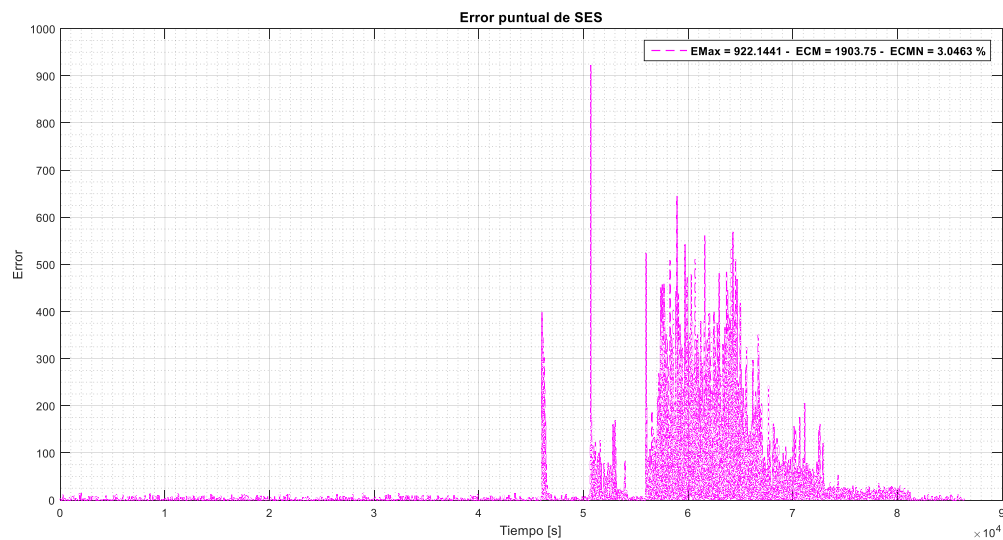


Figura 56. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple.

El código utilizado en Matlab para obtener la serie de tiempo pronosticada con el método de suavizado exponencial simple, se muestra en el apéndice B.2. Debido a que las gráficas se obtienen de la misma manera, ya no se incluye el código utilizado para el SES.

5.1.3. Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa

La figura 57 muestra la comparación de las series de potencia real y pronosticada, utilizando una constante de suavizado de pronóstico α_s inicializada en 0.75, la constante de suavizado del error β_s inicializada en 0.5 y los errores ES_t y EAS_t se inicializan en 1. Puede notarse que el desfase disminuyó a 1 segundo, pero los cambios abruptos generan un mayor error. Los errores entre ambas series pueden observarse en figura 58.

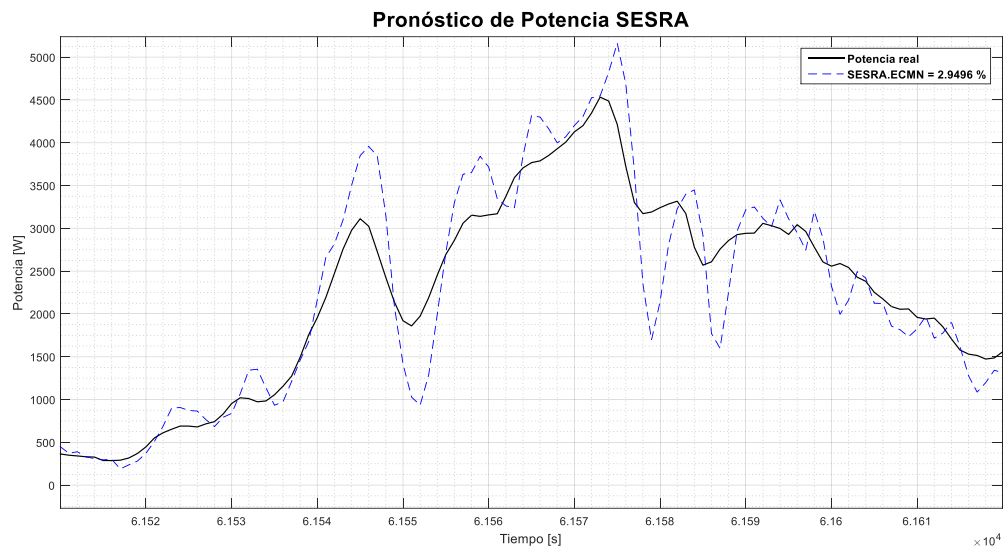


Figura 57. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa. Mostrando un ECMN del 2.9496%.

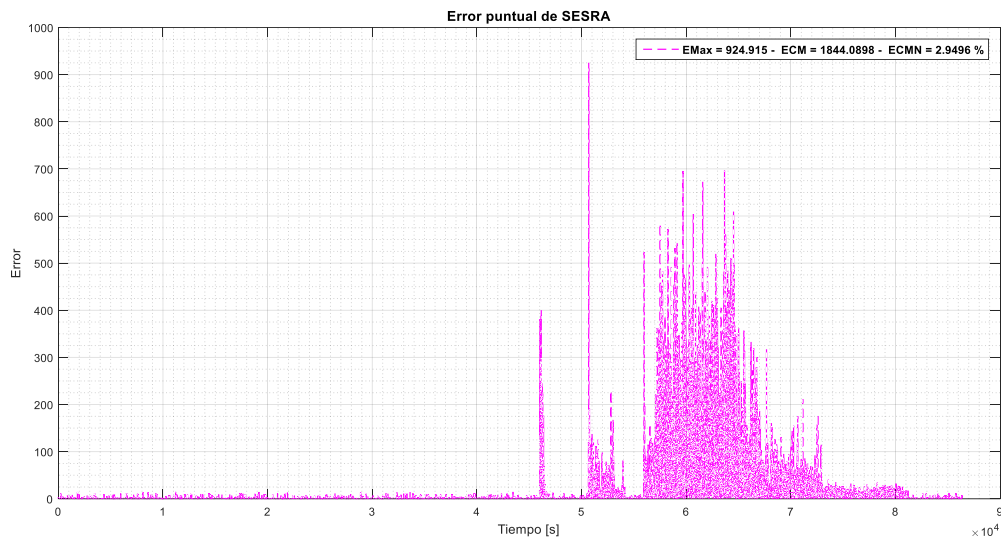


Figura 58. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa.

El código utilizado en Matlab para obtener la serie de tiempo pronosticada con el método de suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa, se muestra en el apéndice B.3.

5.1.4. Suavizado exponencial doble

Para este método, la constante de suavizado tiene un valor de 0.75. La serie pronosticada presenta gran similitud en forma a la original, pero con un desfase de hasta 2 segundos. La comparación de señales puede verse en la figura 59 y los errores se observan en la figura 60.

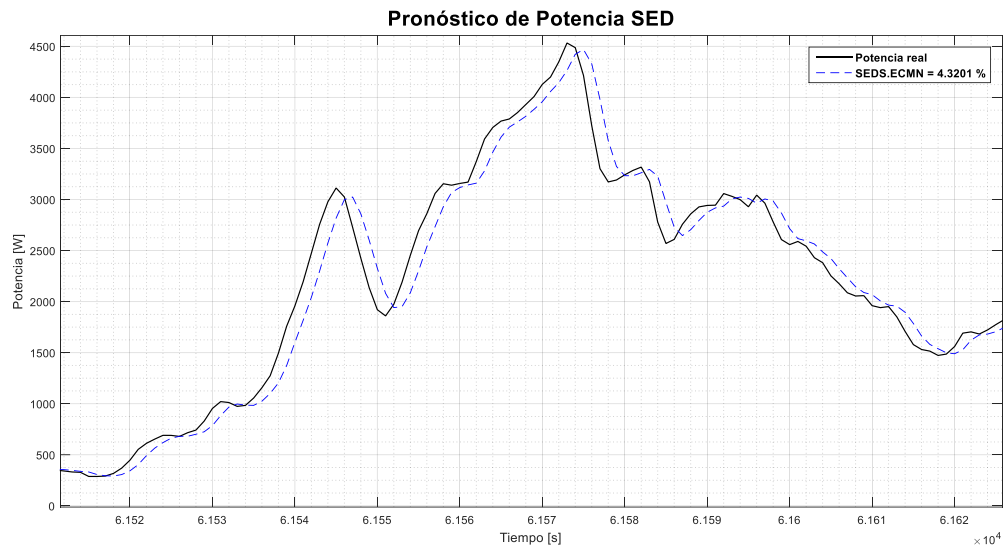


Figura 59. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial doble. Mostrando un ECMN del 4.3201%.

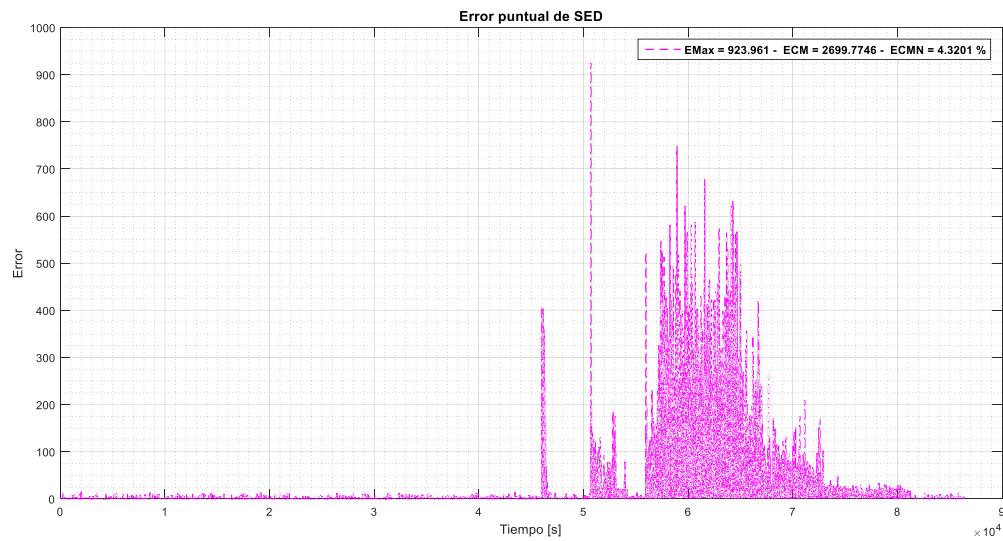


Figura 60. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial doble.

El código utilizado en Matlab para obtener la serie de tiempo pronosticada con el método de suavizado exponencial doble, se muestra en el apéndice B.4.

5.1.5. Suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad

Para inicializar la serie de tiempo, α_s y β_s toman el mismo valor de 0.75. Y los valores de tendencia y estacionalidad, son 0.

En la figura 61 puede notarse que el desfaseamiento se da solo en algunos puntos específicos de la serie y son de 1 segundo, aproximadamente. Mientras que en los cambios abruptos se genera el mayor error entre ambas series de tiempo, los cuales consiguen corregirse al siguiente periodo de 1 segundo. Para una comparación de errores, se puede ver la figura 62.

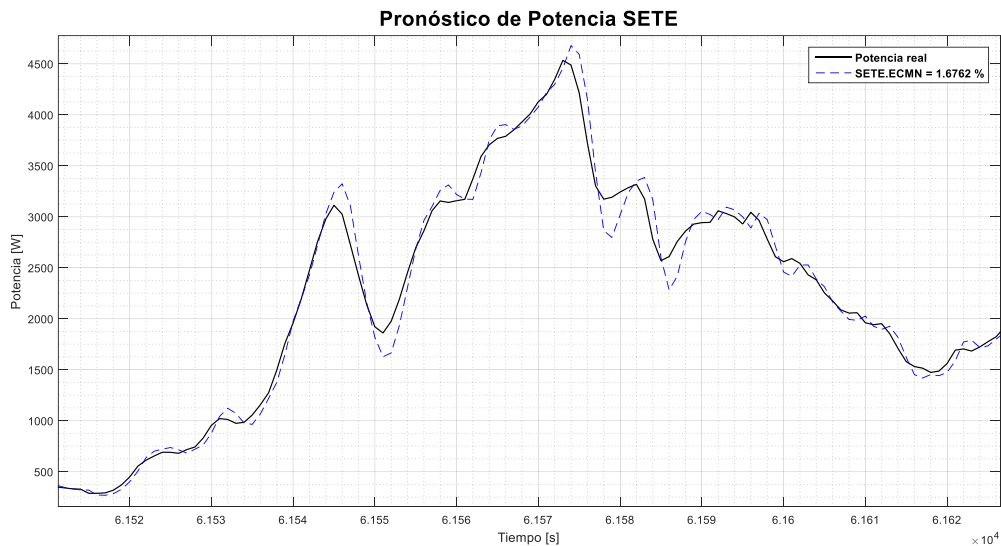


Figura 61. Comparación de la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad. Mostrando un ECMN del 1.6762%.

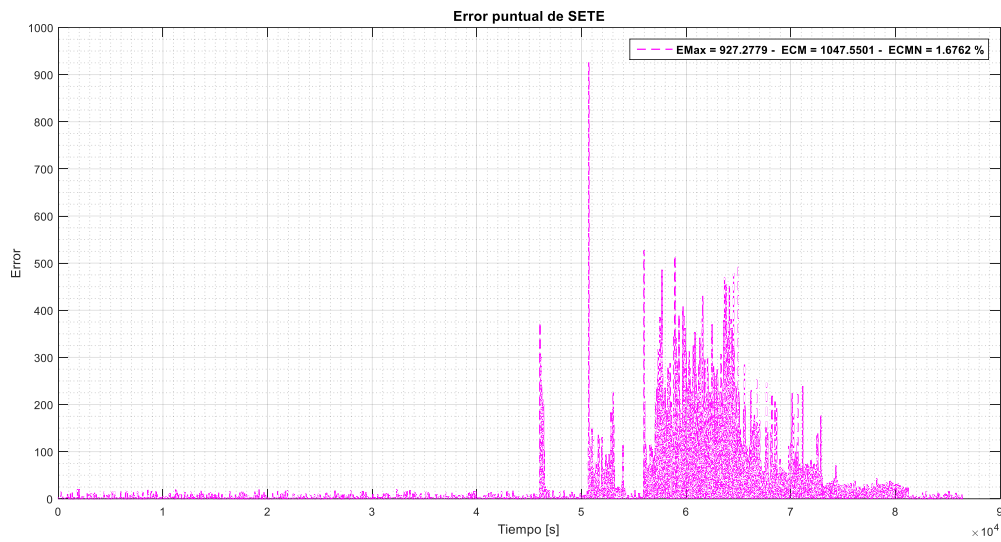


Figura 62. Error máximo, ECM y ECMN entre la potencia real y el pronóstico de potencia por suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad.

El código utilizado en Matlab para obtener la serie de tiempo pronosticada con el método de suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad, se muestra en el apéndice B.5.

5.1.6. Comparación de los métodos de pronóstico

Para determinar el método a utilizar para pronosticar la potencia de la turbina eólica, se compara el error cuadrático medio normalizado de cada uno de ellos. En la tabla 7 se observa que el menor error se obtuvo con el suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad, por lo que se decide utilizarlo para su implementación.

Tabla 7. Comparación de métodos estadísticos de pronóstico.

	ECMN [%]
<i>MM</i>	6.2798
<i>SES</i>	3.0463
<i>SESRA</i>	2.9496
<i>SED</i>	4.3201
<i>SETE</i>	1.6762

5.2. Validación del modelo dinámico de la veleta para detección de cambios de dirección

El modelo dinámico se implementa en Simulink, con la finalidad de obtener el comportamiento de la veleta en función de la inercia y de las fuerzas de arrastre y sustentación, que a su vez están en función de la velocidad y dirección del viento.

Para su verificación, se realizan varias pruebas modificando los valores de dirección y velocidad del viento, posición inicial y velocidad angular de la veleta.

El primer parámetro obtenido es la fuerza de sustentación, y se verifica su comportamiento variando la dirección del viento de 0° a 360°, manteniendo la velocidad constante y el ángulo de posición de la veleta fijo, como se muestra en la figura 63.

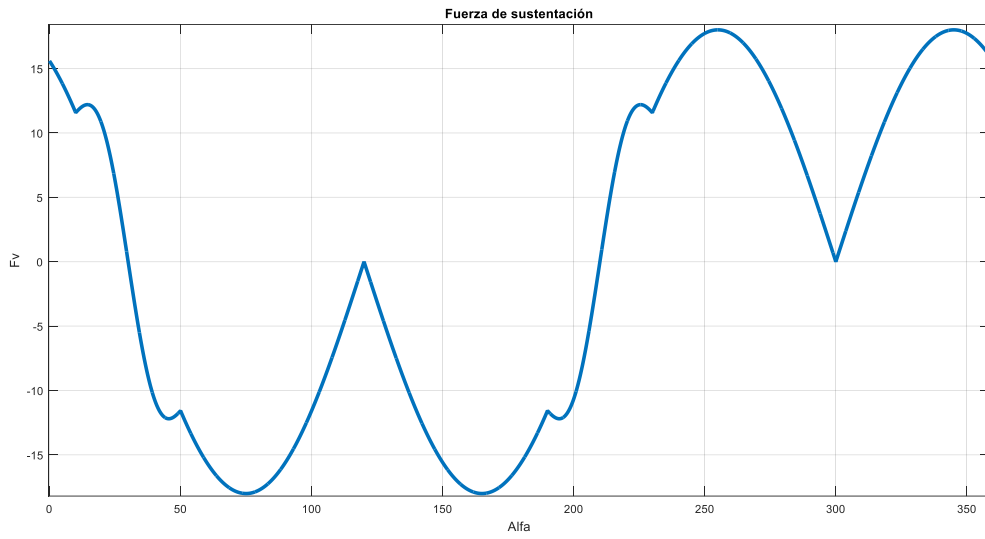


Figura 63. Verificación de F_v con α de 0° a 360° , $v_w = 5 \frac{m}{s}$ y $\beta = 30^\circ$.

Para validar el modelo estático de la fuerza de arrastre, se asignan valores a los ángulos de posición de la veleta y de dirección del viento; a la velocidad angular y a la velocidad del viento, como resultado se tiene la figura 64.

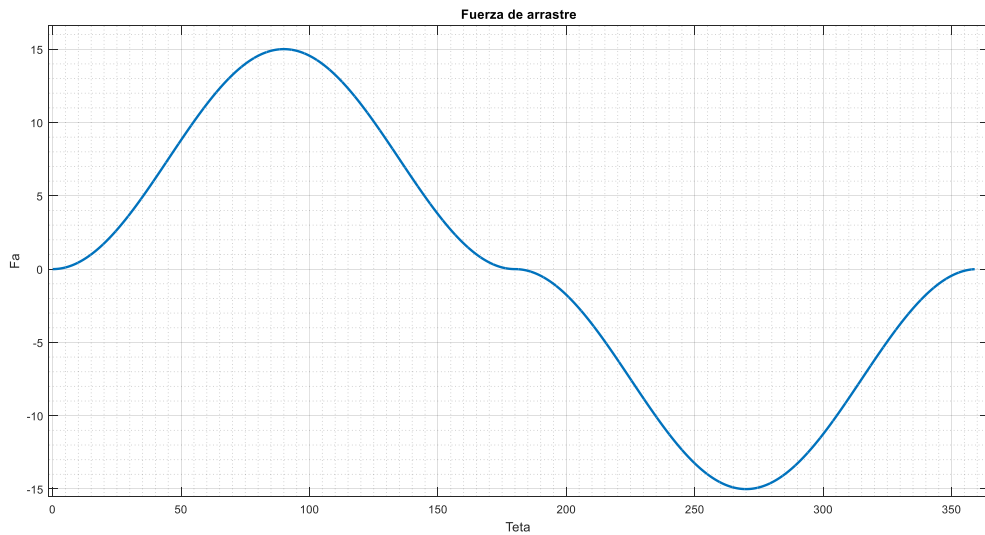


Figura 64. Verificación de F_d α de 0° a 360° , $v_w = 5 \frac{m}{s}$, $\omega = 0 \frac{rad}{s}$ y $\beta = 30^\circ$.

Para validar el funcionamiento de este bloque se plantea un experimento computacional en el que la veleta sea capaz de orientarse adecuadamente a la dirección del viento partiendo de una condición inicial. Por lo que se pretende observar que el ángulo de posición de la veleta, *beta*, se iguale al ángulo de dirección del viento, *alfa*, comprobando un correcto funcionamiento de alineación. Para esta prueba, se elige arbitrariamente hacer un cambio de la velocidad del viento de 2 m/s a 5 m/s, en un lapso muy corto de 1 segundo, para observar el comportamiento ante cambios súbitos. Esto se muestra la figura 65.

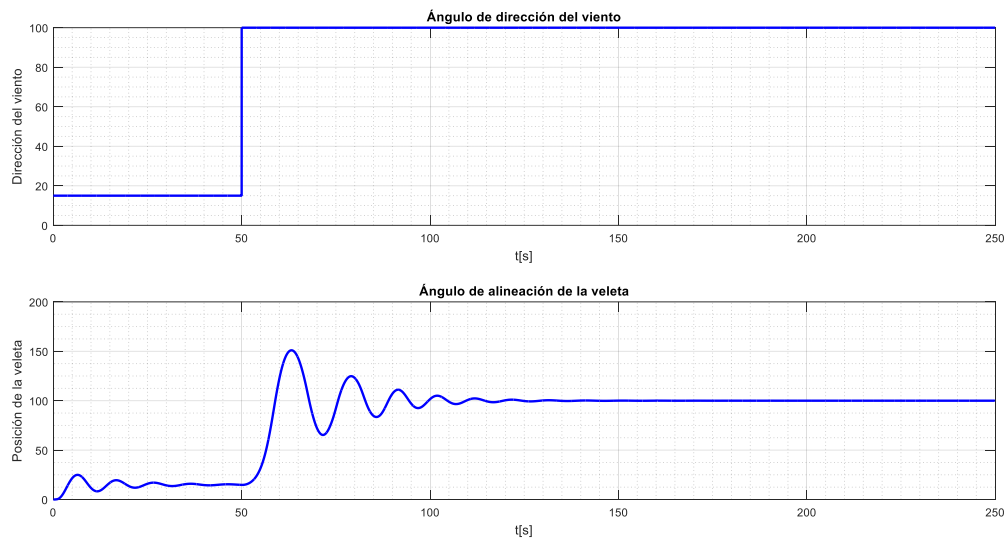


Figura 65. Verificación de alineación de la veleta respecto a las variaciones de dirección del viento, con un cambio de

$$v_w \text{ de } 2 \frac{m}{s} \text{ a } 5 \frac{m}{s} \text{ en } t = 1s \text{ y } \omega = 0 \frac{rad}{seg}.$$

La validación del modelo con respecto al sistema físico no pudo realizarse debido a la dificultad de instrumentar la veleta para registrar la posición real de la misma. Sin embargo esta puede ser una tarea que se asuma en un trabajo futuro.

5.3. Validación del modelo dinámico del generador

La validación se inicia considerando la entrada de velocidad del viento del modelo como un escalón unitario que pasa de 0 a 6 m/s. Mientras que la entrada de la dirección del viento se mantiene con los valores reales dados por los registros de FI-UADY.

La respuesta de salida del modelo se observa en la figura 66, en la que se puede notar que la potencia varía de acuerdo con el cambio de velocidad y a los respectivos cambios de dirección del viento.

Tabla 8. Velocidad y dirección de entrada en el modelo dinámico del aerogenerador.

Parámetro	Valor
Velocidad del viento	De 0 a 6 m/s en $t=8000$ como escalón unitario
Dirección	Serie de tiempo de mediciones reales

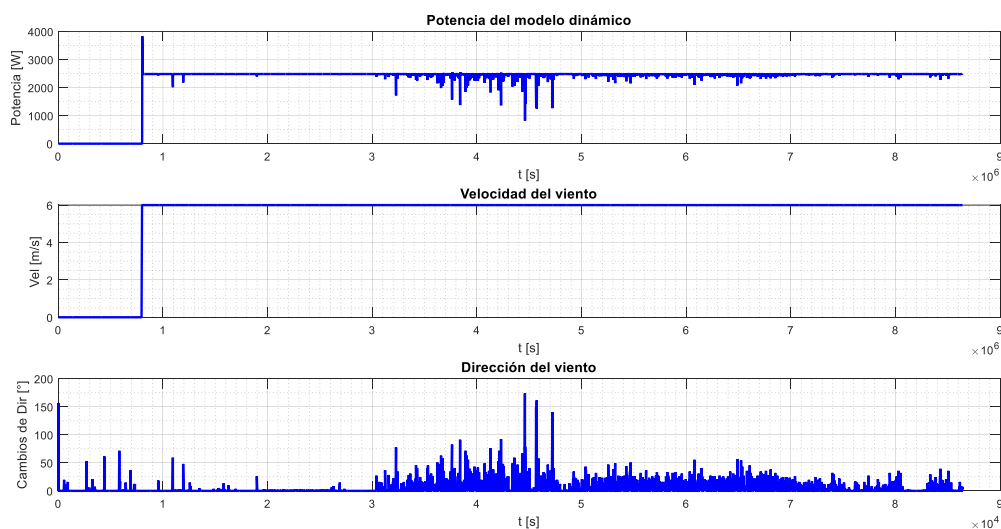


Figura 66. Respuesta de potencia de salida del modelo dinámico del aerogenerador ante una entrada de escalón unitario de velocidad de viento, con variación de 0 a 6 m/s y con cambios de dirección del viento de la serie de tiempo real medida.

5.4. Validación de la integración del modelo dinámico

Con la finalidad de comparar los valores de potencia real y los valores de la potencia dados por el modelo dinámico con base en la predicción de la velocidad y dirección del viento, se utilizan las constantes proporcional e integral del controlador PI; las constantes de inercia tanto del modelo de dirección del viento como del generador; y las constantes de fricción también del modelo de dirección del viento y del generador.

Para encontrar los valores indicados de cada variable para obtener el menor ECMN, se realizaron varias pruebas modificando una sola variable a la vez, manteniendo al resto constante. En un trabajo posterior se podría plantear un esquema de optimización simultánea de las múltiples variables. Los valores considerados se muestran en las siguientes figuras:

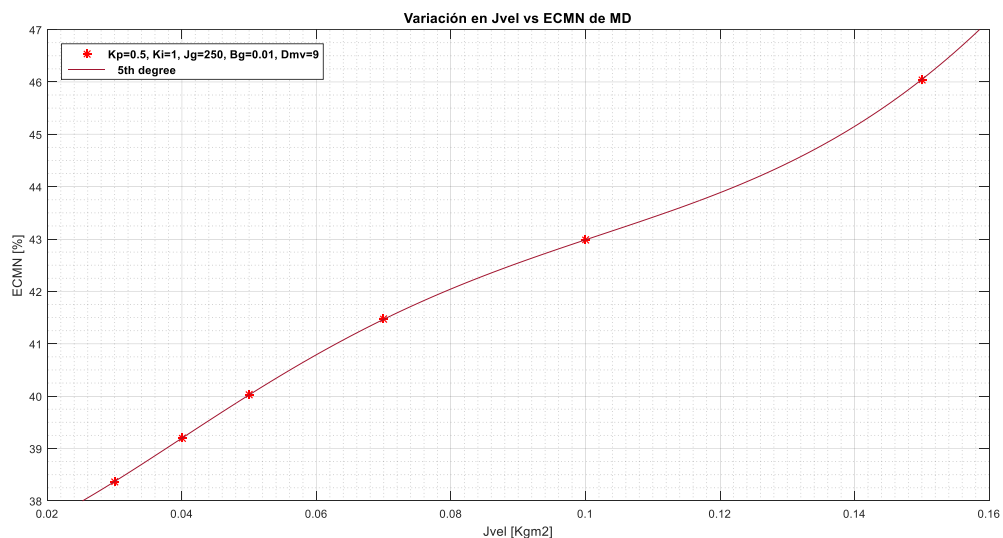


Figura 67. Modificaciones a la constante de inercia del mecanismo de orientación, eligiendo $J_{vel} = 0.03$. Con valores constantes de $K_p = 0.5$, $K_i = 1$, $J_{gen} = 250$, $B_{gen} = 0.01$ y $D_{mvel} = 9$.

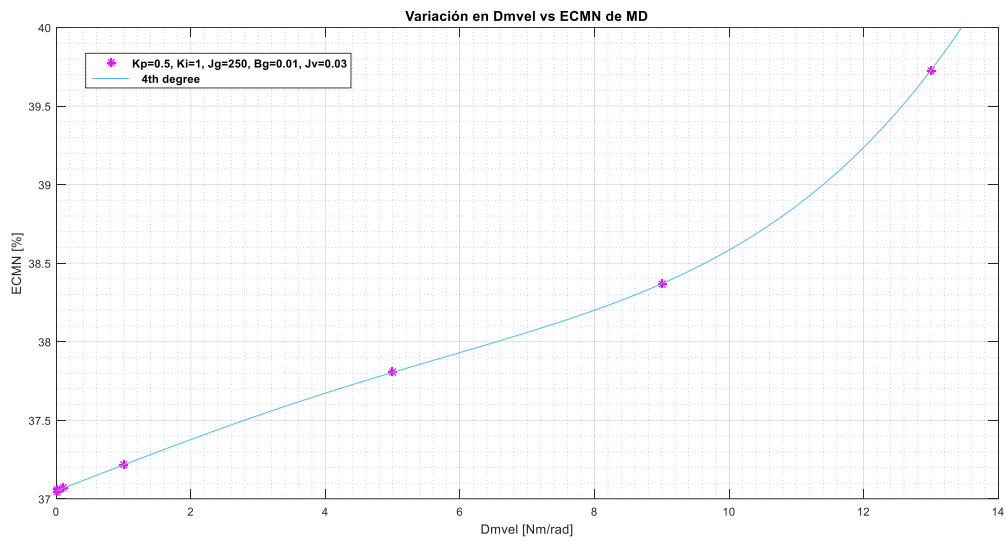


Figura 68. Modificaciones a la constante de fricción del mecanismo de orientación, eligiendo $D_{mvel} = 0.01$. Con valores constantes de $K_p = 0.5$, $K_i = 1$, $J_{gen} = 250$, $B_{gen} = 0.01$ y $J_{vel} = 0.03$.

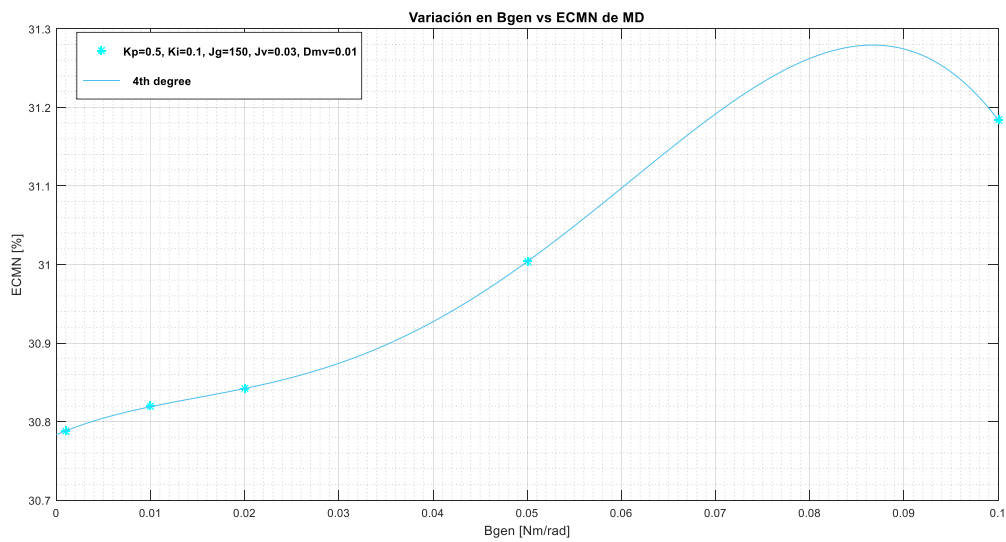


Figura 69. Modificaciones a la constante de fricción del generador, eligiendo $B_{gen} = 0.01$. Con valores constantes de $K_p = 0.5$, $K_i = 0.1$, $J_{gen} = 150$, $J_{vel} = 0.03$ y $D_{mvel} = 0.01$.

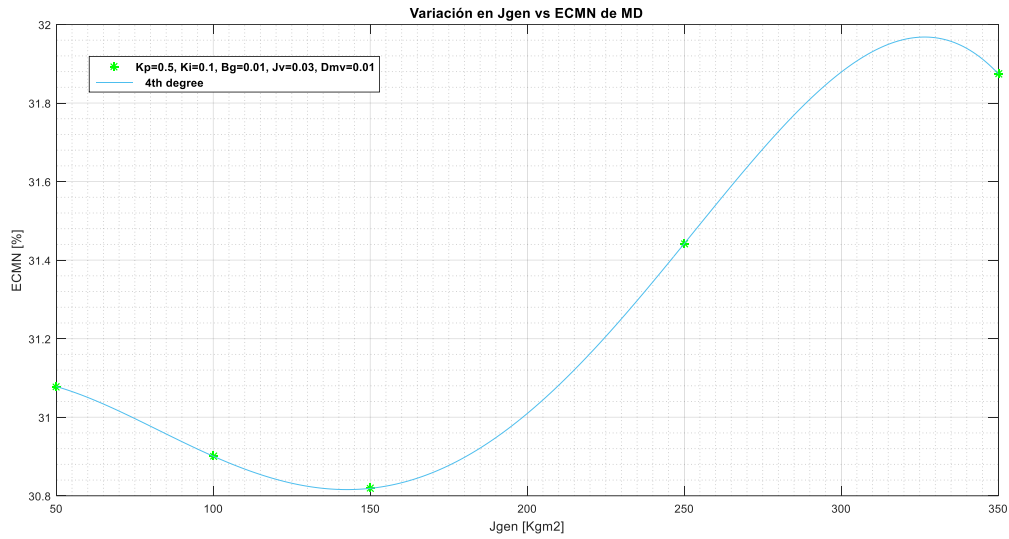


Figura 70. Modificaciones a la constante de inercia del generador, eligiendo $J_{gen} = 150$. Con valores constantes de $K_p = 0.5$, $K_i = 0.1$, $J_{vel} = 0.03$, $D_{mv} = 0.01$ y $B_{gen} = 0.01$.

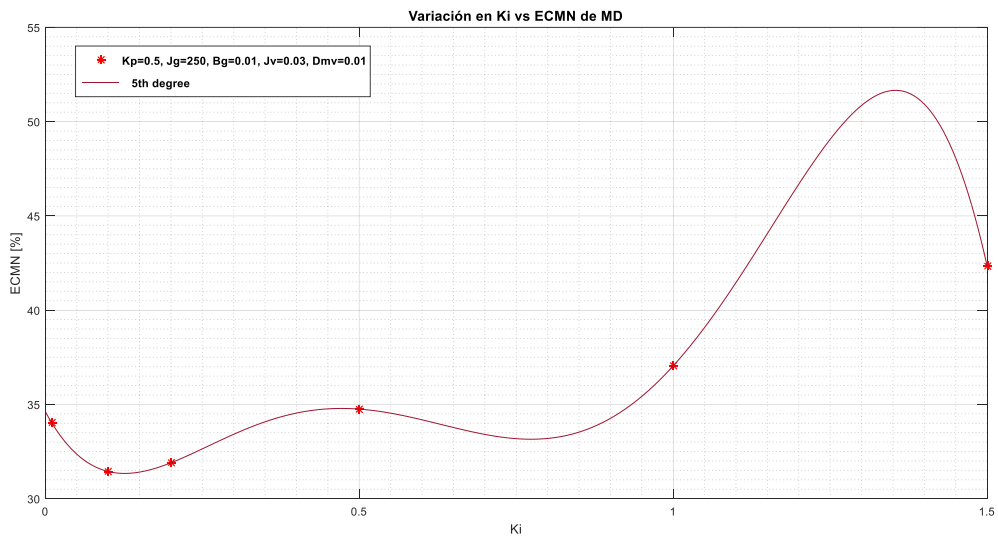


Figura 71. Modificaciones a la constante integral del controlador PI, eligiendo $K_i = 0.1$. Con valores constantes de $K_p = 0.5$, $J_{vel} = 0.03$, $D_{mv} = 0.01$, $J_{gen} = 250$ y $B_{gen} = 0.01$.

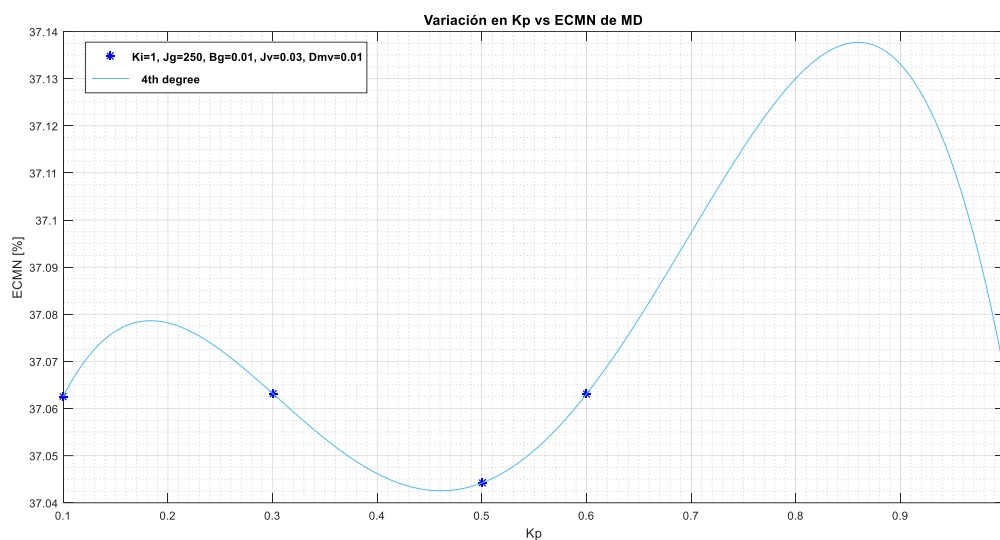


Figura 72. Modificaciones a la constante proporcional del controlador PI, eligiendo $K_p = 0.5$. Con valores constantes de $K_i = 1$, $J_{vel} = 0.03$, $D_{mvel} = 0.01$, $J_{gen} = 250$ y $B_{gen} = 0.01$.

La comparación se hace a partir del ECMN, y los resultados finales pueden observarse en la siguiente tabla:

Tabla 9. Valores utilizados para las diferentes constantes del modelo dinámico.

Constante proporcional del control PI (K_p)	Constante integral del control PI (K_i)	Constante de inercia del modelo de dirección del viento ($J_{mdv} [Kgm^2]$)	Constante de inercia del generador ($J_{gen} [Kgm^2]$)	Constante de fricción del modelo de dirección del viento ($D_{m_{dv}} [Nm/rad]$)	Constante de fricción del generador ($B_{gen} [Nm/rad]$)	ECMN [%]
0.5	0.1	0.03	150	0.01	0.01	30.8189

Además, los valores de las constantes de suavizado de tendencia y estacionalidad tienen los valores mostrados en la tabla 10:

Tabla 10. Valores de las constantes de suavizado del bloque de pronóstico estadístico SETE.

α_s	β_s
0.45	0.75

6. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del modelo dinámico implementado en Simulink en función de los pronósticos de velocidad y dirección del viento. Se observa la comparación entre la potencia real entregada por el aerogenerador, la potencia estimada a partir de la velocidad del viento y la potencia a partir de los pronósticos de velocidad y dirección del viento, y de los parámetros mecánicos, eléctricos y aerodinámicos del sistema eólicos incorporados al modelo.

Considerando la diferencia entre la potencia realmente generada por el sistema eólico y la potencia estimada a partir de la velocidad del viento, se obtuvo un ECMN del 180.33% (Sec. 3.1), mientras que, con el modelo dinámico se redujo a 30.82% de ECMN, es decir, se redujo a menos de una cuarta parte del error original.

Para comparar el funcionamiento del modelo dinámico implementado en Simulink, se obtiene el error entre la respuesta de salida del modelo dinámico y la serie de potencia real entregada por el sistema eólico, teniendo las figuras 67 y 68.

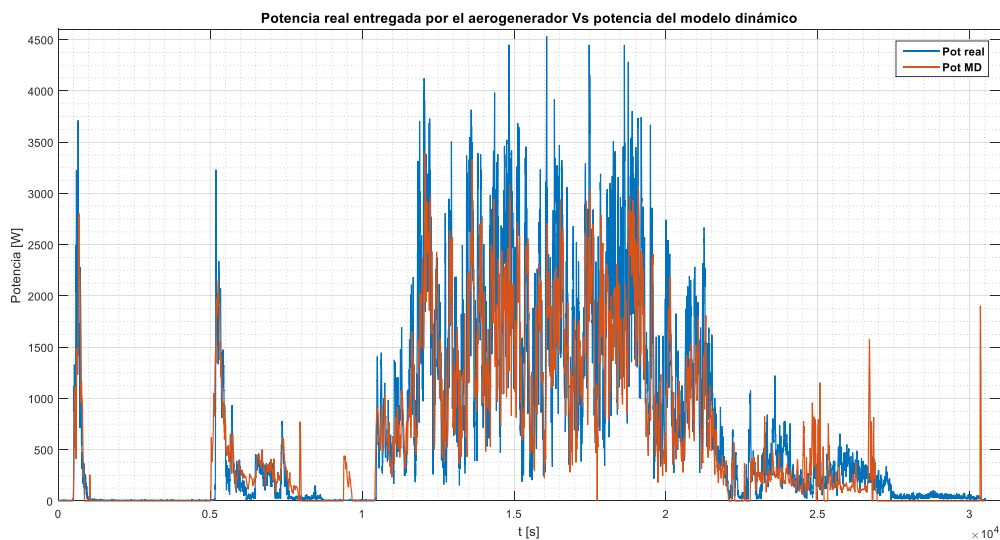


Figura 73. Comparación entre la potencia real entregada por el aerogenerador y la potencia estimada por el modelo dinámico.

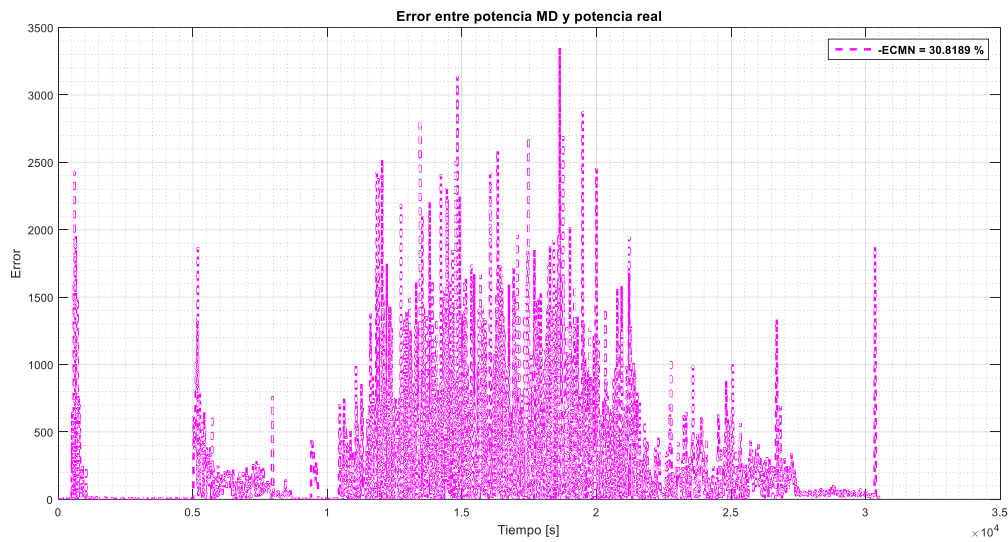


Figura 74. Error cuadrático medio normalizado entre la potencia real y la potencia del modelo dinámico.

Para conseguirlo, se integraron gradualmente todos los parámetros y características contempladas para el modelo dinámico desarrollado en la tesis, como lo son los parámetros mecánicos, eléctricos y aerodinámicos de la turbina y el modelo propuesto en función tanto de la velocidad como de la dirección del viento. Para facilitar su observación, se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. ECMN del modelo dinámico con el método de pronóstico integrado.

Parámetro agregado	ECMN [%]
Arranque y paro	144.5042
Limitadores de par eléctrico y mecánico	107.2956
Modelo dinámico de cambios de dirección	44.5033
Predicción SETE	44.0461
Valores ajustados	30.8189

En la figura 75 se muestran las tres señales de potencia con los datos correspondientes a un día completo (24 horas).

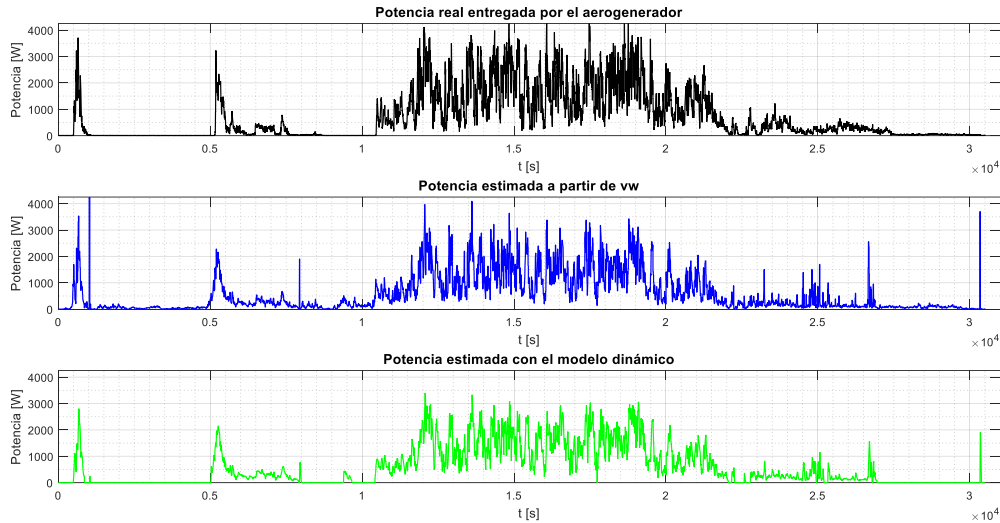


Figura 75. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función solo de la velocidad del viento y en función de los pronósticos de velocidad y dirección del viento.

La relevancia de los parámetros agregados se observa en las siguientes gráficas, por ejemplo, en la figura 76 se tienen los efectos de los limitadores de par eléctrico y mecánico, al obtener una señal libre de valores excedidos. Es decir, sin los limitadores, las ráfagas alcanzan valores de hasta 11,000 W; mientras que, al agregarlos al modelo dinámico, estas ráfagas son suprimidas. En la misma figura también se tiene un efecto del bloque de predicción, pues al considerar la potencia en función de la velocidad del viento, se presenta un desfase entre la lectura del sensor y el registro de potencia entregada de 23.9 segundos; y considerando el modelo dinámico con el bloque de predicción agregado, el desfase es de apenas 7.5 segundos.

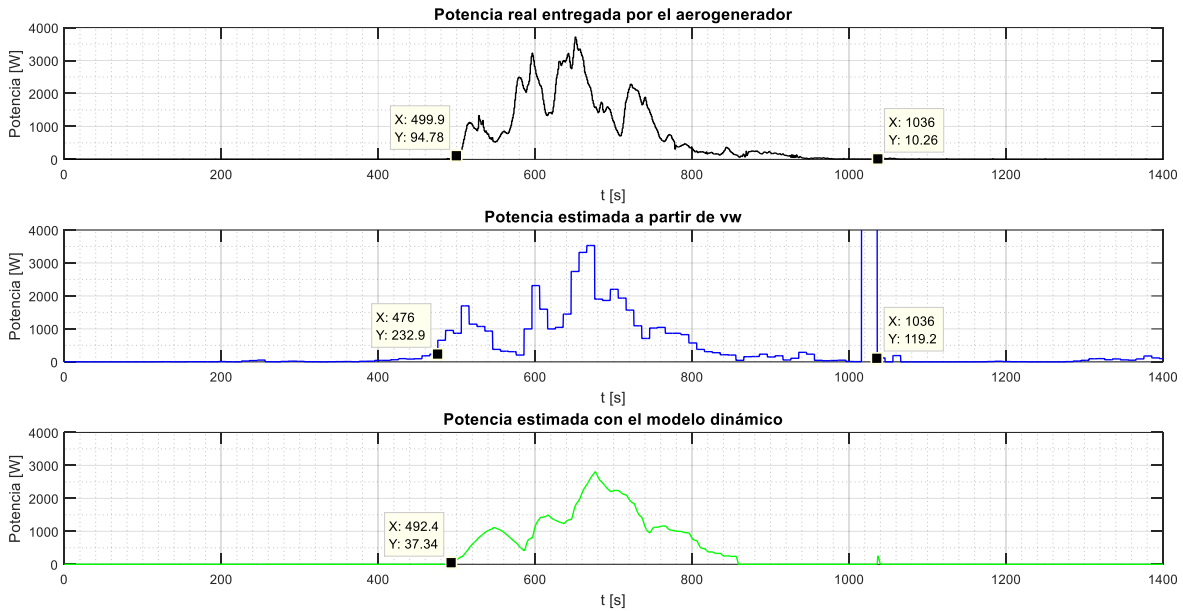


Figura 76. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función únicamente de la velocidad del viento y en función de la velocidad y dirección del viento; mostrando efectos de los limitadores de par eléctrico y mecánico y de la predicción SETE del comportamiento del viento.

Otro factor considerado es el arranque y paro, el cual permite que la turbina empiece a generar energía solo al cumplirse ciertas condiciones de velocidad de viento y velocidad angular mínimas (Sec. 3.3.2). Esto se muestra en la figura siguiente.

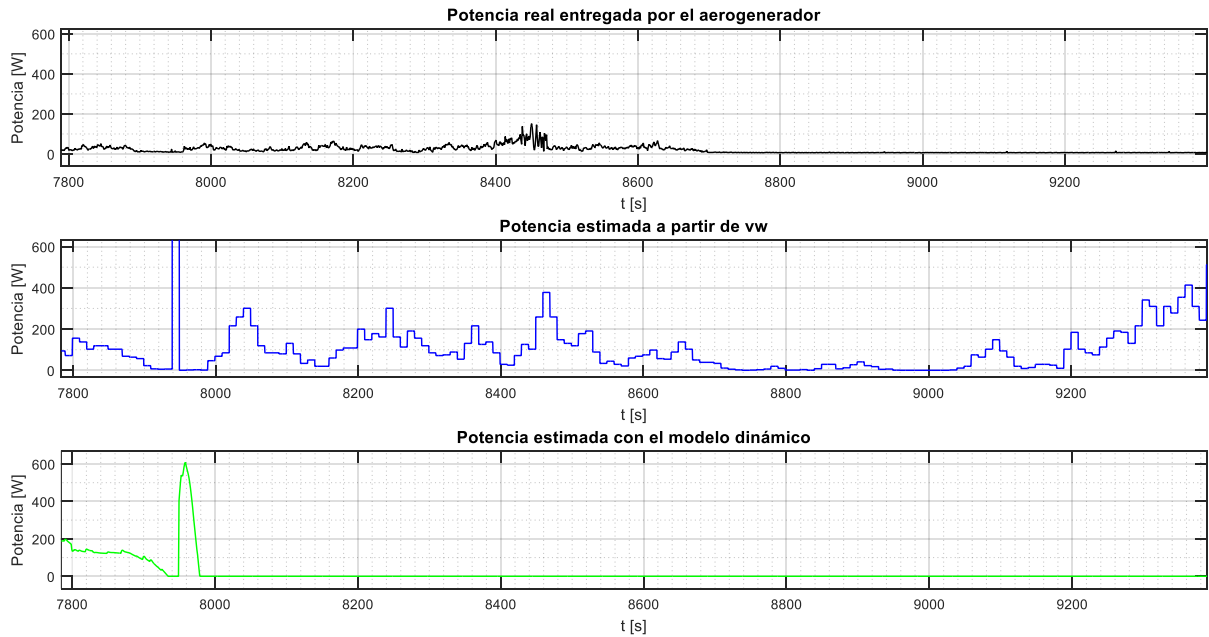


Figura 77. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función únicamente de la velocidad del viento y en función de la velocidad y dirección del viento; mostrando efectos de las condiciones de arranque y paro.

Por último, se tienen los efectos al agregar el parámetro del modelo de dirección del viento. En la figura 78 se observa cómo ante un cambio de 48° de la dirección del viento, la potencia real entregada por la turbina es de 719.7 W; mientras que las potencias dadas por el modelo en función de la velocidad del viento y por el modelo en función de la velocidad y dirección del viento son 277.9 W y 920.8 W, respectivamente. La primera con una diferencia de más de 441.8 W y la segunda con una diferencia de 201.1 W.

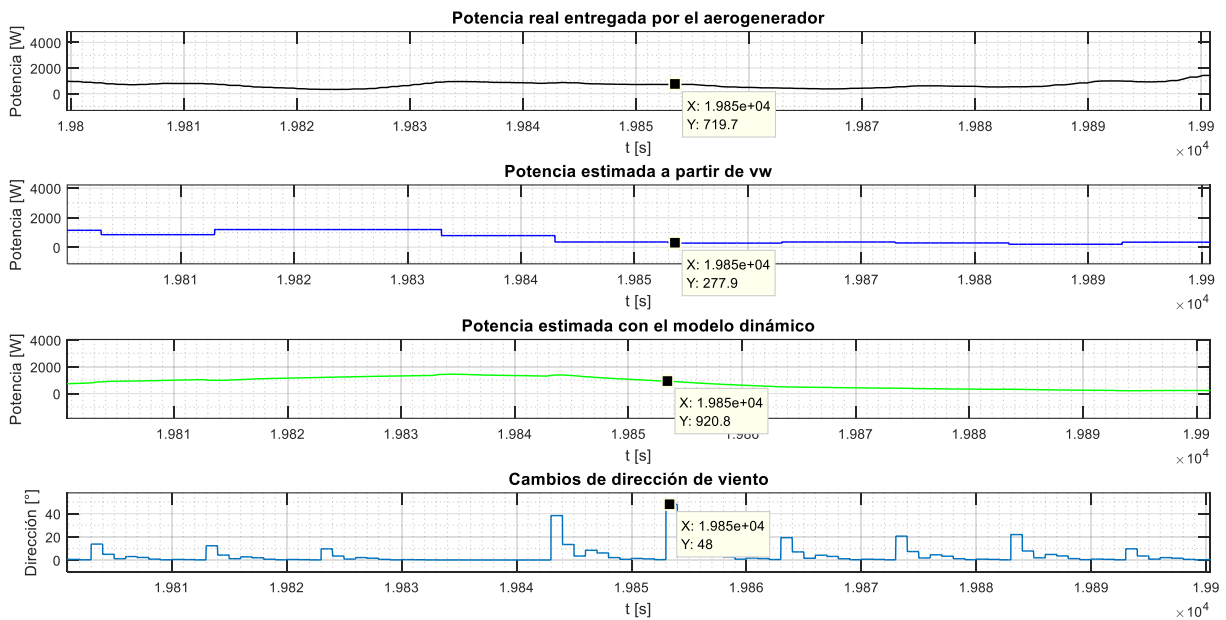


Figura 78. Comparación entre la potencia entregada por el aerogenerador y los modelos en función únicamente de la velocidad del viento y en función de la velocidad y dirección del viento; mostrando los efectos al agregar el modelo de dirección del viento.

7. Conclusiones

A partir del modelado dinámico propuesto y validado en este trabajo de tesis, con base en el pronóstico de la velocidad y dirección del viento, se logró la estimación a corto plazo de la producción de energía en el sistema eólico de pequeña escala.

Se generó un modelo dinámico descriptivo de la producción de energía del sistema eólico combinando los aspectos aerodinámicos, mecánicos y eléctricos que en él interactúan.

El modelo dinámico implementado en Simulink representa el comportamiento de la orientación del sistema eólico con respecto al vector de viento.

El modelo dinámico representa el comportamiento del sistema eólico ante fenómenos extremos de turbulencia y ráfagas en el recurso eólico.

Para el propósito de este trabajo, se eligieron los métodos estadísticos de pronóstico por su versatilidad para ser implementados en un hardware económico de fácil manejo y por su bajo costo computacional.

Para las series de tiempo empleadas, el método estadístico de pronóstico con mejor resultado fue el suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad. Con un error de pronóstico del 1.6762% de ECMN, al ser comparado con otros 4 métodos estadísticos. Este mismo método permitió mejorar la respuesta de potencia del modelo dinámico, al operar sobre la velocidad y dirección del viento predichas en lugar de sus valores medidos, disminuyendo el error un 0.6382%.

El SETE demora $7.9572e-6$ segundos en arrojar el valor pronosticado.

Al implementar el modelo dinámico en función de las estimaciones de velocidad y dirección del viento, en lugar de hacerlo solo con el pronóstico de velocidad, se consiguió disminuir el error del 180.33% al 30.82%.

8. Recomendaciones

En un trabajo futuro se puede mejorar el modelado de la veleta considerando el amortiguamiento aerodinámico, ya que en el modelo actual solo se contempla el amortiguamiento del rodamiento y la fuerza de arrastre. Para validar esta parte del modelo es importante instrumentar la veleta de tal manera que se pudiera registrar su posición al mismo tiempo que se registran los datos de velocidad y dirección del viento y los datos de potencia generada.

Teniendo en cuenta que en el modelo propuesto el sistema del generador inversor fue representado mediante un control PI, sería conveniente en un trabajo futuro elaborar un modelo dinámico del generador y obtener información acerca del comportamiento del inversor para poder modelar con mayor exactitud el sistema eléctrico.

Referencias

- A. Poli, A., & C. Cirillo, M. (1993). On the use of the normalized mean square error in evaluating dispersion model performance. *Atmospheric Environment*, 2427-2434.
- Abdelrahem, M., Mobarak, M., & Kennel, R. (2016). Model Predictive Control for Low-Voltage Ride Through Capability Enhancement of DFIGs in Variable-Speed Wind Turbine Systems. *9th International Conference on Electrical and Computer Engineering*. Dhaka, Bangladesh.
- AMDEE. (09 de Marzo de 2017). *Asociación Mexicana de Energía Eólica*. Obtenido de <http://www.amdee.org>
- Anderson, D. R., Sweeney, D. J., & Williams, T. A. (2008). *Estadística para administración y economía*. México, D.F.: CENGAGE Learning.
- Badihi, H., Zhang, Y., & Hong, H. (2015). Active Fault Tolerant Control in a Wind Farm with Decreased Power Generation Due to Blade Erosion/Debris Build-Up. *IFAC-PapersOnLine*, 1369-1374.
- Bautista Arana, C. E. (2015). *Pronóstico de la demanda eléctrica para sistemas de generación interconectados a la red*. Mérida, Yucatán.: UADY.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. England: WILEY.
- Chapman, S. (2012). *Máquinas Eléctricas*. Mc Graw Hill.
- Critzos, C., Heyson, H., & Boswinkle, R. (1955). *Aerodynamic characteristics of NACA 0012 airfoil section at angles of attack from 0° to 180°*. Washington: National advisory committee for aeronautics.

DIRECCIÓN GENERAL DE SERVICIOS DE DOCUMENTACIÓN, INFORMACIÓN Y ANÁLISIS. (2012). *Ley Para El Aprovechamiento De Energías Renovables y El Financiamiento De La Transición Energética*. México.

Gray, C., Koitz, R., Psutka, S., & Wotawa, F. (2015). An Abductive Diagnosis and Modeling Concept for Wind Power Plants. *IFAC-PapersOnLine*, 404-409.

Gros, S. (2014 de December de 2014). A Distributed Algorithm for NMPC-based Wind Farm Control. *A Distributed Algorithm for NMPC-based Wind Farm Control*. Los Angeles, California.

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2014). *Inventario Nacional de Emisiones-GEI*.

J. Olamaei, J. Javan, A. Yavartalab, & M. Khederzadeh. (2012). Advanced Control of FACTS Devices for Improving Power Quality Regarding to Wind Farms. *Energy Procedia*, 298-303.

Lahouar, A., & Hadj Slama, J. (2014). Wind Speed and Direction Prediction for Wind Farms Using Support Vector Regression. *The fifth International Renewable Energy Congress IREC' 2014*. Hammamet, Tunisia: IEEE.

Lasheen, A., Saad, M., Emara, H., & Elshafei, A. (2016). Explicit Model Predictive Control with Time Varying Constrains for Collective Pitching in Large Wind Turbines. *IEEE*.

Manwell, J., McGowan, J., & Rogers, A. (2002). *Wind Energy Explained; Theory, Design and Application*. England: Wiley.

Meriam, J., & Kraige, L. (1999). *Mecánica para ingenieros: Estática*. Barcelona, España: Reverté.

Njiri, J., Liu, Y., & Soffker, D. (2015). Multivariable Control of Large Variable-Speed Wind Turbines for Generator Power Regulation and Load Reduction. *IFAC*, 544-549.

Potencia Industrial. (10 de 11 de 2017). <http://www.potenciaindustrial.com.mx>.

Obtenido de <http://www.potenciaindustrial.com.mx/es/productos/turbina-eolica-colibri.html>

Sanchez, H., Escobet, T., Puig, V., & Odgaard, P. F. (2015). Health-aware Model Predictive Control of Wind Turbines using Fatigue Prognosis. *IFAC-PapersOnLine*, 1363-1368.

SENER. (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029*. México.

SENER. (2016). *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*. México.

Thapar, V., Agnihotri, G., & Krishna, V. S. (2011). Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines. *Renewable Energy*, 3166-3177.

Ummuhan Basaran, F. (2016). A New Hybrid Approach for Wind Speed Prediction Using Fast Block Least Mean Square Algorithm and Artificial Neural Network. *Mathematical Problems in Engineering*, 9.

Villarubia López, M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Ciudad de México: Alfaomega.

Wieringa, J. (1967). Evaluation and design of wind vanes. *Journal of applied meteorology*, 1114-1122.

Wilson, J. D., Buffa, A. J., & Lou, B. (2003). *FISICA*. México: Pearson.

Xiaoran, F., & Ron, P. (2013). A model-based predictive control for FTC for wind turbine wind speed sensor fault. *Conference on Control and Fault-Tolerant Systems (SysTol)*. Nice, France.

Yaffee, R., & McGee, M. (s.f.). *Introduction to Time Series Analysis and Forecasting with applications of SAS and SPSS*. Academic Press, Inc.

Zhao, E., Zhao, J., Liu, L., Zhongyue, S., & Ning, A. (2015). Hybrid Wind Speed Prediction Based on a Self-Adaptive ARIMAX Model with an Exogenous WRF Simulation. *Energies*.

Apéndices

Apéndice A. Códigos de los bloques de la implementación del modelo dinámico

A.1. Método de pronóstico SETE para velocidad y dirección del viento

```

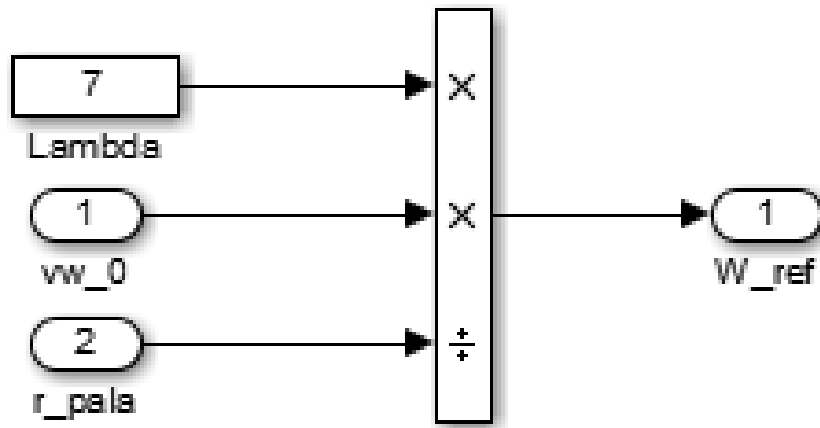
function [vw_p,TVw,EVw,dw_p,TDw,EDw] =
fcn(vw,T_antVw,E_antVw,dw,T_antDw,E_antDw,a_p,b_p)
%a_p y b_p son alfa y beta, coeficientes de suavizado.
Iguales para Vw y Dw
alpha = a_p;
beta = b_p;
J = 1; %J saltos hacia adelante
% Suavizado Exponencial con tendencia y estacionalidad -Vw-
EVw = alpha*vw+(1-alpha)*(E_antVw+T_antVw);
TVw = beta*(EVw-E_antVw)+(1-beta)*T_antVw;
vw_p = EVw+J*TVw;
% Suavizado Exponencial con tendencia y estacionalidad -Dw-
EDw = alpha*dw+(1-alpha)*(E_antDw+T_antDw);
TDw = beta*(EDw-E_antDw)+(1-beta)*T_antDw;
dw_p = EDw+J*TDw;
end

```

A.2. Condiciones de arranque y paro

```
function Vwo = arranque(Vwi, w) % Función de arranque y paro
if (((Vwi > 3.8) && (Vwi < 6.0) && (w < 13)) || ((Vwi > 0.1)
&& (w > 1)))
    Vwo = Vwi;
else
    Vwo = 0;
end;
```

A.3. Modelo estático de velocidad angular de referencia



A.4. Limitador de par eléctrico

```
function taue_lim = fcn(taue, w)

tauel = taue; %es la limitada
if (tauel > 0)
    tauel = 0;
end;

if (tauel < -1000)
    tauel = -1000;
end;

if (w > 0)
    if (tauel*w < -10000)
        tauel = -10000/w;
    end;
taue_lim = tauel;
else
taue_lim = 0;
end;
```

A.5. Normalización de la dirección y Δdir como complemento de la alineación de la veleta.



La función empleada se muestra a continuación.

$$dir_{normalizada} = \left(\frac{360}{dir_{original_{m\acute{a}x}}} \right) dir_{original}$$

```
%Normalización
function dir360 = normalizacion(d2)
%Cambios de dirección
function [y,d180] = diferencia(d,d_ant)
if d > 180
    d180 = d - 360;
elseif d < 0
    d180 = 0;
else
    d180 = d;
end;
a = abs((d180 - d_ant));
if a > 180
    b = 2*(a -180);
    a = a - b;
end;
y = a;
```

A.6. Alineación de la turbina

```

function [Fv,Teta,Fi,rv,TauV,Cl,Fa,TauA,Pot_R] =
fnc(Alfa,Beta,Omega,v,rv_1,ro,Pot_Real)
d = 1.4; %Altura de la veleta
c = 0.7; %Cuerda del perfil aerodinámico de la veleta
r = 1.8; %Longitud de la palanca de la veleta [m]
Teta = Alfa - Beta; %Ángulo de incidencia del viento
respecto a la veleta

%Primer valor de Rv para inicializar Phi
rv = zeros(size(Alfa));
% rv(1) = r+(1/4)*c;
rv(1) = rv_1;

%%% EMPIEZA CÁLCULO DE CL para calcular Fv %%%
% Se inicializan los vectores
Fi = zeros(size(Alfa));
vrel = zeros(size(Alfa));
Fv = zeros(size(Alfa));
TauV = zeros(size(Alfa));

for k = 1:length(Alfa)
    % Ángulo de la velocidad relativa
    Fi(k) = -atan2d((rv(k)*Omega-
v*sind(Teta(k))), (v*cosd(Teta(k))));

    % Actualización de rv y CL
    if (Fi(k) <= 90 && Fi(k) >= -90)
        rv(k) = r+(1/4)*c;
        Cl = CLT(Fi(k));
    else
        rv(k) = r+(3/4)*c;
        Cl = CLT(-Fi(k));
    end;

    % Cálculo de la velocidad relativa
    vrel(k)=sqrt((rv(k)*Omega-
v*sind(Teta(k))).^2+(v*cosd(Teta(k))).^2);

```



```
    % Fuerza de sustentación resultante
    Fv(k) = 0.5*Cl*ro*(vrel(k))^2*(c*d);
    TauV(k) = Fv(k)*rv(k);
end;
ra = r+c/2;
Cd = 2.5;
vrelq = ra*Omega-v*sind(Teta);
Fa = -0.5*Cd*ro*c*d*vrelq.*abs(vrelq);
TauA = Fa*ra;
Pot_R = Pot_Real;
end
```

A.7. Par mecánico y área efectiva de barrido

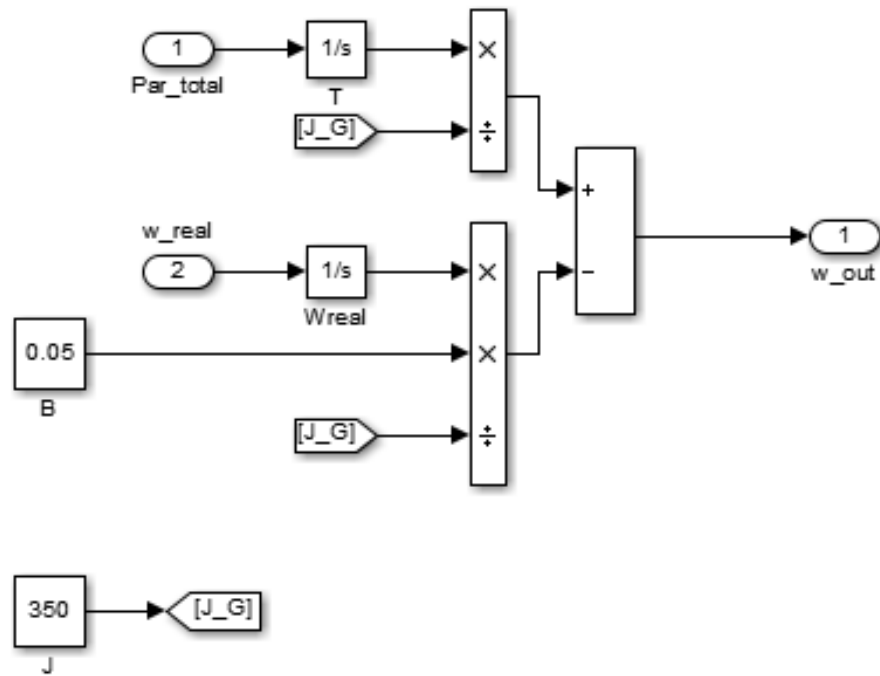
```
function [taut,A] = fcn(R, rho, w, vw, Teta)
A = pi*R^2*abs(cosd(Teta));
n = 3;
lambda = w*R/(vw+0.1);
Cq = (16/27)/(lambda+(1.32+((lambda-8)/20)^2)/(n^(2/3)))-
(0.57*lambda)/(25*(lambda+1/(2*n)));
taut = 1.24*(0.5*Cq*rho*A*R*vw^2);
```

A.8. Limitador de par mecánico

```
function y = fcn(taut, w)

tautl = taut; %es la limitada
if (tautl < 0)
    tautl = 0;
end;
if (tautl*w > 12000)
    tautl = 12000/w;
end
y = tautl;
```

A.9. Velocidad angular real



A.10. Estimación de potencia en función de la velocidad del viento y obtención de errores con gráficas

```

%Estimación de potencia en función de la velocidad del
viento
function P_disp = fcn(vw2, r, rho)
A = pi*r^2;
Cp = 0.45;
P_disp = 0.5*Cp*rho*A*vw2^3;

%Abrir los .mat para MD Simulink: mod_mec_turbina12_dir.slx
clear all; clc;

load('P1_Sim.mat');
load('Pot_MD_102.mat');

Pot_MD = Pot_MD_WS.signals.values;
P1 = Pot_R.signals.values;
t = Pot_MD_WS.time;

N_data = (1:length(P1));

%.....Cálculo del error.....

ECM = sum((Pot_MD - P1).^2)/(length(N_data));
% ECM
Pot_Apm = sum(Pot_MD)/length(N_data);
P1m = sum(P1)/length(N_data);
ECMN = (sum((Pot_MD - P1(1:length(N_data))).^2)/...
        (Pot_Apm*P1m*length(N_data)))*100;

e_t = abs(Pot_MD - P1);
EMAX = max(e_t);

```

```
figure(1);

plot(t,P1,'k','LineWidth',1); hold on;
plot(t, Pot_MD, 'b','LineWidth',1);
grid on; grid minor;
title('Potencia real y potencia
MD','FontSize',12,'FontWeight','bold');
legend({'Pot real','Pot
MD'},'FontSize',10,'FontWeight','bold');
xlabel('t [s]'); ylabel('Potencia [W]'); hold off;

figure(2);

plot(t,e_t,'m--','LineWidth',2);
grid on; grid minor;
title('Error entre potencia MD y potencia
real','FontSize',12,'FontWeight','bold');
legend({' -ECMN = ',num2str(ECMN),'
%'}),'FontSize',10,'FontWeight','bold');
xlabel('t [s]'); ylabel('Error');
```

Apéndice B. Códigos de validación de los métodos estadísticos de pronóstico.

B.1. Medias móviles

```

% MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE PRONÓSTICO
% MEDIAS MÓVILES
clear all; clc;

load('2016_09_30_P1');
Pw = P1;
N_data = (1:length(Pw))';

% Predicción por Medias Móviles

t = length(Pw);
k = 1; %Saltos de pronóstico
n = 3; % Orden de N variable siempre mayor a K
F = 0*Pw;
for i = 1+n-k:(t-k);
    F(i+k) = mean(Pw((i-n+k):i));

figure(1);
plot(N_data,Pw,'k','LineWidth',1); hold on;
plot(...
    N_data, F, 'b--');
grid on; grid minor;
title('Pronóstico de Potencia por Medias
Móviles','FontSize',12,'FontWeight','bold');
legend({'Potencia real',[ 'MM.ECMN = ',num2str(ECMFN),' %' ]},
'FontSize',10,'FontWeight','bold');
xlabel('Tiempo [s]'); ylabel('Potencia [W]'); hold off;

```

B.2. Suavizado exponencial simple

```
% MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE PRONÓSTICO
% SUAVIZADO EXPONENCIAL SIMPLE
clear all; clc;

load('2016_09_30_P1');
Pw = P1;

% Predicción de potencia

N_data = (1:length(Pw))';
F = 0*Pw;
alpha = 0.75; F(1) = Pw(1);

for k = 1:(length(Pw)-1);
    % Suavizado Exponencial Simple
    F(k+1) = alpha*Pw(k)+(1-alpha)*F(k);
end;
```


B.3. Suavizado exponencial simple de respuesta adaptativa

```

% MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE PRONÓSTICO
% SUAVIZADO EXPONENCIAL SIMPLE DE RESPUESTA ADAPTATIVA
clear all; clc;
tiempo_inicio = cputime;
%load('p29sep3oct16.mat');
%Pw = data(:,2);
load('2016_09_30_P1');
Pw = P1;

% Predicción de potencia
N_data = (1:length(Pw))';

P = 0*Pw; P2 = 0*Pw; Y = 0*Pw; alpha2 = 0*Pw; epsilon =
0*Pw; ES = 0*Pw;
EAS = 0*Pw; alpha = 0.75; alpha2(1) = 0.75; beta = 0.5; P(1)
= Pw(1);
P2(1) = Pw(1); Y(1) = 0; ES(1) = 1; EAS(1) = ES(1);
Yte = 0*Pw; Y_doble = 0*Pw;

for k = 1:(length(Pw)-1);
    % Suavizado Exponencial Simple
    P(k+1) = alpha*Pw(k)+(1-alpha)*P(k);
    % Suavizado Exponencial doble
    Y(k+1) = alpha*P(k+1)+(1-alpha)*Y(k);
    a_doble(k+1) = (2*P(k+1))-Y(k);
    b_doble(k+1) = (alpha/(1-alpha))*(Y(k+1)-Y(k));
    Y_doble(k+J) = a_doble(k)+(J*b_doble(k));
    % Suavizado Exponencial Simple de Respuesta Adaptativa
    P2(k+1) = alpha2(k)*Pw(k)+(1-alpha2(k))*P2(k);
    epsilon(k) = Pw(k) - P2(k);
    ES(k+1) = beta*epsilon(k)+(1-beta)*ES(k);
    EAS(k+1) = beta*abs(epsilon(k))+(1-beta)*EAS(k);
    if EAS(k+1)==0
        ES(k+1)=ES(k);
        EAS(k+1)=EAS(k);
    end;
    alpha2(k+1) = abs(ES(k+1)/EAS(k+1));
end;
end;

```

B.4. Suavizado exponencial doble

```
% MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE PRONÓSTICO
% SUAVIZADO EXPONENCIAL DOBLE
clear all; clc;

load('2016_09_30_P1');
Pw = P1;

% Predicción de potencia

N_data = (1:length(Pw))';
P = 0*Pw; Y = 0*Pw;
alpha = 0.75; P(1) = Pw(1);
Y(1) = 0;
for k = 1:(length(Pw)-1);
    % Suavizado Exponencial Simple
    P(k+1) = alpha*Pw(k)+(1-alpha)*P(k);
    % Suavizado Exponencial doble
    Y(k+1) = alpha*P(k+1)+(1-alpha)*Y(k);
end;
```

B.5. Suavizado exponencial de tendencia y estacionalidad

```

% MÉTODOS ESTADÍSTICOS DE PRONÓSTICO
%Suavizado exponencial con tendencia y estacionalidad
clear all; clc;

load('2016_09_30_P1');
Pw = P1;

% Predicción de potencia

N_data = (1:length(Pw))';
P = 0*Pw; Y = 0*Pw;
alpha = 0.75; beta = 0.75;
P(1) = Pw(1); Y(1) = 0;
E = 0*Pw; T = 0*Pw;
Yte = 0*Pw; J = 1;
for k = 1:(length(Pw)-1);

    % Suavizado Exponencial con tendencia y estacionalidad
    E(k+1) = alpha*Pw(k)+(1-alpha)*(E(k)+T(k));
    T(k+1) = beta*(E(k+1)-E(k))+(1-beta)*T(k);
    Yte(k+J)=E(k+1)+J*T(k+1);
end;

```

B.6. Comparación de los métodos estadísticos de pronóstico

```

% Calculando el ECMN, error absoluto y error máximo para
% cada método de predicción

ECMF = sum((Pw-F(1:length(N_data))).^2)/(length(N_data))
Pwm = sum(Pw)/length(N_data);
Fm = sum(F)/length(N_data);
ECMFN = (sum((Pw-
F(1:length(N_data))).^2)/(Pwm*Fm*length(N_data)))*100;

e_t = abs(Pw-F(1:length(N_data)));
EMAX = max(e_t);

%.....GRAFICANDO.....%
figure(2);

plot(N_data,e_t,'m--','LineWidth',1);
grid on; grid minor;
title('Error puntual de Medias
Móviles','FontSize',12,'FontWeight','bold');
legend ( {'EMax = ',num2str(EMAX),' - ECM =
',num2str(ECMF),' - ECMN = ',num2str(ECMFN),'
%'}], 'FontSize',10,'FontWeight','bold');
xlabel ('Tiempo [s]'); ylabel ('Error');

```